

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Análisis térmico de paneles fotovoltaicos mediante
termografía

Autora: Elena Navarro Huerta

Tutores: Isidoro Lillo Bravo, José María Delgado Sánchez

**Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2022



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Análisis térmico de paneles fotovoltaicos mediante termografía

Autora:

Elena Navarro Huerta

Tutores:

José María Delgado Sánchez (Profesor Ayudante Doctor)

Isidoro Lillo Bravo (Profesor Titular)

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2022

Trabajo Fin de Grado: Análisis térmico de paneles fotovoltaicos mediante termografía

Autora: Elena Navarro Huerta

Tutor: José María Delgado Sánchez
Isidoro Lillo Bravo

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

La realización de este proyecto significa el final de una maravillosa y a la vez dura etapa de mi vida. Han sido cinco años de carrera que, al contrario que muchos, me han parecido muy cortos y buenos.

Es cierto que la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Sevilla se ha convertido en una segunda casa para mí. En ella, he conocido a bellísimas personas, he pasado por buenos y malos momentos que repetiría sin dudarlo. Los malos momentos han creado una mayor cercanía entre mis compañeros y los buenos han creado una segunda familia.

Hace cinco años, en mi primer día de clase del Grado de Ingeniería de la Energía, me preguntaron sobre qué era lo que esperaba del grado y respondí “Lo único que quiero es aprender a pensar” y, desde ese momento, se convirtió en mi objetivo principal, terminar el grado sabiendo razonar y pensar sobre cualquier cosa, aunque fuese una de la que no tenía conocimiento alguno. Después de cinco años, me siento orgullosa de mí misma por haber logrado mi propósito.

Me gustaría agradecer a mi familia por su apoyo incondicional a lo largo de la carrera, sobre todo de uno de mis hermanos mayores, Gabriel Navarro Huerta que ha hecho que cambiase la famosa frase de “Si no apruebo este examen, dejo la carrera” en “Puedo con esto y mucho más”. Doy gracias a mis compañeros por el apoyo constante que han significado para mí, a esos profesores que merecen la pena, los que hacen que te replantees las cosas y las pienses una sexta vez para dar con la clave.

También doy gracias a mis tutores de Trabajo de Fin de Grado, José María Delgado Sánchez e Isidoro Lillo. En especial, me gustaría agradecerle a José María el enorme esfuerzo que ha puesto en prestarle mucha atención a este trabajo y en la enorme ayuda que me ha ofrecido día tras día.

Muchas gracias.

Elena Navarro Huerta

Sevilla, 2022

Resumen

La energía producida por las instalaciones fotovoltaicas tiene un papel cada vez más importante en el sistema eléctrico. Es por ello por lo que existe multitud de investigaciones relacionadas con la mejora de la eficiencia de los paneles. En este proyecto se analiza la termografía pasiva, un método para detectar los problemas más habituales en los paneles fotovoltaicos. La termografía infrarroja se ha convertido en una herramienta habitual para el mantenimiento preventivo y predictivo de los paneles solares.

El proyecto se basa en el uso de la termografía infrarroja para la obtención de información sobre el estado de los paneles en una instalación fotovoltaica. Se han realizado una serie de termografías a escala de laboratorio para conocer los posibles fallos que pueden producirse durante un análisis termográfico y las condiciones necesarias en las que se tiene que encontrar el panel respecto de la cámara para que se identifiquen correctamente las anomalías térmicas. Posteriormente, se realizó un análisis de seis parques fotovoltaicos, en los que la cámara termográfica la llevaba un dron. El objetivo del análisis de las seis plantas es explicar diferentes tipos de fallos, cómo detectarlos y cuáles son los más probables.

En primer lugar, se expone una breve introducción sobre la energía fotovoltaica y la influencia de la temperatura en su producción y en la eficiencia de los paneles solares. Posteriormente, se ha realizado un análisis bibliográfico que contiene los fundamentos teóricos sobre los que se basa el proyecto (termografía en paneles fotovoltaicos). Por último, se explica la metodología a seguir para realizar un análisis de defectos térmicos y los resultados obtenidos, tanto a pequeña (laboratorio) como a gran escala (parque solar fotovoltaico).

Abstract

The energy produced by photovoltaics installations has an increasingly role in the electrical system. For this reason, there is a various number of investigations related to the improvement of the efficiency. In this project, the passive thermography is analyzed, it is a non-destructive method used to detect common issues in photovoltaic panels. The infrared thermography has become a regular tool to the preventive and predictive maintenance on solar panels.

This project is based on the usage infrared thermography to gather information about the state of the condition of the panels in a PV farm. A series of thermographies were performed in a laboratory scale to understand possible failures that can occur during a thermographic analysis to find out the necessary conditions to make a correct analysis. Afterwards, it was a made an analysis of a PV farm, in which the thermographic camera was taken by a drone. Six PV farms were selected in order to explain different defects, how to detect them and which ones were more probable to happen.

Firstly, it is exposed a brief introduction about photovoltaic energy and the influence of temperature in its production and in the solar panels efficiency, Subsequently, it was elaborated a section about theoretical foundations about the thermography in photovoltaic systems. Finally, it is explained the methodology to follow in order to execute an analysis of the thermal anomalies and the results gathered in both small laboratory scale such as big as a high-capacity solar PV farm.

Índice

Agradecimientos	7
Resumen	9
Abstract	11
Índice	12
Índice de Tablas	13
Índice de Figuras	14
Notación	17
1 Introducción	19
1.1 Sistema energético actual	19
1.2 La célula solar	20
1.3 El panel fotovoltaico	23
1.4 Influencia de la temperatura en paneles fotovoltaicos	25
1.5 Conexión en serie de células con distinta curva I-V	27
1.6 Conexión en paralelo de células con distinta curva I-V	29
2 Objetivos del Proyecto	33
3 Análisis bibliográfico	34
3.1 Técnicas para detectar fallos en paneles fotovoltaicos	34
3.2 Fundamento teórico de la Termografía	35
3.3 Termografía aplicada a células solares	37
4 METODOLOGÍA	48
4.1 Identificación de defectos en una Planta Fotovoltaica.	48
4.2 Descripción del equipo de Termografía empleado	52
4.2.1 Equipo de laboratorio	52
4.2.2 Equipo de planta	54
4.3 Análisis de Modos de Fallo y Efectos (AMFE)	58
5 Resultados	60
5.1 Caracterización por Termografía a Escala de Laboratorio	60
5.1.1 Introducción	60
5.1.2 Tipos de imágenes termográficas de la cámara FLIR E6	60
5.1.3 Ensayos de termografías de paneles fotovoltaicos en laboratorio	61
5.2 Caracterización por Termografía a Escala de Planta Fotovoltaica	67
5.2.1 Detección de defectos en planta	67
5.2.2 Resultados obtenidos del análisis en planta	73
5.3 Análisis de Modos de Fallo y Efectos	76
6 Conclusiones	81
7 Referencias	82

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Principales Plantas Fotovoltaicas de gran capacidad en el mundo [7].	24
Tabla 2. Espectro electromagnético infrarrojo	35
Tabla 3. Clasificación de fallos según los problemas de seguridad asociados y la pérdida de potencia [27]	43
Tabla 4. Características de las plantas objeto de estudio.	56
Tabla 5. Porcentaje de paneles afectados de cada planta por tipo de defecto.	73
Tabla 6. Resumen de paneles afectados por cada planta analizada.	75
Tabla 7. AMFE de fallos localizados mediante termografía.	77

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Consumo eléctrico desde fuentes de energía renovables en la Unión Europea 2020 [5].	19
Ilustración 2. Evolución de la eficiencia fotovoltaica en distintas tecnologías de células solares [9].	20
Ilustración 3. Curva IV característica de una célula solar [10].	22
Ilustración 4. Influencia de la temperatura de operación de un panel en la curva característica.	23
Ilustración 5. Principales elementos de un panel fotovoltaico [11].	24
Ilustración 6. Conexión en paralelo de dos strings formados por tres células en serie.	26
Ilustración 7. Curva característica real de una asociación de dos células en serie trabajando en condiciones diferentes [14].	28
Ilustración 8. Asociación de 44 células en serie con distinta curva característica [19].	29
Ilustración 9. Asociación de tres células en paralelo con distinta curva característica [19].	30
Ilustración 10. Asociación en paralelo de células con distinta curva I-V [13].	30
Ilustración 11. Localización de sombras y presentación de la curva característica de la asociación en serie.	31
Ilustración 12. Localización del sombreado y presentación de la curva característica de la asociación en paralelo	31
Ilustración 13. Ejemplo de termografía en un cuadro eléctrico [22].	35
Ilustración 14. Radiación del cuerpo negro [23].	36
Ilustración 15. Ejemplo imagen infrarroja vs. imagen de luz visible.	37
Ilustración 16. Técnicas de termografía activa: (a) Pusada; (b) Lock-in; (c) Virbo-termografía [25].	38
Ilustración 17. Clasificación y características de la termografía infrarroja [25].	39
Ilustración 18. Detección de un Punto Caliente [24].	39
Ilustración 19. Diferencia de temperatura vs. ángulo vertical de visión de la cámara [24].	40
Ilustración 20. Varios grados de defectos de degradación de células de 18 años [26].	41
Ilustración 21. Termografías frontal y posterior de caja de conexiones [26].	42
Ilustración 22. Termografía frontal y trasera de un panel con una célula degradada [26].	42
Ilustración 24. Termografía de un panel sin aislamiento posterior [15].	45
Ilustración 25. Termografía de la parte posterior de un panel fotovoltaico [28].	46
Ilustración 26. Ejemplo teórico de string desconectado compuesto por tres paneles.	48
Ilustración 27. Ejemplo teórico string desconectado debido a diodos defectuosos.	48
Ilustración 28. Ejemplo teórico de panel desconectado.	49
Ilustración 29. Ejemplo teórico de un diodo de bypass.	50
Ilustración 30. Ejemplo teórico de Punto Caliente ocupando una parte de una celda (I).	50
Ilustración 31. Ejemplo teórico de Punto Caliente ocupando celda completa (II).	51
Ilustración 32. Ejemplo teórico de Punto Caliente de forma irregular (III).	51
Ilustración 33. Ejemplo de Potencial de Degradación Inducida [29].	52

Ilustración 34. Termografías vs. Electroluminiscencia de un PID [29].	52
Ilustración 35. Cámara termográfica FLIR E6.	53
Ilustración 36. Módulo de ensayo ND-6AE3D.	54
Ilustración 37. Módulo de ensayo M55L.	54
Ilustración 38. Dron utilizado para hacer termografías en planta.	55
Ilustración 39. Cámara termográfica.	55
Ilustración 40. Dron listo para volar con cámara y gimbal.	56
Ilustración 41. Procedimiento para realizar un análisis térmico en planta.	57
Ilustración 42. Barrido a realizar por el dron.	58
Ilustración 43. Ejemplo de plantilla de trabajo para generar un AMFE de un proceso de laminación fotovoltaica.	59
Ilustración 44. Termografía tomada en laboratorio, imagen térmica.	60
Ilustración 45. Termografía tomada en laboratorio, modo de imagen MSX térmica.	61
Ilustración 46. Termografía tomada en laboratorio, modo de imagen en imagen.	61
Ilustración 47. Termografía panel completo ND-6AE3D, 9:06.	62
Ilustración 48. Termografía del módulo M55L, 11:31.	62
Ilustración 49. Termografía del módulo M55L, 9:07.	62
Ilustración 50. Termografía del panel ND-6AE3D, 11:34.	63
Ilustración 51. Panel M55L vertical sobre silla.	64
Ilustración 52. Panel ND-6AE3D horizontal apoyado sobre sillas.	64
Ilustración 53. Termografías del panel M55L vertical sobre silla.	64
Ilustración 54. Efecto del marco en el gradiente de temperaturas.	65
Ilustración 55. Ejemplos de reflejos de la cámara termográfica en laboratorio.	65
Ilustración 56. Panel M55L con sombra en la zona de la derecha.	66
Ilustración 57. Panel ND-6AE3D con sombra en la zona de la derecha.	66
Ilustración 58. Imagen termográfica (String Desconectado) de la Planta #3.	67
Ilustración 59. Imagen termográfica (Panel Desconectado) de la Planta #3.	68
Ilustración 60. Imagen termográfica (Diodo de Bypass) de la Planta #3.	68
Ilustración 61. Imagen termográfica (Punto Caliente) de la Planta #5.	69
Ilustración 62. Imagen termográfica (Múltiples Puntos Calientes) de la Planta #1.	69
Ilustración 63. Imagen termográfica (Caja de Conexiones) de la planta #3.	70
Ilustración 64. Imagen termográfica (Suciedad) de la planta #2.	70
Ilustración 65. Termografía geolocalizada de la Planta #2 (los puntos amarillos hacen referencia a varios puntos calientes causados por suciedad).	71
Ilustración 66. Imagen termográfica (Sombra) de la planta #4.	71
Ilustración 67. Imagen termográfica (Potencial de Degradación Inducida) de la Planta #6.	72
Ilustración 68. Imagen termográfica (Potencial de Degradación Inducida) de la Planta #6.	72
Ilustración 69. Ejemplos de reflejos debido al dron.	72
Ilustración 70. Paneles con vegetación de la Planta #1.	74

Ilustración 71. Paneles de la Planta #2 con suciedad.	75
Ilustración 73. Índice de riesgo (RPN) de los fallos detectados por termografía.	78
Ilustración 74. Posibles fallos evitables mediante el uso de termografía.	78
Ilustración 75. Caja de conexiones quemada [31].	79
Ilustración 76. Cable en mal estado [31].	80
Ilustración 77. Paneles con suciedad y con plantas a su alrededor.	80

Notación

Jsc	Densidad de corriente fotogenerada en cortocircuito
Isc	Corriente de cortocircuito
I _L	Corriente generada en iluminación
I _o	Corriente generada en oscuridad
J _o	Densidad de corriente de saturación
J _{pp}	Densidad de corriente de máxima potencia
I _{pp}	Corriente en el punto de máxima potencia
P _{pp}	Potencia máxima o potencia pico
V _{pp}	Tensión de máxima potencia
Voc	Tensión de circuito abierto
FF	Factor de forma
q	Carga del electrón
η	Rendimiento de la conversión fotovoltaica
G	Radiación solar incidente en una célula solar
AM	Masa de aire
k	Constante de Boltzmann
EVA	Etilvinilacetato
α	Coefficiente de temperatura (corriente de cortocircuito)
β	Coefficiente de temperatura (tensión de circuito abierto)
γ	Coefficiente de temperatura (potencia máxima)
σ	Constante de Stefan-Boltzmann
ε	Emisividad
λ	Longitud de onda
n	Factor de idealidad
W	Potencia emitida por radiación
EL	Electroluminiscencia
IR	Infrarrojo
VIS	Región visible
LIVT	Característica corriente-tensión local medida térmicamente
TG	Termografía
PID	Potencial de Degradación Inducida
AMFE	Análisis de Modos de Fallos y Efectos
O	Ocurrencia
D	Detección
S	Severidad
RPN	Número de prioridad de riesgo o índice de riesgo
SCADA	Control de Supervisión y Adquisición de Datos
FV	Fotovoltaica
HDMI	Interfaz multimedia de alta definición

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Sistema energético actual

El sistema energético actual está fundamentalmente basado en el uso de combustibles fósiles para transformar y obtener energía útil. El ritmo de consumo es tal que, en un año, la humanidad consume lo que la naturaleza tarda millones de años en producir, por lo que es un hecho certero el agotamiento de las reservas existentes de petróleo y gas natural, existen dudas sobre el período de extinción de otras reservas fósiles como el carbón (menos limitada). Así, el mantenimiento del sistema energético global actual durante un plazo corto-medio de tiempo a futuro es insostenible debido al agotamiento de las reservas de combustibles no renovables. El uso de combustibles fósiles contribuye al efecto invernadero, afecta a la contaminación local y lluvia ácida, impacta en la deforestación, etc. Debido a ello, es necesario la búsqueda nuevos sistemas de producción de electricidad basados en energía renovable. En este aspecto, el 12 de diciembre de 2015 [1] se firmó el Acuerdo de París para combatir el cambio climático con el objetivo de evitar a largo plazo que la temperatura medida del planeta aumentase en 2°C con respecto niveles preindustriales, así como proponer acciones para que el calentamiento global no superase 1.5°C. Este contexto marcaba la necesidad de impulsar el uso extensivo de fuentes de energía renovables en contra del continuo desarrollo de centrales con combustibles fósiles, aunque esta declaración de intenciones no se vio implementada en la realidad por la mayoría de los países firmantes. Pero la ambición climática que se ha venido desde entonces reclamando ha encontrado recientemente unos inesperados aliados: la guerra de Ucrania, el aumento de costes de las materias primas tras el período de pandemia COVID-19 y la dependencia energética de ciertos países [2] [3]. La ambición de transición energética ha cambiado rápidamente. Cinco países han anunciado nuevas políticas para seguir descarbonizando sectores como el transporte, la industria y la calefacción. La estrategia europea REPowerEU se centra en esto con medidas de eficiencia energética y el clima: obligación de disponer de energía solar fotovoltaica en los nuevos edificios públicos, incentivos para el uso de sistemas renovables de autoconsumo, vehículo eléctrico, etc.

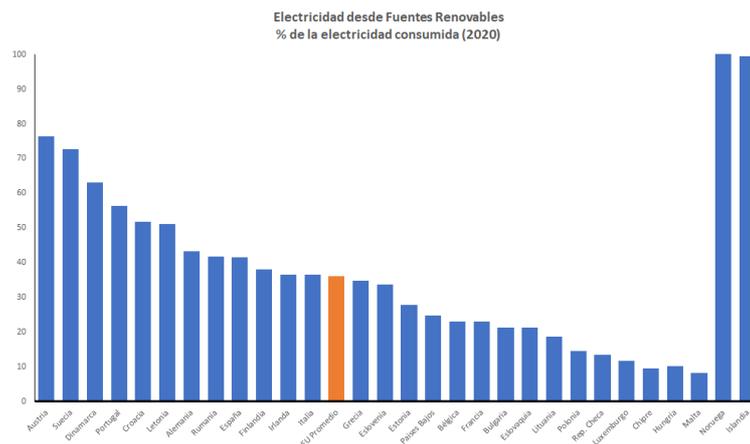


Ilustración 1. Consumo eléctrico desde fuentes de energía renovables en la Unión Europea 2020 [4].

Dentro de las distintas fuentes de energía renovable, la energía solar fotovoltaica se caracteriza por la capacidad que tienen ciertos materiales para proporcionar una conversión directa de la radiación solar en electricidad. Una de sus ventajas por tanto es que necesita una fuente de energía inagotable como el sol, aunque como inconvenientes no se debe obviar su carácter intermitente y sus relativas bajas eficiencias de conversión. [5] Aun con estos inconvenientes, las últimas décadas han demostrado a la sociedad su madurez tecnológica y una

reducción de costes significativa, lo que ha permitido cada vez más el uso extensivo de esta tecnología en el mix energético de diferentes países. Lo que hace unas décadas se consideró una planta fotovoltaica aquella instalación de capacidad de 10 kWp, ahora se trabaja en diseños de 500 MWp, órdenes de magnitud muy superiores [6].

1.2 La célula solar

Existen diferentes tecnologías fotovoltaicas, que se diferencian principalmente en el tipo de material semiconductor empleado para la fabricación de la célula solar. Hay una competencia entre ellas para investigar nuevos materiales y procesos de fabricación capaces de ofrecer al mercado mejores eficiencias, mejor estabilidad y menor coste. En la Figura 2 se presenta la evolución de las eficiencias conseguidas en cada una de las tecnologías investigadas [7] [8], pero de todas ellas, a nivel de desarrollo de plantas fotovoltaicas con fines comerciales, la tecnología que domina el sector es el silicio, ya que ofrece un equilibrio entre los tres indicadores mencionados: madurez, eficiencia y coste.

Como se puede observar en la Figura 2, la tecnología fotovoltaica presenta un rendimiento de conversión de energía reducido, ya que, de toda la radiación incidente, en torno al 70% se disipa en forma de calor, el 5-10% en forma de radiación reflejada y un 25% aproximadamente en energía eléctrica. Dichos porcentajes varían según el tipo de tecnología.

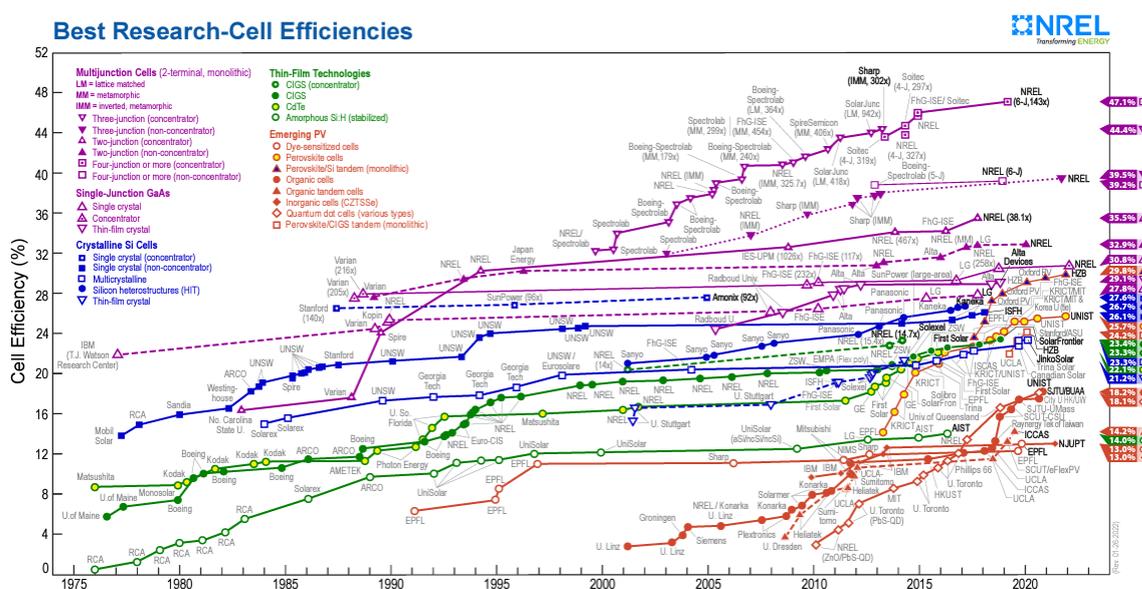


Ilustración 2. Evolución de la eficiencia fotovoltaica en distintas tecnologías de células solares [8].

Una célula solar de silicio se basa en una unión simple de dos semiconductores: silicio dopado con boro (tipo -n) y silicio dopado con fósforo (tipo -p). Cuando la radiación solar (fotones) alcanzan la unión PN de los semiconductores, se produce una conversión generando portadores de carga (electrones y huecos), que son separados entre sí y atraídos hasta los contactos eléctricos de la célula solar, habitualmente una lámina delgada de aluminio como contacto trasero, y una estructura basada en plata en la capa frontal. Típicamente una célula solar de silicio tiene un tamaño de 156x156 mm² y es capaz de generar una tensión de circuito abierto de 0.5 V. Para diseñar sistemas fotovoltaicos, las células solares dentro de los módulos fotovoltaicos se conectan entre sí en serie, de manera que se suma la tensión generada y se mantiene la corriente. Posteriormente, a nivel de planta fotovoltaica, los módulos se conectan en serie entre sí formando strings, de manera que se vuelve a elevar la tensión. Finalmente, dependiendo de la configuración de la planta y las especificaciones de los inversores, los strings se interconectan entre sí en serie (suma la tensión y mantiene constante la corriente) o en paralelo (suma

la corriente y mantiene constante la tensión).

La caracterización de una célula solar se basa en la cuantificación de sus parámetros característicos: tensión de circuito abierto (V_{OC}), densidad de fotocorriente generada (J_{SC}), tensión de máxima potencia (V_{PP}), densidad de fotocorriente de máxima potencia (J_{PP}) y factor de forma (FF). La cuantificación de estos parámetros se realiza a partir de la medida de la curva I-V, que se representa en la Figura 3 [9]. A partir de estos parámetros, se determina la eficiencia de conversión (η) (Ecuación 1).

$$\eta = \frac{V_{oc} \cdot J_{sc} \cdot FF}{G}$$

Ecuación 1. Eficiencia de la conversión fotovoltaica [9].

donde G representa la radiación solar incidente en la célula solar, V_{OC} es la tensión de circuito abierto, J_{SC} la densidad de corriente de cortocircuito, y FF el factor de forma.

La densidad de corriente de cortocircuito (J_{SC}) se produce debido a la generación y recolección de los portadores generadores en el material, y representa la corriente máxima que se puede generar en un dispositivo fotovoltaico cuando se ilumina con una cierta cantidad de radiación. Depende de los siguientes factores:

- Área de la célula solar: cuanto mayor área tenga la célula solar, mayor cantidad de radiación será capaz de captar, y por tanto mayor intensidad generará. La forma de aislar esta dependencia es usar el término densidad de corriente en lugar de corriente.
- Número de fotones: se refiere a la intensidad del espectro solar que tiene la radiación incidente, y se suele hablar en términos de “soles”, de manera que 1 sol corresponde al espectro solar normalizado AM 1.5 (cociente entre el recorrido óptico de un rayo solar y el correspondiente a la normal a la superficie terrestre), y cuando se menciona que la intensidad aumenta a 5x, se interpreta en aumentar cinco veces el número de fotones incidentes (5 kW/m^2). Esto se logra bien instalando el dispositivo fotovoltaico en distintas localizaciones donde cambie la intensidad del espectro solar, o mediante elementos ópticos que concentren la radiación solar en la célula.
- Espectro solar: se corresponde con la distribución energética de la radiación solar incidente en el dispositivo. Las células se caracterizan usando el espectro estándar AM 1.5, pero dependiendo de la localización y los factores ambientales (humedad, polución, aerosoles, etc.) el espectro solar puede cambiar potenciando distintas longitudes de onda en favor de otras. La célula solar no absorbe todos los fotones del espectro solar para generar electricidad, y aquellos que sí absorbe no tienen siempre la misma probabilidad. Por tanto, conocer el espectro solar de una determinada localización es fundamental para evaluar la energía generada por una planta solar.
- Propiedades ópticas de la célula solar. Como en cualquier proceso óptico, la luz incidente en la célula solar tendrá una componente transmitida, otra componente reflejada, y una parte absorbida. La relación entre los tres procesos dependerá de los materiales empleados en la célula solar, y de ellos dependerá la corriente generada, siendo mayor cuanto mayor radiación sea absorbida.
- Probabilidad de recolección de portadores: la intensidad eléctrica generada en la célula es proporcional a los portadores de carga que lleguen a los contactos eléctricos, que siempre serán menos que los generados en la unión PN, puesto que una parte de ellos serán absorbidos en los defectos del material (centros de recombinación) y transformados en calor. Cuantas menos impurezas y defectos se encuentren en el material semiconductor, mayor será la fotocorriente generada en la célula solar.

La tensión de circuito abierto (V_{OC}) es el máximo voltaje que se puede obtener en una célula solar a corriente cero. Es una magnitud que depende del bandgap del material: a medida que disminuye el bandgap del material, disminuye V_{OC} , y depende al igual que la fotocorriente generada, de los procesos de recombinación de los portadores de carga en el material.

El punto de máxima potencia de una célula solar ($P_{pp} = V_{pp} \cdot I_{pp}$) difiere de los valores de corriente y tensión

máximos descritos anteriormente: J_{SC} y V_{OC} . Para determinar este punto óptimo de operación, lo que se busca es maximizar simultáneamente ambos parámetros eléctricos en lugar de cada uno de ellos individualmente. Así, la relación entre el producto de V_{PP} y J_{PP} respecto J_{SC} y V_{OC} es lo que se conoce como Factor de Forma (FF), y aporta información sobre la calidad de la célula solar y cuánto podría mejorarse su diseño, ya que la causa detrás de esta relación se encuentra en los mecanismos de recombinación de portadores (resistencia en serie) y de la calidad de los materiales empleados (resistencia en paralelo).

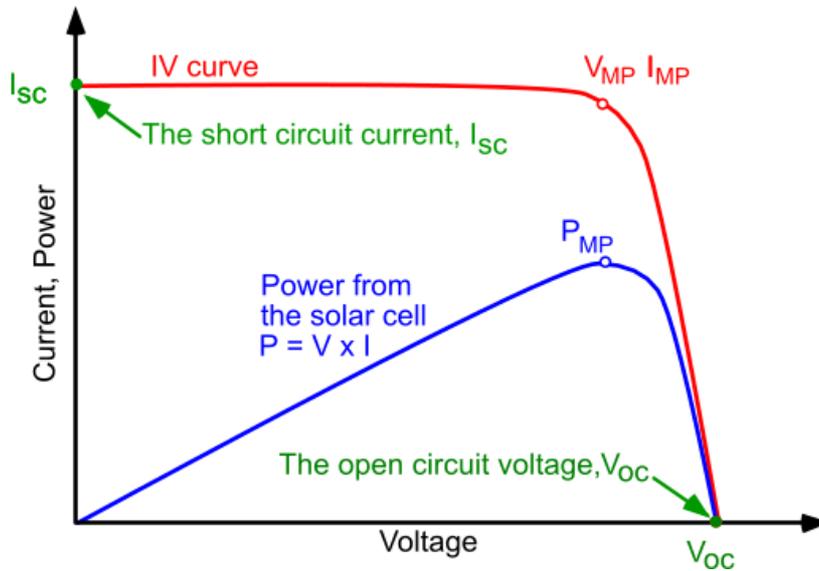


Ilustración 3. Curva IV característica de una célula solar [9].

Además, los parámetros característicos de la célula solar dependen de propiedades intrínsecas de los semiconductores empleados para formar la unión PN (densidad de portadores, espesor, etc.) y de las condiciones de operación (temperatura, radiación, etc.):

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) \right]$$

Ecuación 2. Corriente de una célula fotovoltaica.

$$V = \frac{nkT}{q} \ln\left(\frac{I_L - I}{I_0}\right)$$

Ecuación 3. Tensión de una célula fotovoltaica.

donde I_L e I_0 representan la corriente en iluminación y oscuridad generada respectivamente, q es la carga del electrón, k es la constante de Boltzmann, T la temperatura absoluta en kelvin, V la tensión aplicada en los terminales y n el factor de idealidad.

Observando ambas expresiones, es fácil entender que las prestaciones de una célula solar tienen una dependencia con la temperatura de operación (Figura 4), siendo mayor esta dependencia en la tensión (dependencia lineal) que en la fotocorriente generada (dependencia exponencial). Un aumento de la temperatura aporta una mayor

energía a los electrones del material, lo que podría interpretarse como una reducción del bandgap del semiconductor. Es decir, se necesita por tanto menos energía para promocionar un portador de carga desde la banda de valencia a la banda de conducción.

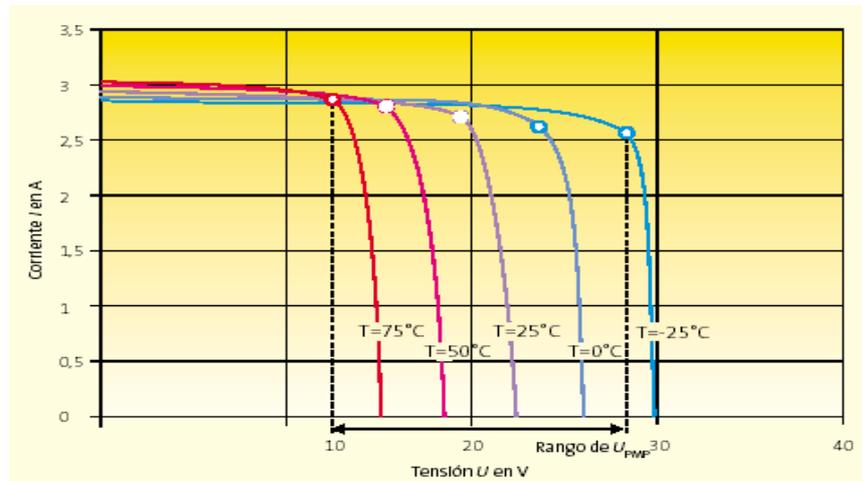


Ilustración 4. Influencia de la temperatura de operación de un panel en la curva característica.

Se puede observar con claridad el efecto de un aumento de temperatura de la célula en la Ilustración 4. A radiación constante, al aumentar la temperatura, disminuye la tensión de circuito abierto y, por lo tanto, la tensión del punto de máxima potencia, es decir, disminuye considerablemente la potencia producida por el panel, ya que la corriente generada aumenta de forma insignificante en comparación con la variación que sufre la tensión.

1.3 El panel fotovoltaico

Una vez definido el componente fundamental, la célula solar, se describe el módulo fotovoltaico. Éste consiste en un conjunto de células solares, conectadas eléctricamente entre sí en serie para aumentar la tensión eléctrica generada y en paralelo, para aumentar la corriente generada, aumentando así la potencia producida. Las celdas se encuentran encapsuladas en un tipo de material que evita su degradación por contacto con el ambiente (humedad, ambiente salino, etc.), evitando que el agua o el oxígeno llegue a la célula, habitualmente EVA (etilvinilacetato). Para un mejor funcionamiento de las células que conforman un mismo panel, se coloca un vidrio templado en la cubierta frontal para garantizar una buena protección y transmitir bien la radiación solar al mismo tiempo. Es fundamental un marco de apoyo resistente (normalmente de Aluminio), ya que los paneles solares quedan expuestos a climas atmosféricos fuertes, proporcionando rigidez al conjunto. Existe una capa en la zona posterior del panel como protección (normalmente de Tedlar). Por último, se encuentra la caja de conexiones del módulo fotovoltaico, en la que se encuentran dos cables, uno de carga positiva y otro de carga negativa, formando el circuito exterior por el que circularán los electrones (Ilustración 5).

En el diseño de una planta fotovoltaica, los módulos fotovoltaicos son conectados entre sí formando strings que se conectan eléctricamente al inversor fotovoltaico.

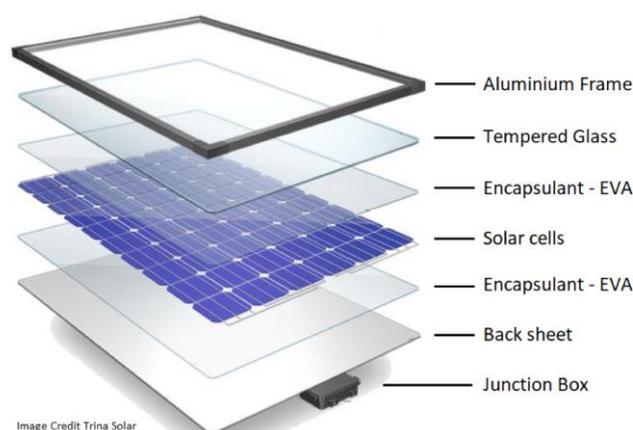


Ilustración 5. Principales elementos de un panel fotovoltaico [10].

Actualmente las plantas fotovoltaicas se diseñan con una capacidad típica de 500 MWp aproximadamente debido a aspectos fundamentalmente financieros. Con este volumen se ajusta un equilibrio entre los costes de los materiales y el beneficio de la venta de energía generada. Supone por tanto que una planta típica de esta capacidad disponga de 1.500.000 de módulos fotovoltaicos ocupando una superficie aproximada de 1.000 hectáreas. A modo de ejemplo, ver Tabla 1 con los mayores proyectos fotovoltaicos:

Planta FV	Capacidad (MWp)	Localización
Conghe	2200	Hainan (China)
Sweihan Power	938	Abu Dhabi (Emiratos Árabes)
Yanchi Solar Park	820	Gaoshawo (China)
Copper Mountain	816	Nevada (EE.UU.)
Datong Front Runner	800	Shanxi (China)
Escatrón-Chiprana-Samper	730	Zaragoza (España)
Villanueva	700	Coahuila (México)
Kamuthi	648	Tamil Nadu (India)
Lawan-Purohitar	600	Rajasthan (India)
Solar Star	585	California (EE.UU.)
Hongshagang	574	Gansu (China)
Topaz	550	California (EE.UU.)
Sao Gonçalo	549	Piaui (Brasil)
Yinchuan Xingging	500	Ea Sup (Vietnam)

Tabla 1. Principales Plantas Fotovoltaicas de gran capacidad en el mundo [7].

Una vez conseguida la financiación para estos proyectos a gran escala, y se culmine con éxito la construcción y puesta en marcha, se entra en una fase de igual o mayor importancia: la operación y mantenimiento que asegure al propietario que las calidades de los componentes se mantienen en el tiempo, para confirmar las expectativas de venta de energía iniciales que cubran los costes de inversión y generen un beneficio.

Es necesario definir un Plan de Calidad en la planta fotovoltaica que vigile la operación de los componentes en

el régimen esperado. Este Plan de Calidad incluye procedimientos para medir aislamiento eléctrico en los cables y cajas de conexiones, procedimientos para medir la curva IV de los módulos fotovoltaicos instalados, procedimientos para detectar fallos en los inversores, etc. A medida que la capacidad de la planta aumenta, y por tanto el número de componentes instalados y superficie ocupada, estos procedimientos requieren cada vez de sistemas automatizados de medida y análisis de datos. Entre las distintas técnicas de mantenimiento preventivo disponibles, la termografía es una opción ventajosa, y cómo se desarrollará en los siguientes capítulos, es el objetivo de este proyecto.

1.4 Influencia de la temperatura en paneles fotovoltaicos

La curva I-V (corriente-tensión) de un módulo fotovoltaico es el resultado de interconexiones de células y del comportamiento en su conjunto, representando las posibles combinaciones de corriente y tensión para un determinado dispositivo fotovoltaico. El punto concreto en el que opere vendrá determinado por los distintos puntos de operación de cada una de las células que lo componen.

En la figura 3, se presentan los cuatro parámetros principales del comportamiento de una célula o panel. La realidad es que no es la curva de operación real de un panel, ya que la real contempla dos cuadrantes más. La curva representada es la que habitualmente proporciona el fabricante de los módulos fotovoltaicos. Esto es debido a que actualmente, los modelos utilizados comercialmente para el cálculo de potencia producida no tienen en cuenta los otros dos cuadrantes. Existen modelos que tienen en cuenta la curva real, pero a escala de laboratorio, como son los presentados por Antonio Campos et al. en [11] o por Oliver Dupré et al. en [12].

Existen varios factores que modifican la curva característica, como explican Alonso en [13] y Manuel Martín en [14], tales como la intensidad de iluminación (irradiancia), la temperatura de la célula y la distribución espectral de la luz solar. Se suele hacer la simplificación de que la corriente de cortocircuito es proporcional a la irradiancia, ya que, a mayor irradiancia, mayor I_{sc} . Mientras que la temperatura afecta principalmente a los valores de la tensión (no afectando apenas a la corriente). Dependiendo de la época del año, el espectro presenta algunas desviaciones respecto al considerado en condiciones estándar, lo que se suele hacer es calcular un factor “factor espectral” para corregir la I_{sc} .

Las variaciones con respecto a la temperatura de los parámetros característicos los dan los fabricantes de los paneles en los catálogos. De forma genérica, un panel de silicio monocristalino presenta los siguientes valores de variaciones con la temperatura (suponiendo que todas las células que conforman el panel trabajan con la misma curva característica):

$$\alpha = \frac{dI_{sc}}{dT} \times \frac{1}{I_{sc0}} \times 100 \sim 0.04\%/^{\circ}\text{C}$$

Ecuación 4. Variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura.

$$\beta = \frac{dV_{oc}}{dT} \times \frac{1}{V_{oc0}} \times 100 \sim -0.37\%/^{\circ}\text{C}$$

Ecuación 5. Variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura.

$$\gamma = \frac{dP_{max}}{dT} \times \frac{1}{P_{max0}} \times 100 \sim -0.44\%/^{\circ}\text{C}$$

Ecuación 6. Variación de la potencia pico con la temperatura.

Como se puede observar en las Ecuaciones 4, 5 y 6, la corriente de cortocircuito varía bastante poco en comparación con la disminución de potencia, consecuencia de la disminución de la tensión, como menciona Alonso en [13] y Skoplaki en [15].

A mayor temperatura, mayor concentración de portadores implicando mayor número de recombinaciones y menor energía de la banda prohibida, provocando una menor tensión en la propia célula y aumentando muy poco la corriente generada, es decir, disminuyendo considerable la potencia, coincidiendo con los datos obtenidos experimentalmente (como se puede comprobar en las ecuaciones anteriores). Resulta de gran importancia destacar que los coeficientes de temperatura hacen referencia a un único gradiente respecto al módulo en su conjunto, teniendo en cuenta un aumento de la temperatura homogénea de la superficie del módulo en su conjunto, en lugar de los diferentes gradientes provocados en las diferentes zonas del módulo.

Al asociar células en serie, permanece constante la corriente de cortocircuito y se suman las tensiones de las individualidades, mientras que, al conectarse en paralelo, permanece igual la tensión de circuito abierto y se suman las tensiones de cada rama. Este caso es el ideal y es el representado en la Ilustración 6, en la que se supone que todas las células presentan la misma curva característica y que ninguna de ellas trabaja en los otros dos cuadrantes posibles.

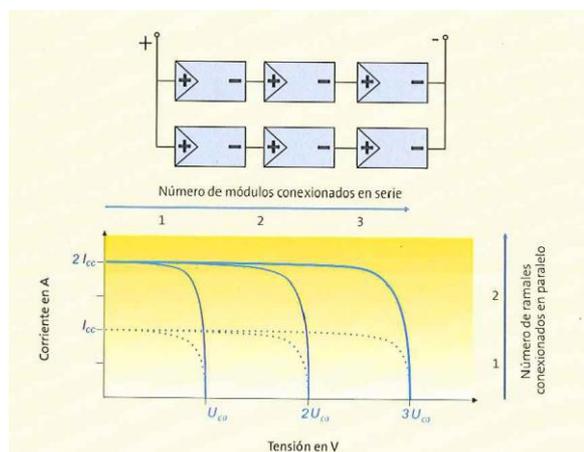


Ilustración 6. Conexión en paralelo de dos strings formados por tres células en serie.

Es habitual que varias células de un mismo panel fotovoltaico trabajen en distintos puntos de operación (con distinta curva característica) debido a las condiciones de contorno en las que se encuentre cada una de ellas y, por consiguiente, la curva resultante real no será como la mostrada en la Ilustración 6. Este efecto es el llamado “dispersión de parámetros”, que provoca una reducción de la potencia máxima del generador fotovoltaico o implica que unas células se conviertan en cargas (trasladándose el punto de operación a otro cuadrante), aumentando así su temperatura. Este fenómeno lo explican varios autores Germán Álvarez et al. en [16], Oliver Dupré et al. en [12], Manuel Martín en [14] y Alonso en [13]. La dispersión de los parámetros característicos de las células solares hace que la potencia obtenida al asociar varias unidades sea inferior a la suma de las potencias individuales producida por cada una de ellas. Por lo tanto, la igualdad de las características de las células que componen un módulo debe cumplirse para que la producción teórica se aproxime a la producción real.

Hay una serie de pérdidas de potencia relacionadas con los gradientes de temperatura a lo largo de un panel, como son las pérdidas debidas al efecto del “Punto Caliente”, también llamado Hot Spot, que son las más comunes. Estas son debidas a varios fenómenos, como son el ensuciamiento, la sombra o incluso que incida una menor radiación en algunas células que conforman el panel. Hay casos en los que hay células sobre las que incide radiación al mismo tiempo en el que hay otras del mismo panel sin iluminación, pudiendo llegar éstas últimas a convertirse en cargas, absorbiendo la potencia disipada por el resto de las células, incrementando en gran medida su temperatura, llegando incluso a dañarse. Como explica Akram et al. en [17], el efecto del punto caliente (provocado por células que funcionan en distinto punto de operación) es el efecto más frecuente en plantas fotovoltaicas y es por ello por lo que existe la necesidad de realizar un análisis para alargar al máximo posible la vida útil del panel trabajando a su máxima potencia, ya que un hot spot puede llegar a convertirse en una célula rota y, llegados a ese punto, habría que reemplazar el panel. Se utilizan varias estrategias para analizar la degradación de los paneles como la electroluminiscencia, los rayos infrarrojos, etc.

Para entender bien cómo afecta el gradiente de temperatura en la producción de potencia, se explicará qué es lo que ocurre cuando hay células no idénticas conectadas en serie y en paralelo, ya que el comportamiento del conjunto es peor que el de cada célula operando individualmente.

1.5 Conexión en serie de células con distinta curva I-V

Para conectar células en serie, éstas deben tener la misma I_{SC} y la misma P_{pp} . En caso contrario, el rendimiento del panel decaerá considerablemente ante la necesidad de adaptarse la curva resultante a la de la célula de menor eficiencia. En [18], Manuel Castillo y Adolfo de Francisco explican dicho efecto a partir del ejemplo de un módulo compuesto por 44 células en serie.

En la conexión en serie, una célula trabajará como generador cuando su tensión individual de trabajo sea inferior a la tensión de circuito abierto del sistema en conjunto y superior a cero, es decir, cuando trabaje en el primer cuadrante (Ilustración 7). Cuando la tensión individual de trabajo sea superior a V_{OC} , la célula trabajará como receptor, invirtiéndose el sentido de la corriente y produciéndose un consumo potencia de la batería a la que esté conectada, a no ser que haya un diodo en una rama de células en serie.

En el segundo cuadrante (arriba izquierda), donde la pendiente de la curva normalmente es más pequeña, no

sería posible el funcionamiento de la célula ($V=0$; $I=I_{SC}$), a no ser que se polarice con tensión negativa. En este último caso, la célula trabajaría como receptor y se alcanzarían unas intensidades superiores (en miliamperios) a la intensidad de cortocircuito para tensiones negativas altas. Este efecto se produce cuando existen distintas I_{SC} de células conectadas en serie y hay una demanda ligeramente superior a la intensidad de cortocircuito de las células que tienen la I_{SC} más baja. Este hecho implica que las células con I_{SC} más elevada aporten una potencia que se disipe en forma de calor en las células con menor corriente, disminuyendo así el rendimiento.

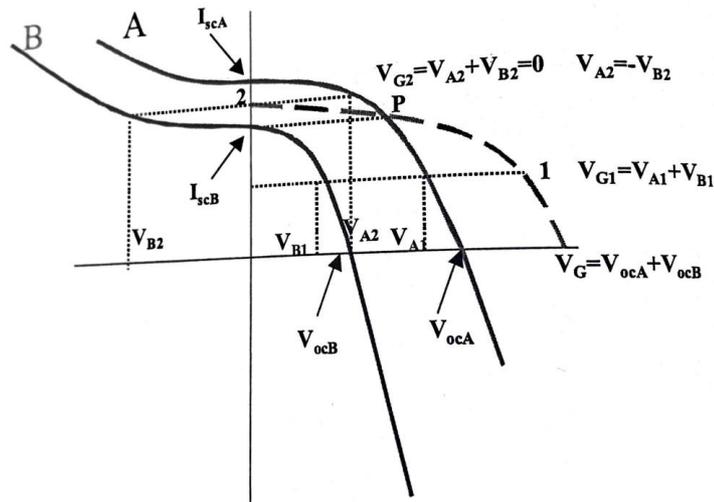


Ilustración 7. Curva característica real de una asociación de dos células en serie trabajando en condiciones diferentes [13].

El caso estudiado por Manuel Castillo y Adolfo de Francisco [18] consiste en un panel formado por 44 células en serie, de las cuales seis de ellas tienen una curva característica diferente al resto. Entre esas seis diferentes, se encuentran dos con la intensidad de cortocircuito ($I_{SC,1}$) más baja, otras dos con la $I_{SC,5}$ más alta y dos células con unas corrientes intermedias, $I_{SC,2}$ y $I_{SC,4}$, como se muestra en la Ilustración 8. Para la obtención de la tensión de circuito abierto del conjunto, se suman las tensiones individuales. Al ser $I_{SC,1}$ la de menor valor, en el momento en el que hubiese una demanda superior a ésta, la tensión de dicha célula sería negativa al actuar como receptor, disminuyendo la tensión del sistema en su conjunto y con ello la potencia. Si se aplica el mismo razonamiento para un conjunto más numeroso de células, podría llegar a aplicarse el voltaje del sistema completo excepto el de la célula de menor eficiencia. Esto haría que la célula de menor eficiencia tuviese que disipar una potencia bastante elevada, produciéndose un aumento de temperatura. Para evitar una disipación de potencia que llegara a deteriorar la célula, se colocan diodos de paso en paralelo en una rama de células conectadas en serie y así se cortocircuitan las células receptoras.

En la Figura 8 se muestra la curva resultante de cortocircuitar las células receptoras (aquellas con una corriente de cortocircuito menor a la demandada), representada con una línea continua, y se representa la potencia máxima que se podría obtener de dicho módulo en dos situaciones diferentes, sin cortocircuitar las células receptoras y cortocircuitándolas. Se observa que la diferencia entre ambas es significativa y que el hecho de que en un mismo módulo haya células con distintas características disminuye considerablemente la potencia máxima.

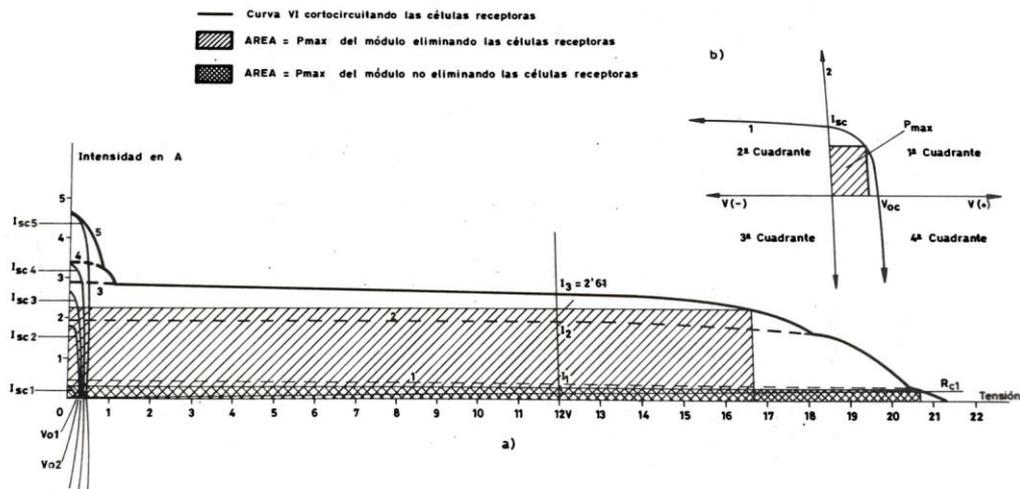


Ilustración 8. Asociación de 44 células en serie con distinta curva característica [18].

La potencia máxima del conjunto si las células operaran con la misma curva característica sería la suma de las potencias máximas de cada una de las individualidades. Al no ser el caso y al haber algunas células con distinta curva de operación, la potencia del módulo no será la suma de las individualidades ya que se anulará la potencia máxima de las células que actúan como receptoras.

1.6 Conexión en paralelo de células con distinta curva I-V

Todas las células agrupadas en paralelo deben tener la misma tensión de circuito abierto y, lo que es más importante, misma tensión en punto de máxima potencia. La Ilustración 9 presenta la curva característica de tres células con distinto punto de operación asociadas en paralelo. Como se puede observar, la intensidad de cortocircuito de la curva del conjunto será la suma de las I_{sc} individuales, mientras que la tensión en el punto de máxima potencia quedará definida por la célula de menor eficiencia, la Curva 3. Si se comparan las tensiones del punto de máxima potencia de cada una de las células, se puede observar cómo la Curva 1 tiene una tensión mayor a la de la Curva 2 y ambas son mayores a la tensión de la curva resultante. Si las tres células estuviesen funcionando de la misma forma que la célula que presenta la Curva 1, el conjunto tendría dicha tensión y, por tanto, una potencia máxima mayor.

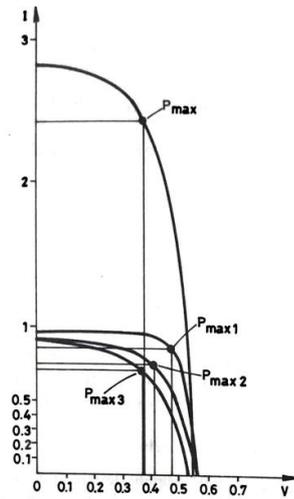


Ilustración 9. Asociación de tres células en paralelo con distinta curva característica [18].

Al representar el cuarto cuadrante de las curvas características de dos células en paralelo funcionando en distinto punto de operación, como se muestra en la Ilustración 10, se puede observar cómo la célula de menor eficiencia (célula B) tendrá que trabajar como receptor, absorbiendo la corriente generada por la otra célula (desde el punto P hasta el punto 2 de la curva). Al absorber la célula de menor eficiencia el resto de las corrientes aumentará su temperatura provocando gradientes de temperatura en el interior del panel, pudiendo llegar a convertirse en un punto caliente, afectando tanto al rendimiento como a la potencia producida por el panel.

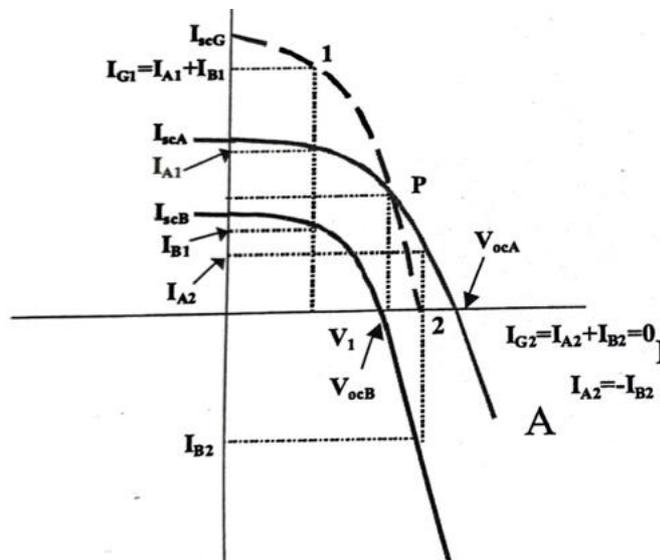


Ilustración 10. Asociación en paralelo de células con distinta curva I-V [12].

Según lo comentado anteriormente, se puede decir que la dispersión de los valores de la corriente es la responsable de la disminución del rendimiento de la asociación en serie, siendo tanto la corriente como el rendimiento, dependientes de la dispersión de la iluminación y de la resistencia en serie. Por otro lado, la dispersión de las tensiones máximas, las individuales y la global, es dependiente de la dispersión de la corriente

(en menor medida que la asociación en serie), de la tensión de circuito abierto y de la resistencia en serie.

Una vez vistos algunos ejemplos de curvas características de asociaciones en serie/paralelo de células fotovoltaicas, se llega a la conclusión de que la producción de potencia es muy dependiente de las curvas características de las células que forman un panel y éstas a su vez muy dependientes de la temperatura que alcance la célula y por ende el panel.

Se puede contemplar el efecto de la sombra, es decir, la falta de radiación incidente en algunos módulos fotovoltaicos, sobre la curva característica del conjunto de módulos y sobre la potencia producida (Ilustraciones 11 y 12).

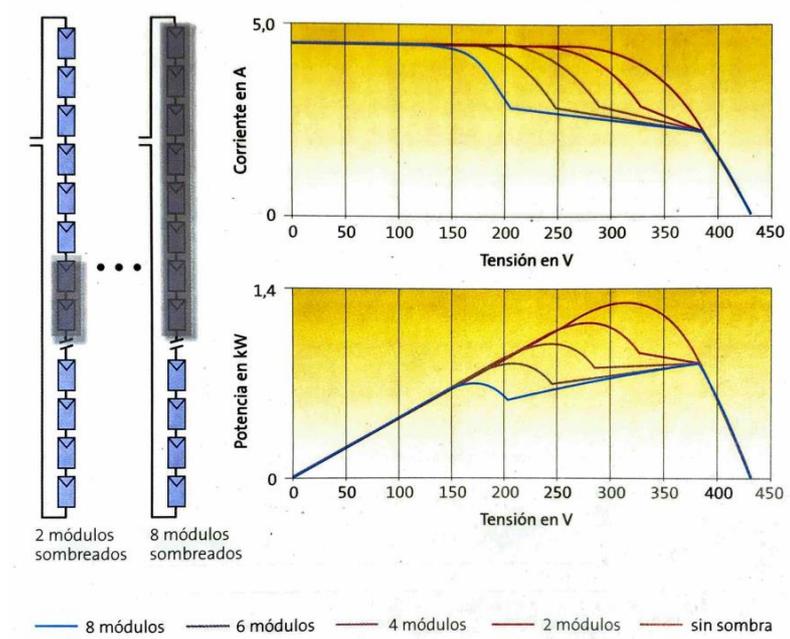


Ilustración 11. Localización de sombras y presentación de la curva característica de la asociación en serie [19].

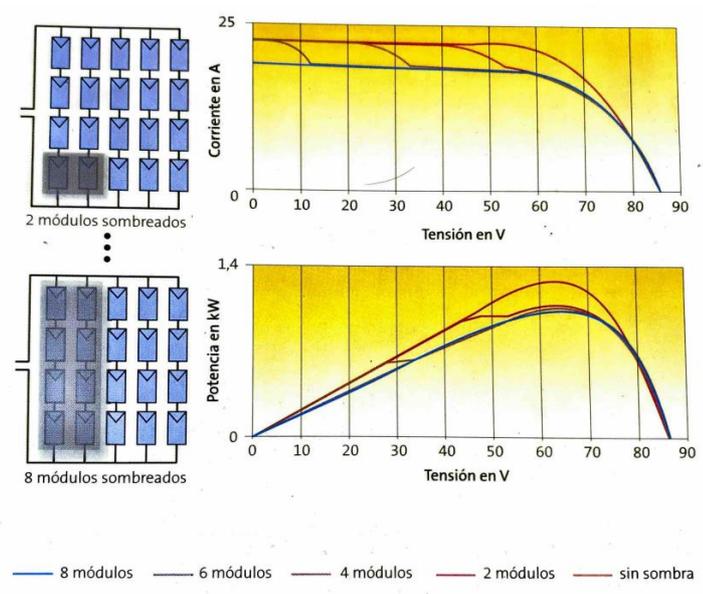


Ilustración 12. Localización del sombreado y presentación de la curva característica de la asociación en paralelo. [19].

En la conexión en serie existen dos máximos en la curva de potencia bastante menores que la curva que se tendría si todas trabajasen con la misma curva característica. Mientras que en la Figura 12, en la que se muestra el efecto de las células conectadas en paralelo sobre la producción de potencia, se puede observar que la curva característica resultante es totalmente diferente a la mostrada en la Ilustración 11, obteniéndose una pérdida de potencia bastante menor en la asociación en paralelo que en la asociación en serie.

Se llega a la conclusión de que un aumento de temperatura conlleva pérdidas de potencia y de rendimiento bastante relevantes y es por ello por lo que existe la necesidad de hacer un análisis térmico de paneles fotovoltaicos para detectar posibles defectos térmicos e intentar eliminarlos, evitando así la pérdida de dinero que conlleva dicha reducción de potencia o el reemplazo de paneles.

2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Los objetivos del presente Trabajo Fin de Grado consisten en:

1. Identificar las ventajas de la Termografía como técnica de caracterización en plantas fotovoltaicas.
2. Identificar los posibles defectos presentes en una planta fotovoltaica y el procedimiento de análisis empleando la técnica de Termografía.
3. Establecer una relación causa/efecto en los defectos anteriores, para evaluar el impacto en la operación de una planta fotovoltaica.
4. Aprendizaje y uso de la técnica de Termografía a escala de laboratorio y a escala de planta fotovoltaica comercial.

3 ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

3.1 Técnicas para detectar fallos en paneles fotovoltaicos

Las mediciones de los defectos en los módulos fotovoltaicos y la evaluación de su impacto pueden ayudar a mejorar la fiabilidad, el rendimiento y su esperanza de vida. En este sentido, se ha mejorado la detección de defectos y el análisis de la degradación de los paneles debido a las varias tecnologías existentes como medidas de curvas características (medidas I-V), electroluminiscencia (EL) imagen infrarroja (IR), etc. Cada una de las técnicas tienen ciertas limitaciones, ya que una región caliente en una imagen termográfica o una superficie oscura en una imagen EL, no siempre es un defecto.

- Imagen infrarroja:

Es una técnica para capturar imágenes infrarrojas invisibles y convertirlas en visibles. La radiación infrarroja es producida por todos los objetos con temperaturas superiores al cero absoluto, ya que en el cero absoluto no hay actividad atómica ni molecular. A medida que aumenta la temperatura, aumenta la actividad atómica y molecular, produciéndose más calor y por lo tanto se emite más radiación infrarroja. Dicha radiación es detectada y captada por cámaras termográficas infrarrojas de onda larga.

- Medidas I-V:

Con un multímetro se puede medir la curva característica de uno o varios módulos o incluso de un string entero, midiendo los parámetros característicos y comparando los datos obtenidos con los nominales permite determinar si el módulo o el conjunto de ellos respetan los parámetros de eficiencia declarados por el fabricante. Para la medida de las curvas de cada string, se puede abrir la caja de fusibles y medir la curva ahí, sin necesidad de desconectar ningún cable [19].

- Electroluminiscencia:

Se trata de una forma de generación de luz, que se basa en un fenómeno electrónico conocido como recombinación radiativa, que hace que los electrones excitados o activados para liberar energía en forma de fotones o luz visible. Los materiales fosforescentes reaccionan a la introducción de pequeñas cargas eléctricas mediante la emisión de un brillo sin reflejos [20].

El estudio de la desviación de la curva característica IV puede ayudar a analizar la degradación de los paneles fotovoltaicos si hay grandes defectos. Pero, si la magnitud de la degradación es pequeña, es decir, hay pequeños defectos, la curva característica podría no verse afectada. Aunque las mediciones de I-V proporcionan información suficiente sobre algunos defectos en los módulos fotovoltaicos, no pueden localizar la ubicación de dichos defectos. Como se menciona en [17], se ha demostrado que una región caliente en la imagen IR o una zona oscura en la EL no es siempre un defecto. Las imágenes IR pueden detectar muchos defectos como células en cortocircuito, células en derivación, regiones inactivas, pero, en ocasiones, módulos con imágenes EL muestran imágenes IR con regiones más cálidas. Las imágenes EL pueden detectar anomalías como grietas, derivaciones, problemas de interconexión, etc. pero, algunas regiones con derivaciones que son claramente detectables en imágenes IR. Se ha demostrado que las regiones de derivación se difuminan en las imágenes EL.

Debido a estas circunstancias, para la detección de defectos en instalaciones fotovoltaicas se recurre a la termografía infrarroja, siendo la más rápida y económica y la que proporciona la ubicación de las anomalías. Es un hecho que no es una técnica muy precisa y en el caso de ciertos defectos, se deberá recurrir a otra técnica como la medida de curvas IV para asegurar la existencia de ese defecto.

3.2 Fundamento teórico de la Termografía

La termografía es una técnica que nos permite analizar y visualizar patrones de temperatura a distancia, gracias a la radiación de onda que se emite en la zona del espectro infrarrojo. El espectro infrarrojo se extiende desde el límite del rango visible hasta llegar a la región de las microondas. Sin embargo, existen dos regiones donde la transmisión es más elevada: el intervalo entre 760 y 2000 nm (onda corta) y el intervalo entre 4000 y 10000 nm (onda larga). La radiación infrarroja cubre tres bandas de longitudes de onda diferentes.

Tipo de onda	Radiación	Longitud de onda
Corta	IR-A	760 – 2000 nm
Media	IR-B	2000 – 4000 nm
Larga	IR-C	4000 – 10000 nm

Tabla 2. Espectro electromagnético infrarrojo

La ley de Planck, formulada en 1900, explica que cualquier cuerpo, por el hecho de estar a una temperatura dada, emite una cierta radiación característica y esta es función de la temperatura. Por ejemplo, para una temperatura de 37°C la radiación máxima se emite a 9.3 μm aproximadamente, y por tanto, en la región del infrarrojo (IR). Si aumentamos la temperatura hasta 300°C, el pico de radiación se desplazaría hasta 5 μm , aun en la región IR del espectro electromagnético. Si aumentamos aún más la temperatura, hasta por ejemplo 500°C (temperatura del sol), la radiación máxima se sitúa en 0.5 μm , que ya pertenece a la región visible (VIS) del espectro electromagnético y que nuestros ojos pueden percibir. Es decir, a medida que aumenta la temperatura del cuerpo, la longitud de onda a la que se produce el pico de radiación emitida se mueve a longitudes de onda menores.

Así, el principio de la termografía se basa en convertir imágenes captadas a partir de la radiación emitida por los objetos, en puntos que representan la distribución superficial de su temperatura. La principal fuente de rayos IR emitidos es el calor o la radiación térmica. Por tanto, la termografía nos permite cuantificar la cantidad de calor que cada cuerpo emite, en función de la temperatura a la que se encuentre.

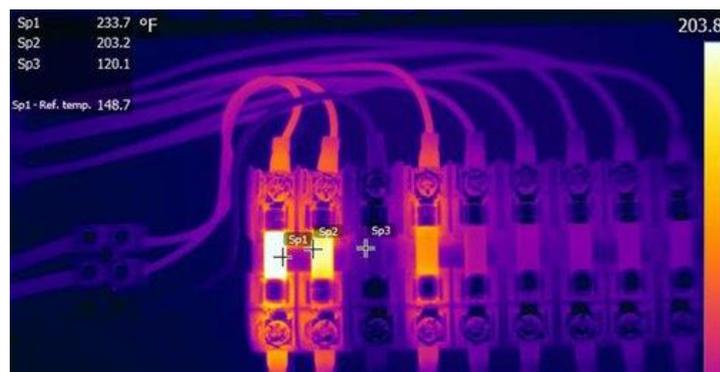


Ilustración 13. Ejemplo de termografía en un cuadro eléctrico [21].

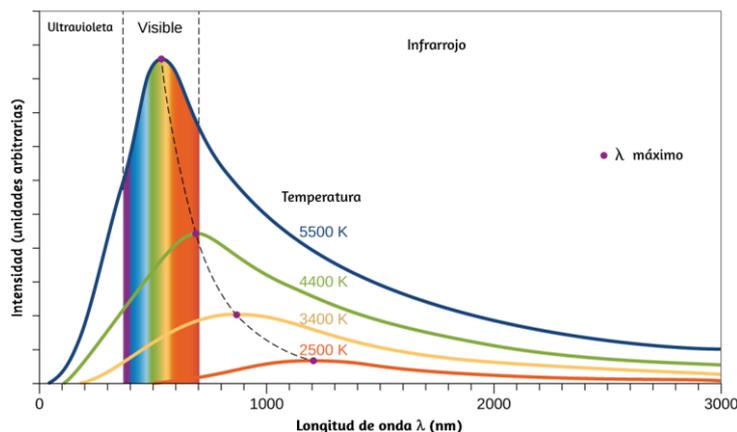


Ilustración 14. Radiación del cuerpo negro [22].

La Figura 14 muestra la distribución de energía emitida por un cuerpo a distintas temperaturas. Como puede observarse, a mayor temperatura, mayor es el pico de energía y la longitud de onda a la que ocurre se vuelve progresivamente más corta. A bajas temperaturas, el pico de energía se produce en la longitud de onda larga. Estas curvas también muestran que hay un desplazamiento hacia longitudes de onda más cortas en el máximo de la distribución de la radiación de un cuerpo negro a medida que aumenta la temperatura. La longitud de onda a la que se produce el máximo se conoce con el nombre de la longitud de onda predominante y se relaciona con la temperatura por medio de la ley de Wien:

$$\lambda = \frac{2898}{T}$$

Ecuación 7. Ley de Wien.

Esta ley es importante para seleccionar la banda espectral más conveniente para detectar un determinado fenómeno, siempre que se conozca su temperatura aproximada. Por ejemplo, en el caso de incendios forestales donde la temperatura de combustión se sitúa en 725 K aproximadamente, la longitud de onda más recomendada para su detección sería aproximadamente 4 μm .

Pero es importante notar que no todos los cuerpos emiten radiación de la misma forma, sino que depende de la emisividad del material (ley de Stefan-Boltzmann):

$$W = \varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_2^4 - T_1^4)$$

Ecuación 8. Ley de Stefan-Boltzmann.

donde σ es la constante de Stefan-Boltzmann, ε la emisividad del cuerpo y W la potencia emitida superficial de radiación. En el caso del cuerpo negro se obtiene la capacidad de irradiar la máxima energía posible para su temperatura, es decir, representa una situación ideal de emisor perfecto, como límite a cualquier material ($\varepsilon=1$). La emisividad es una característica del material emisor de radiación, y depende de aspectos como la estructura superficial, la geometría, el ángulo, el propio material, y la temperatura superficial [22]. Es decir, podemos entonces relacionar directamente la potencia de la radiación emitida por el cuerpo con su temperatura superficial, y teniendo en cuenta que las cámaras termográficas detectan radiación infrarroja, conociendo la emisividad del cuerpo observado se puede determinar su temperatura.

Una de las ventajas de las cámaras termográficas es que no necesitan presencia de luz, lo cual hace que puedan ser usadas tanto en iluminación como en oscuridad, aportando medidas rápidas, seguras y precisas. Se pueden aplicar a sistemas en movimiento, a objetos peligrosos para la persona por su temperatura o hasta en sistemas

contaminados. Ofrece la seguridad de medir la temperatura a distancia.

Las imágenes en el dominio infrarrojo capturan un tipo de información muy diferente a la de las imágenes en el espectro visible. Si en el espectro visible la imagen de un objeto depende de la cantidad de luz que incide en su superficie y lo bien que la refleja, en el dominio infrarrojo la imagen de un objeto está relacionada con su temperatura y la cantidad de calor que emite (Figura 15).

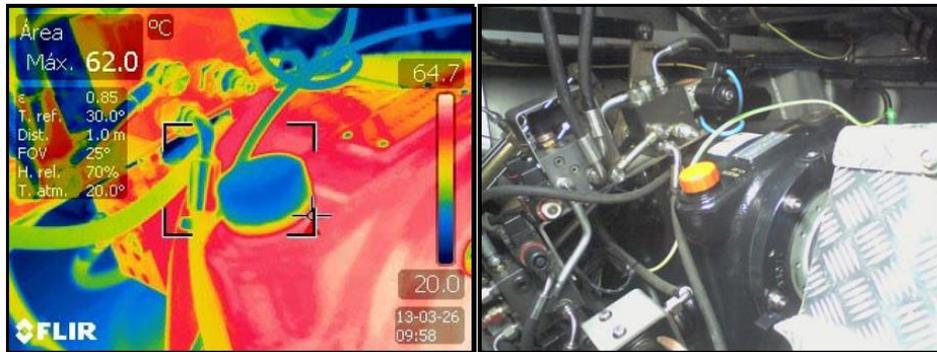


Ilustración 15. Ejemplo imagen infrarroja vs. imagen de luz visible.

En el espectro visible se capta el color, ofreciendo una información más rica. Los límites de los objetos están bien definidos debido a que el contraste con el fondo es bueno. Por el contrario, las imágenes infrarrojas suelen ser borrosas, con peor resolución y un bajo contraste entre el objeto y el fondo. Las imágenes del espectro visible son sensibles a los cambios de iluminación, mientras que a las imágenes infrarrojas no les afecta y, por tanto, los niveles de intensidad de una imagen de este tipo son representativos únicamente de la temperatura superficial.

3.3 Termografía aplicada a células solares

A continuación, se presenta un resumen de algunos artículos donde se aplica la técnica de termografía a aplicaciones fotovoltaicas:

En [23] se explican las diferentes tecnologías existentes para la evaluación del estado de los paneles fotovoltaicos. Estas se clasifican en termografía pasiva (no requiere ninguna fuente de calor externa y almacena la radiación infrarroja en el objeto) y activa (necesita una fuente de calor externa que genera un flujo de calor en el objeto, aumentando así su temperatura), como se muestra en la Ilustración 17. La termografía activa se divide a su vez en cuatro tipos: pulsada, pulso largo (calentamiento por pasos), lock-in y Vibro, procesos representados en la Ilustración 16.

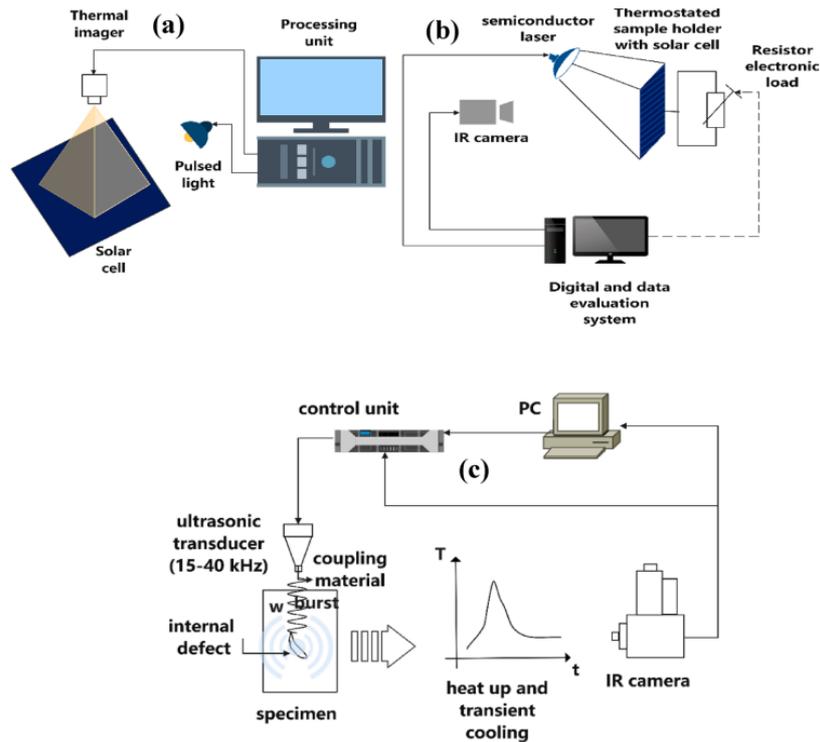


Ilustración 16. Técnicas de termografía activa: (a) Pusada; (b) Lock-in; (c) Virbo-termografía [24].

a. Termografía pulsada:

Esta tecnología se utiliza habitualmente por su facilidad y rapidez de aplicación, ya que depende del calentamiento del cuerpo a través de un pulso de calor, obtenido de una fuente de calor como pistolas de calor, lámparas, etc.

b. Termografía de calentamiento por pulsos:

Se trata de una fuente de calor de baja potencia aplicada de forma continua, centrándose en el proceso de enfriamiento del objeto, en lugar del proceso de calentamiento como en el caso de la termografía pulsada. No se utiliza en la detección de defectos en paneles fotovoltaicos a gran escala.

c. Termografía de bloqueo interior (TG lock-in):

Se trata de calentar el objeto mediante un campo oscilante de temperaturas, detectándose los fallos internos al verse alterada la curva. Requiere una sincronización de elevada precisión entre las señales de entrada y salida, es decir, la fuente térmica y las señales termográficas, respectivamente. Habitualmente se utiliza para el proceso de producción (corte, fabricación industrial y trazado láser), ya que puede causar fallos en el módulo fotovoltaico. Además, es una técnica estándar para la evaluación de fuga de corriente en las células fotovoltaicas y la identificación de pérdida de potencia, haciendo uso de un láser como fuente de excitación, por ejemplo. Esta técnica resultó ser más adecuada y eficiente detectando fallos que la tecnología pulsada, especialmente en superficies pequeñas.

d. Termografía Vibro:

Se trata de utilizar vibraciones mecánicas que son convertidas en energía térmica, generando puntos calientes en superficies con defectos, como roturas. En uno de los estudios investigados por

Kandeal et al. en [24], se inspeccionaron las grietas de las obleas de silicio utilizando vibraciones de resonancia ultrasónica. Mediante esta técnica, las células fotovoltaicas fueron rápida y eficazmente detectadas en tan solo 2.4 segundos.

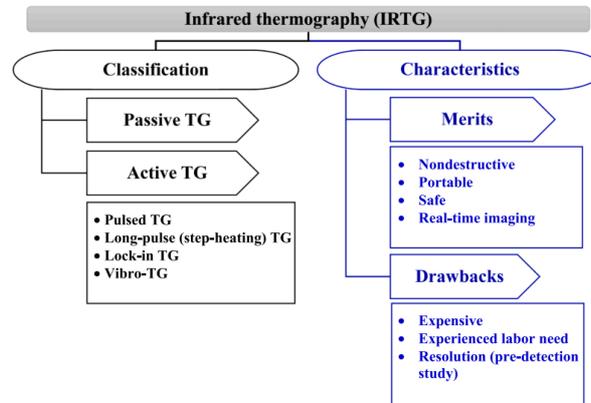


Ilustración 17. Clasificación y características de la termografía infrarroja [24].

Se ha observado que, al generarse un flujo de calor a través de un objeto, el incremento de temperatura ocurre en el área defectuosa debido a la acumulación de calor.

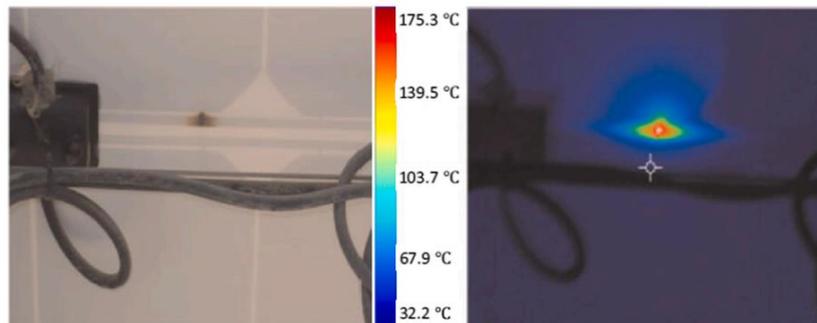


Ilustración 18. Detección de un Punto Caliente [23].

Con respecto a la termografía pasiva (objeto de este documento), es la más utilizada actualmente, sobre todo en plantas fotovoltaicas de gran tamaño. Es la más simple y barata de las tecnologías anteriormente descritas, siendo necesario únicamente una cámara termográfica. La distribución no homogénea de la temperatura y los puntos calientes aparecen cuando la corriente es mayor a la comúnmente generada por la célula fotovoltaica además de la presencia de células dañadas, sombras o fallos de fabricación. Adicionalmente, si una conexión de celdas en serie es afectada negativamente, funcionará como una resistencia en lugar de un generador de energía. Dicho punto caliente puede resultar en rotura del vidrio, delaminación y/o incendio. Se ha demostrado que, en el caso de un string formado por 20 módulos cada uno con 3 diodos de bypass, las anomalías térmicas pueden afectar al rendimiento en una reducción de media de 1.16 +/- 0.12%. Se concluyó que observando los valores de intensidad y voltaje no era suficiente para detectar los puntos calientes.

En la actualidad, se están desarrollando cada vez más termografías infrarrojas aéreas en varias industrias. Tras realizar el análisis térmico de una planta, se llegó a la conclusión de que los fallos más comunes basados en la ocurrencia eran en orden decreciente: paneles desconectados, strings desconectados, puntos calientes y módulos con el vidrio roto. Según la pérdida de potencia, el orden sería el siguiente: strings

desconectados, paneles desconectados y puntos calientes con el vidrio roto.

Generalmente, la termografía infrarroja es utilizada en muchas aplicaciones debido a sus ventajas, ya que el proceso requiere únicamente una cámara térmica infrarroja, sin necesidad de contacto con el objeto ni el uso de instrumentación pesada (si es móvil) y sin ningún peligro ni para el ser humano ni para las propiedades físicas del objeto. Además, las imágenes pueden ser monitorizadas al mismo tiempo que se realiza la grabación y, por lo tanto, reducir los errores de los datos obtenidos. Es cierto que presenta algunas desventajas, como la necesidad de cámaras con mucha precisión para evitar errores de medida (caro) o la necesidad de operadores expertos en la materia. También, para realizar una buena imagen termográfica, se debería de realizar un estudio previo para establecer la relación entre la altitud y la resolución de la imagen.

Muchos defectos pueden ser debidos a factores externos que causan una variación de temperatura incorrecta, como lo son los relacionados con el ambiente (viento, luz del sol y humedad), reflejos, variaciones de emisividad y características de la cámara (fallos de funcionamiento o ángulo de visión). La existencia de reflejos afecta negativamente a la resolución y precisión de las imágenes infrarrojas. Afortunadamente, los datos medidos en unas condiciones de elevada emisividad del objeto, no se ven afectados por los reflejos. La posición de la cámara puede afectar directamente a la precisión de la medida. Para unos datos precisos, la cámara infrarroja debe estar calibrada y ajustada al rango de temperatura y de emisividad según las condiciones a medir y la distancia apropiada, ya que distancias pequeñas llevan a distorsiones geométricas.

Herraiz et. al en [23] exponen los principales factores que afectan a la medida de la temperatura de los paneles fotovoltaicos. Existen factores que causan anomalías en las imágenes termográficas, la mayoría de ellos relacionados con la tecnología utilizada y el tipo de fallo o factores externos como la variación de la emisividad, los reflejos, el ángulo de visión, fallos de la cámara, interferencias con el ambiente (viento, humedad, etc.).

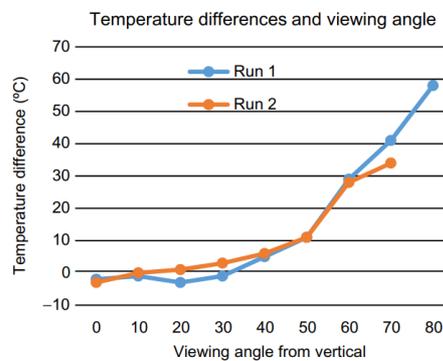


Ilustración 19. Diferencia de temperatura vs. ángulo vertical de visión de la cámara [23].

- En el caso de variaciones de la emisividad, los datos obtenidos no serán exactos y conllevará un error asociado. Un método para evitar dicho error es medir la temperatura de un cuerpo negro casi perfecto con una cámara de imagen térmica, asumiendo emisividad igual a la unidad. La corrección de la emisividad se realiza mediante la ley de radiación térmica de Kirchhoff. “En el equilibrio térmico, la emisividad de un cuerpo es igual a su absorptividad.
- Las reflexiones son uno de los problemas más comunes en las imágenes infrarrojas, que afecta a la resolución y precisión de la imagen. Las reflexiones no afectarán a la precisión de las imágenes siempre y cuando la emisividad sea muy elevada.
- Con respecto al ángulo de visión, las cámaras térmicas pueden captar diferentes temperaturas (Figura 19).

- El mal funcionamiento de la cámara puede ser debido al operador de la máquina o a limitaciones de esta. La cámara debe ser correctamente calibrada.
- Los factores ambientales afectan a la planta fotovoltaica entera. En un estudio expuesto por Herraiz, se observó cómo al utilizar un ventilador para simular el viento, aumentaba la temperatura del panel.

En [25] se muestra un interés particular sobre los efectos de la degradación de las células fotovoltaicas sobre la pérdida significativa de potencia, mediante el uso de termografía y una posterior comprobación de su fiabilidad mediante mediciones de curvas I-V. Para realizar el estudio sobre la degradación, realiza dos ensayos, uno con un módulo de 18 años y otro de 22 años. Los efectos de la degradación se observan mediante el uso de la termografía sobre la soldadura de contacto, puntos y áreas calientes. Dicha degradación se atribuye a la decoloración del encapsulante utilizado en los módulos, que es más evidente en módulos operando a elevada temperatura ambiente y elevada radiación solar, especialmente a bajas longitudes de onda de rayos ultravioletas. Existen varios grados de degradación, del amarillo hasta el marrón oscuro (Figura 20). Otra causa es la delaminación del encapsulante cerca de la periferia de las células debido a la penetración del agua y, por lo tanto, a la formación de caminos de elevada conductividad (derivaciones), como resultado de defectos o impurezas del cristal o incluso de micro fisuras del proceso de fabricación. Estos últimos defectos pueden ser detectados mediante una inspección visual. Mediante la obtención de curvas I-V, se verificó la pérdida de corriente y de potencia debidas a la degradación de las células y sus interconexiones.



Ilustración 20. Varios grados de defectos de degradación de células de 18 años [25].

En la Figura 21 se puede observar dos tipos de termografía de la caja de conexiones, una del lado frontal y otra del posterior de dos módulos fotovoltaicos. Se observó que, en la frontal, dicho efecto se traducía en un punto caliente con un incremento de 7°C con respecto al resto de células vecinas, mientras que, en la termografía de la zona posterior de los módulos, la temperatura era incluso mayor ($7\text{-}10^{\circ}\text{C}$ mayor que las temperaturas medidas en la parte frontal) debido al aumento de la resistencia térmica por el aislamiento de tedlar. Si dicho efecto no se corrige y permanece constante, conllevará una degradación lenta que terminará en una pérdida permanente de potencia.

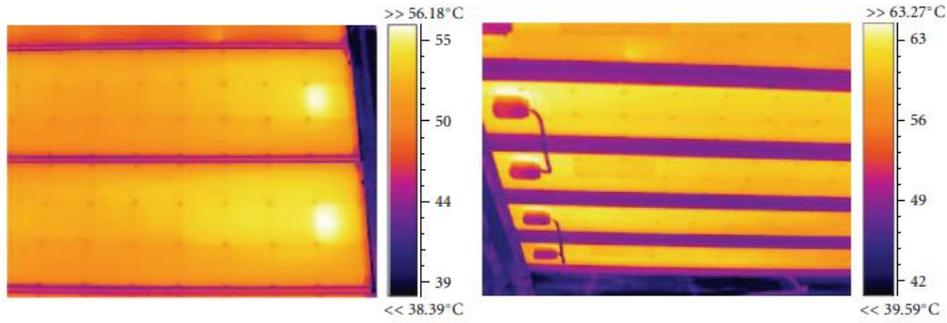


Ilustración 21. Termografías frontal y posterior de caja de conexiones [25].

Se observó también la diferencia entre ambos tipos de termografía de una célula marrón (degradada), como se muestra en la Figura 22. En las imágenes superiores (imagen digital y termográfica frontales), se puede observar el color marrón de la célula y cómo aparece en la termografía, resultando en una célula caliente con dos puntos aún más calientes en su interior. Mientras que, en las imágenes de la zona posterior del panel, se observa que el problema ha sido una raja, resultando en la termografía una imagen más precisa que la anterior, ya que se ve con claridad la rotura de la célula (al estar ubicados en las soldaduras de contacto), en lugar de dos puntos calientes comunes. Este efecto se tradujo en un aumento de 25°C con respecto a las células vecinas.

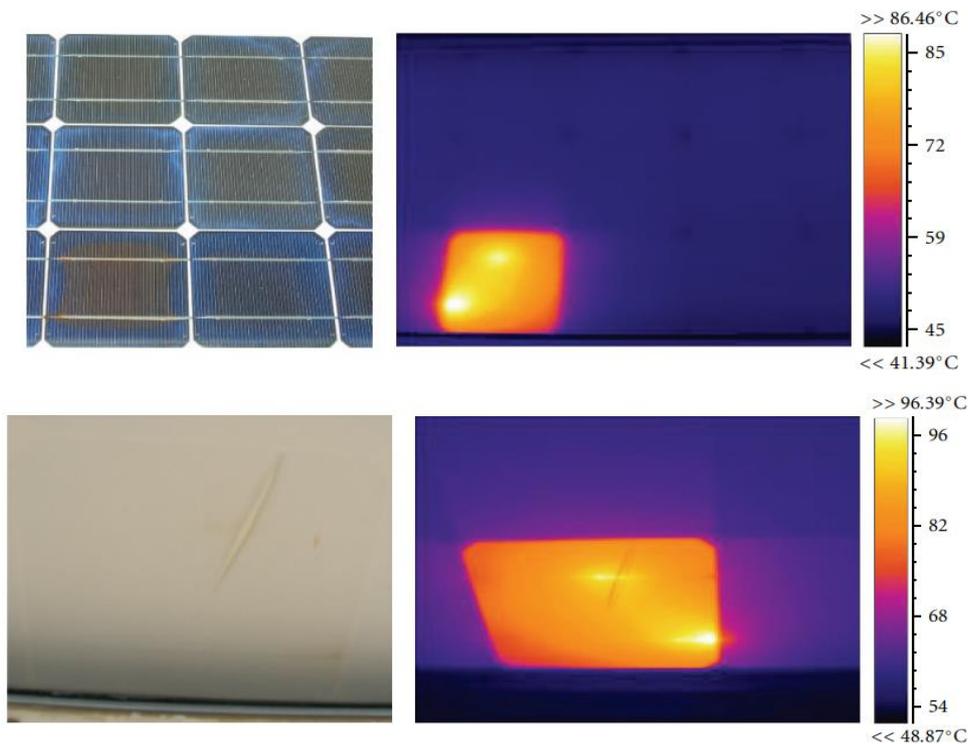


Ilustración 22. Termografía frontal y trasera de un panel con una célula degradada [25].

Una de las conclusiones que Kaplani E. [25] obtiene de su estudio es la mayor precisión de las termografías de la zona posterior de los paneles fotovoltaicos, facilitando la identificación y ubicación del fallo o defecto, pero la temperatura medida en la parte posterior es en torno a 10°C mayor que en la zona frontal del panel, pudiendo causar errores en la medición de la temperatura.

Los fallos de cualquier producto se pueden clasificar según Balasubramani et al. [27] en tres categorías: los que ocurren al inicio de la vida útil, a mitad de vida y los fallos por desgaste, como se muestra en la Ilustración 23. En el artículo consideran como fallos progresivos la decoloración del EVA, la delaminación y rotura del aislamiento de la célula porque empezaron al inicio de la vida útil de la célula/panel y han ido empeorando hasta llegar a sobrepasar el periodo de fin de garantía. Otros fallos son debidos a causas externas, como la sujeción, el transporte e instalación, conectores, etc.

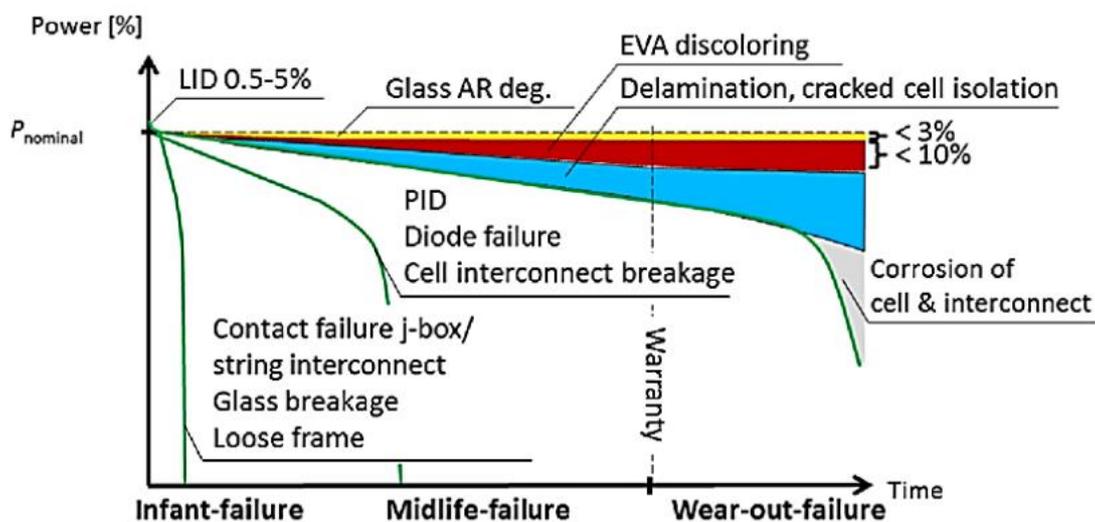


Ilustración 23. Pérdida de potencia debida a la delaminación y corrosión [27]

En un módulo fotovoltaico, el EVA protege a las células solares contra factores climáticos como la humedad. Es esencial laminar el compuesto bajo una temperatura, presión y tiempo definidos para que el EVA actúe correctamente. Debido a ajustes inadecuados de los límites del proceso o al uso de material de baja calidad, la capa de EVA se derrite convirtiéndose en una especie de amarillo (Ilustración 24b) en su vida útil, es el llamado defecto de decoloración. Este problema conlleva problemas de seguridad y pérdidas de potencia. La Comisión Internacional Electrotécnica (IEC) categoriza los defectos según el impacto en la seguridad y la pérdida de potencia, según la Tabla 3.

Table 1. Types of safety classes.

Safety Class	Description
A	Defects do not lead to safety issues
B(f,e,m)	Defects can cause fire(f), electrical accident (e), physical danger(m) and consecutive defects may occur
C(f,e,m)	Defects lead to saviour's safety issues

Table 2. Definition of power loss classes.

Power Loss Class	Description
A	Power loss is <3% (unable to measure)
B	Power loss degradation over time by exponentially
C	Power loss degradation over time by linearly
D	Power loss degradation saturates over time
E	Power loss degradation over time by step by step
F	Power loss degradation over time by unknown shaped

Tabla 3. Clasificación de fallos según los problemas de seguridad asociados y la pérdida de potencia [27].

El defecto de decoloración del EVA se clasificaría como clase de seguridad B (f) y de pérdida de potencia, clase C. En cambio, la delaminación sería de clase de seguridad C (e) y de pérdida de potencia D/E. Es muy importante detectar dichos defectos en la edad temprana del panel para evitar pérdidas de potencia y que no haya problemas de seguridad.

A largo plazo, los defectos progresivos como la decoloración y la delaminación del encapsulante pueden afectar a la fiabilidad y eficiencia de los paneles fotovoltaicos. Es por ello por lo que Balasubramani et al. proponen un método automatizado para clasificar dichos fallos progresivos comparando los datos aportados por una cámara FLIR del estado del panel con los de un panel sano (sin defectos). Se trata de almacenar una matriz de píxeles con sus respectivas temperaturas en Matlab como datos de partida, creando mayor o menor contraste entre los píxeles según los límites de temperatura establecidos.

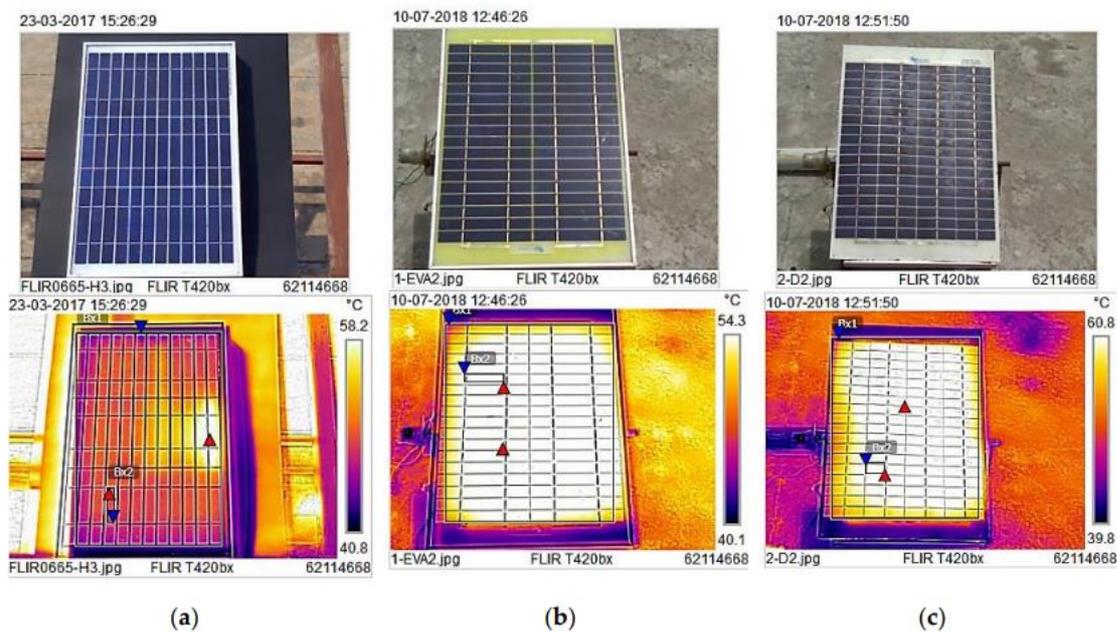
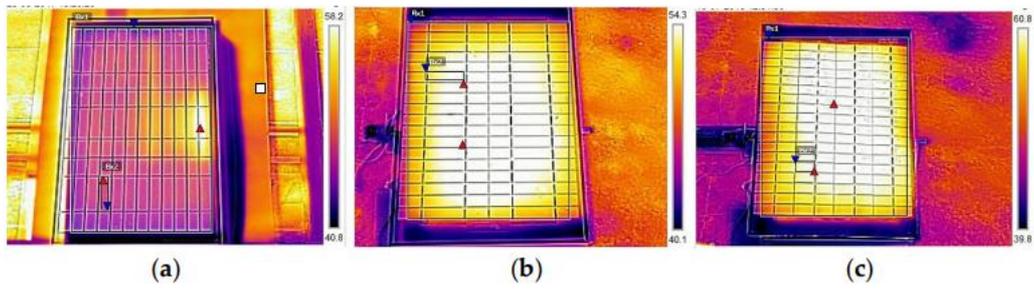
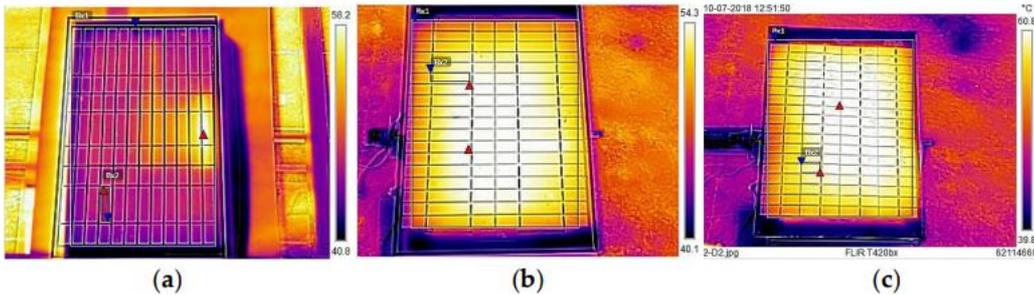


Ilustración 24. Imagen térmica y digital de tres paneles fotovoltaicos: (s) sano, (b) decoloración EVA, (c) delaminación [27].

En el artículo proponen dos índices de temperatura T_{15} y T_{20} , que destacarán la distribución de los píxeles de las imágenes térmicas expuestas en la Ilustración 24. Dichos valores se han comparado con el panel sano para validar la eficiencia del algoritmo propuesto. Al modificar las imágenes con una diferencia de temperatura límite de 15°C , la imagen térmica del panel con delaminación se ve modificada significativamente en comparación con la decoloración del EVA. En cambio, al aplicar el índice T_{20} , se observa que la imagen termográfica de la delaminación no se ve afectada si se compara con el T_{15} y la de la decoloración sí. Este hecho se puede observar en la siguiente figura (26).



Modified thermal image of the PV panel under $\Delta T^{\circ}\text{C} = 15^{\circ}\text{C}$: (a) healthy, (b) EVA discolouring defect, (c) delamination defect.



Modified thermal image of the PV panel under $\Delta T^{\circ}\text{C} = 20^{\circ}\text{C}$: (a) healthy, (b) EVA discolouring defect, (c) delamination defect.

Ilustración 25. Imágenes térmicas modificadas según T_{15} y T_{20} [27].

Si se compara la Ilustración 24 con la Ilustración 25, se puede observar el cambio significativo de la imagen termográfica, resultando haber un mayor contraste, siendo más fácil de identificar dichos defectos.

Manuel Martín en [14], realiza un ensayo de laboratorio de varios paneles con diferentes posiciones y orientaciones, con o sin aislamiento. El ensayo tiene como objetivo poner de manifiesto la importancia de un análisis energético detallado del módulo fotovoltaico, en vistas a estimar la potencia eléctrica producida y por tanto el rendimiento del panel. Como se puede observar en una de las termografías tomadas por Manuel Martín (Figura 27), mediante el uso de imágenes infrarrojas se puede obtener información del aislamiento eléctrico posterior del panel, si se encuentra en buen estado y con un funcionamiento correcto, llegando a formarse un gradiente significativo de temperatura en el interior del panel. Otro efecto que se observa es el gradiente de temperatura producido por las células que se encuentran en la periferia del panel (efecto del marco) a causa de una menor temperatura del marco y un mayor flujo de calor en la zona, por ser un material buen conductor. Las imágenes termográficas aportan mucha información.

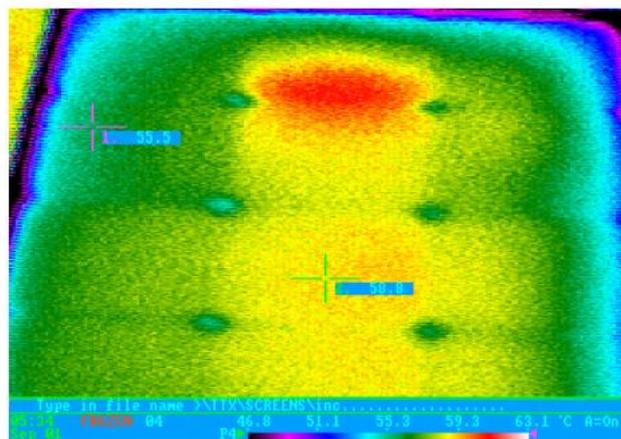


Ilustración 26. Termografía de un panel sin aislamiento posterior [14].

Otro tipo de termografía, como se ha mencionado con anterioridad, puede ser la presentada en la Figura 28, en la que, en lugar de realizarse sobre la parte frontal del panel, se realiza sobre la zona posterior, evitando así reflejos de la cámara e imágenes distorsionadas de la realidad. En dicha imagen se puede observar claramente que un diodo de bypass ha sido activado (se explicará posteriormente) y la baja temperatura que alcanza el marco del panel. Realizar la termografía por la parte posterior del panel tiene efectos positivos, pero habría que tener más aspectos en cuenta para realizar un análisis térmico en planta, ya que el dron que lleva la cámara tendría que volar por debajo de los paneles y la cámara estar colocada en la zona superior del dron en lugar de la inferior, sin estar protegida del exterior. Otro motivo por el que no se realiza es que hay multitud de paneles que no se encuentran a una altura muy elevada con respecto al suelo y el dron podría no tener espacio para pasar o no podría captar el panel completo.

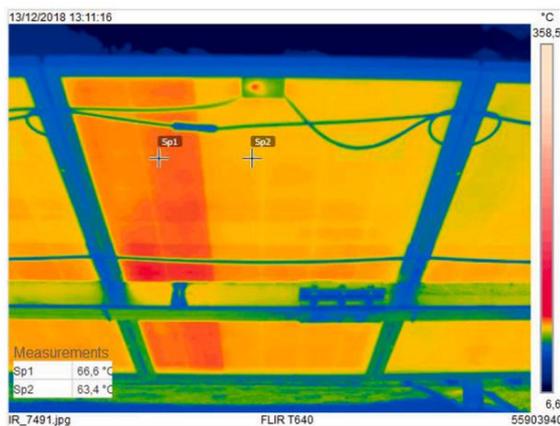


Ilustración 27. Termografía de la parte posterior de un panel fotovoltaico [27].

En [28], se realizó una inspección de una planta fotovoltaica de 24 MW, producidos por un total de 75000 módulos solares, ocupando 66 hectáreas. Para inspeccionar una superficie tan grande, es necesario que el dron pueda volar durante bastante tiempo sin detenerse ni quedarse sin batería. Se utilizó un dron de despegue y aterrizaje vertical Microdron MD4-1000 (Ilustración 29), con un tiempo de vuelo de hasta 88 minutos y una carga útil de 1.2 kg.



Ilustración 28. Microdron MD4-1000 utilizado para realizar la inspección [28].

Tras obtener las imágenes de los paneles, éstas fueron procesadas en Pix4D (software que, a partir de un conjunto de imágenes con solape, genera nubes de puntos para construir ortomosaicos, modelos digitales de superficie y del terreno) para producir un ortomosaico real georreferenciado (Figura 30) del campo solar,

que posteriormente se digitalizó para crear dibujos vectoriales de los paneles solares y su correspondiente imagen termográfica (Figura 31).

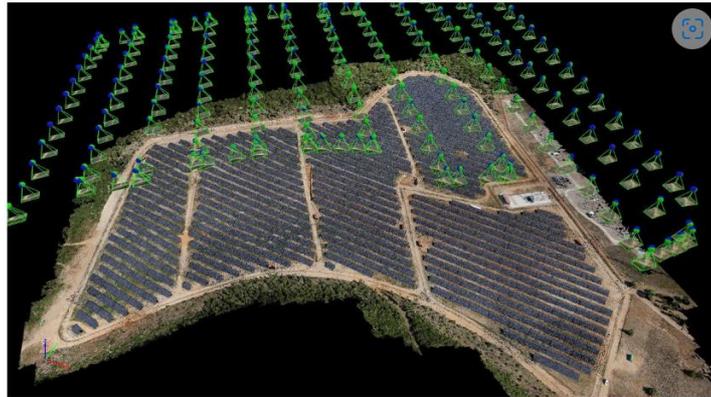


Ilustración 29. Procesamiento de imágenes en Pix4D [28].



Ilustración 30. Imagen termográfica lista para el análisis [28].

Antes de la inspección con dron, el dueño de la planta inspeccionaba cada panel por individual utilizando una cámara infrarroja manual, de forma anual. Para cada inspección anual, dos trabajadores necesitaban cuatro días de trabajo para recorrer la planta entera y capturar una imagen de cada panel. En cambio, la inspección con drones se llevó a cabo en dos días con dos operarios sobre el terreno y un experto para realizar el postprocesamiento de las imágenes. En definitiva, realizar la inspección de las plantas con el dron redujo el tiempo empleado por los técnicos al 50% y una reducción del 30% del tiempo empleado en el postprocesamiento de las imágenes infrarrojas, reduciendo así los costes de inspección.

4 METODOLOGÍA

A continuación, se realizará una breve explicación sobre cómo identificar los defectos de un panel fotovoltaico en una imagen termográfica y las causas que los provocan. Posteriormente, se explicarán los pasos a realizar y el equipo utilizado para el análisis térmico de paneles fotovoltaicos, tanto a pequeña como a gran escala.

4.1 Identificación de defectos en una Planta Fotovoltaica.

Existe una variedad de defectos producidos en los módulos fotovoltaicos que constituyen una planta que pueden ser identificados mediante el uso de termografías. Es importante destacar el hecho de que los resultados obtenidos con esta tecnología tienen cierta incertidumbre, que depende del tipo de cámara y el ángulo que forme con los paneles, de la radiación y de la temperatura ambiente.

Algunos tipos de defectos que pueden ser identificados mediante una imagen térmica son los siguientes: String Desconectado, Panel Desconectado, Diodo de Bypass, Puntos Calientes y Potencial de Degradación Inducida (PID), [23].

- String Desconectado:

Consiste en un conjunto de paneles en serie conectados entre sí, pero sin conexión alguna con el resto de la planta. Este string no aportará energía a la planta fotovoltaica por estar en circuito abierto y, por lo tanto, reducirá la potencia pico y la eficiencia de la planta. Para detectar este fallo en una imagen termográfica, se observará una fila (un string) de paneles fotovoltaicos presentando una mayor temperatura que el resto de los paneles sin defecto.

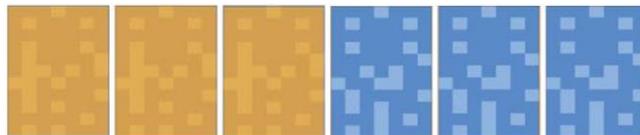


Ilustración 31. Ejemplo teórico de string desconectado compuesto por tres paneles.

La desconexión de un string puede deberse a diferentes factores, entre los que se encuentran cables y conectores eléctricos (MC4) dañados, fusibles o diodos de bypass defectuosos (Figura 33). El análisis de la causa de este fallo y sus efectos se analizarán con mayor detalle en el apartado de resultados donde se presenta un caso práctico de Análisis de Modos de Fallos y Efectos (AMFE).



Ilustración 32. Ejemplo teórico string desconectado debido a diodos defectuosos.

- Panel Desconectado:

Se trata de un caso particular del anterior, pero en lugar de tener un string desconectado, se tiene un panel individual que no aportará energía eléctrica al sistema fotovoltaico por estar en circuito abierto. No evacuará la energía eléctrica generada y, por seguir incidiendo radiación sobre éste, comenzará a elevar su temperatura de forma uniforme, sin poder producir el efecto fotovoltaico. Se producirá una reducción de la energía generada por el string en el que se encuentre dicho panel, siendo insignificante dentro de la energía total producida por una planta, al ser una reducción del orden de Wp en comparación con los MWp producidos por la planta. Este fallo se visualizará como un rectángulo (imagen térmica de un panel) a mayor temperatura que el resto de los paneles del string que no presenten ningún defecto, como se muestra en la Figura 34.

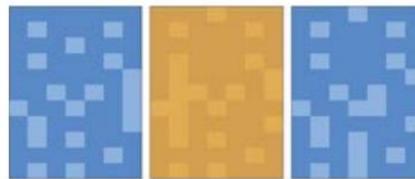


Ilustración 33. Ejemplo teórico de panel desconectado.

La desconexión de un panel puede deberse a varios factores similares al String Desconectado, cables y conectores eléctricos (MC4) dañados, fusibles o diodos de bypass defectuosos. A parte de las causas mencionadas, un panel puede desconectarse si se activan los tres diodos, sin ser necesario que éstos sean defectuosos.

- Diodo de Bypass:

Cuando una célula trabaja con distinta curva característica al resto de células que conforman un mismo panel, la tensión de dicha célula se puede hacer negativa, pudiendo incluso llegar a actuar como receptor, disminuyendo la tensión del panel en el que se ubica. Para evitar una disipación de potencia que llegara a dañar las células, se coloca un diodo de bifurcación o de bypass en paralelo a la rama de células conectadas en serie, para cortocircuitar las células receptoras y evitar que afecte al rendimiento del sistema en su conjunto. Al desviar la corriente, la hilera de células en serie no podrá aportar potencia al conjunto, produciendo una reducción de un tercio de la potencia pico del panel.

La activación del diodo se verá reflejado en la imagen termográfica como un rectángulo iluminado que ocupará un tercio del panel, en el caso de que cada panel tenga tres diodos (Figura 35).



Ilustración 34. Ejemplo teórico de un diodo de bypass.

La activación del diodo puede ser debido a sombra, suciedad, células rotas o incluso a que el propio diodo se encuentre dañado.

- Punto Caliente:

Se trata de un defecto localizado en el interior de un panel fotovoltaico, por ejemplo, una célula solar defectuosa o contactos eléctricos degradados, que genera un aumento de la temperatura local. Como consecuencia, se genera un gradiente de temperatura en el interior del panel que facilita la identificación de aquellos módulos fotovoltaicos que presentan una reducción de la potencia producida. A mayor gradiente de temperatura, mayor será la reducción de la eficiencia del panel.

En la termografía se visualiza un cuadrado iluminado en el interior de un panel, existiendo tres representaciones típicas de un Punto Caliente, como se explica a continuación.

En la Figura 36 se puede observar el primer caso, en el que una pequeña parte de la célula presenta una mayor temperatura con respecto al resto del panel. Esto es debido a la rotura de una célula, normalmente ocasionada durante el montaje, transporte u otro tipo de acción mecánica externa.

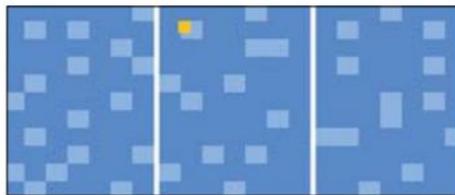


Ilustración 35. Ejemplo teórico de Punto Caliente ocupando una parte de una celda (I).

Otro tipo de Punto Caliente es aquel en el que una célula completa aumenta su temperatura en comparación con el resto (Figura 37). Este efecto puede ser debido a que la célula sea defectuosa o que no sea un fallo y el calentamiento de la célula se deba a una falta de radiación incidente debido a la sombra producida por ciertas plantas.

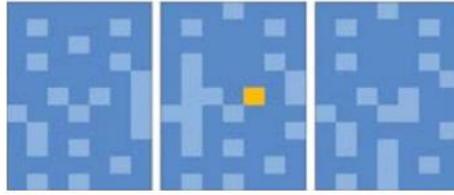


Ilustración 36. Ejemplo teórico de Punto Caliente ocupando celda completa (II).

Por último, existe el caso en el que se produce un calentamiento puntiforme, como se representa en la Figura 38. La causa de este efecto puede ser una producción de grietas o fisuras en la célula debido a un defecto de fabricación o debido a suciedad como, por ejemplo, excrementos de pájaros.

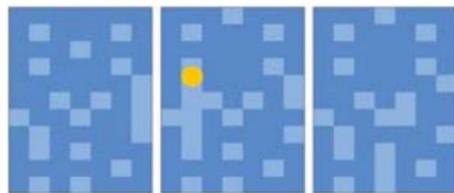


Ilustración 37. Ejemplo teórico de Punto Caliente de forma irregular (III).

En definitiva, los puntos calientes pueden ser causados por suciedad, sombra o células rotas. La importancia del gradiente de temperatura producido vendrá determinada por la causa que lo produzca y por el tiempo que se tarde en solucionar dicho problema.

- Potencial de degradación inducida (PID):

Los marcos de los módulos fotovoltaicos están conectados a tierra por motivos de seguridad, provocando una diferencia de potencial entre las células y la parte exterior de los módulos. El Potencial de Degradación Inducida ocurre cuando dicha diferencia de potencial conduce a una corriente de fuga entre el semiconductor de la célula y otros materiales del módulo, implicando la migración de iones positivos desde la parte exterior del módulo hacia el interior del semiconductor o de iones negativos desde el semiconductor hacia la parte exterior del módulo, provocando una degradación en el extremo positivo o negativo del string [28]. La suciedad sobre la superficie de una célula puede empeorar el efecto de PID, ya que ésta absorbe la humedad como una esponja, conduciendo a la persistencia de la superficie debido a las elevadas corrientes de fuga. Se prevé que la presencia de suciedad en el vidrio del módulo conduce a una disminución de la resistencia superficial del módulo, ampliando aún más el potencial a través de la superficie de vidrio de un marco de módulo fotovoltaico a tierra. En el estudio realizado por Above [28], el PID provocó en su experimento un 10% de reducción de la potencia producida por el string.

En la termografía se evidencia un efecto similar al de varios puntos calientes cercanos al lado positivo o negativo del string.

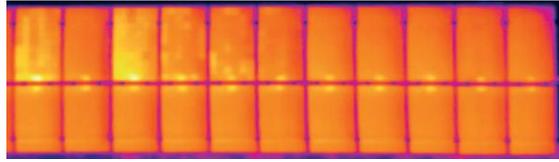


Ilustración 38. Ejemplo de Potencial de Degradación Inducida [28].

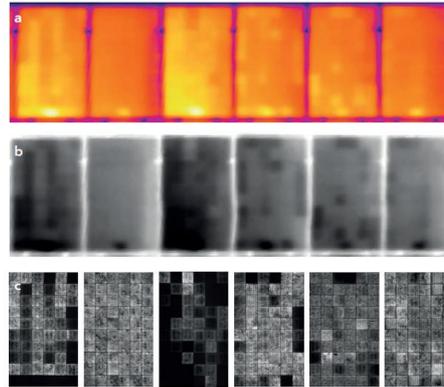


Figure 4 – Comparison between a, thermographic imagery (more yellow denotes hotter cells), b, thermographic imagery (darker colour denotes hotter cells) and c, EL images (darker colour denotes degraded/deactivated cell) of PID-affected PV modules.

Ilustración 39. Termografías vs. Electroluminiscencia de un PID [28].

Los factores que pueden influir en el nivel de degradación a nivel del módulo incluyen el material del encapsulado, el revestimiento antirreflectante de la célula y el diseño estructural de los módulos (el marco, por ejemplo). También es conocido el fuerte impacto de los factores ambientales como la temperatura y la humedad en la reducción de la potencia del módulo debido a este efecto.

4.2 Descripción del equipo de Termografía empleado

4.2.1 Equipo de laboratorio

4.2.1.1 Cámara termográfica:

El equipo que se va a utilizar en el laboratorio para llevar a cabo las medidas termográficas sobre módulos fotovoltaicos es una cámara termográfica de la marca FLIR modelo E6 (Figura 41). Tiene una resolución IR de 240 x 180 píxeles, mide en un rango de temperatura de -20°C a 550°C y posee una tecnología sencilla y fácil de usar. Es un dispositivo portátil fácilmente manejable por el operador con un tamaño de 24.4 x 9.5 x 14 cm.



Ilustración 40. Cámara termográfica FLIR E6.

La cámara termográfica funciona detectando y midiendo cómo irradia calor el objeto a estudiar, asociando a cada píxel de la imagen un valor de temperatura y un tono de calor, que se puede modificar en una paleta de colores para poder distinguir gradientes superficiales. Normalmente, las imágenes térmicas muestran las temperaturas más frías en tonos azules o violetas, y las más calientes en tonos rojo, naranja o incluso amarillo.

La cámara termográfica tiene dos componentes fundamentales (Figura 41):

- a. La lente focaliza la radiación recibida en el sensor situado en su foco óptico, definiendo el campo de visión en el que la cámara puede detectar la radiación infrarroja. Dependiendo de la cámara, las lentes pueden ser fijas o disponer de un objetivo angular para modificar el campo de visión. Las lentes son de germanio ya que el cristal es mal transmisor de la radiación IR.
- b. El sensor convierte la radiación térmica que capta la lente en señales eléctricas que son enviadas a un procesador para crear una falsa imagen visible coloreada a partir de las mismas. El sensor más habitual se conoce como FPA (*Focal Plane Array*) y está basado en un chip de silicio.

Un parámetro importante en cualquier cámara termográfica es el enfoque, ya que, una vez tomada la imagen, este parámetro no puede ser modificado mediante el tratamiento de datos. Un enfoque fino es importante para mediciones de temperaturas precisas. Si se enfoca incorrectamente, se obtiene una medida errónea de la temperatura. La cámara utilizada en las medidas de laboratorio tiene un enfoque automático, con una distancia focal mínima de 0.5m, con un campo de visión 45° x 34° y una sensibilidad térmica menor a 0.06°C.

La cámara utilizada tiene varios modos de imagen, entre ellos se encuentran la imagen dinámica multiespectral, la térmica, imagen en imagen, combinación térmica y cámara digital. Las principales diferencias se exponen a continuación.

- La imagen térmica consiste en una fotografía diluida en la que cada temperatura adquiere un color diferente, sin tener en cuenta la cámara de luz visible (Figura 50).
- La imagen MSX térmica, también llamada imagen dinámica multiespectral, se trata de una imagen térmica integral (sin diluir) con características de la visión normal, permitiendo detectar en qué lugar se encuentra el patrón de calor problemático. Añade detalles clave de la cámara de luz visible a la imagen de infrarrojos (Figura 51).
- El modo imagen en imagen representa la fotografía térmica en la zona central de la cámara, siendo el entorno la imagen de luz visible. Con esta opción, los colores de la imagen térmica no se verán influenciados por el entorno, sino por los objetos que aparezcan en el recuadro (Figura 52).

4.2.1.2 Paneles fotovoltaicos:

En el laboratorio, se han utilizado dos tipos de paneles fotovoltaicos, uno de mayor tamaño que otro. Se trata de un módulo modelo M55L y otro de mayor tamaño modelo ND-6AE3D.



Ilustración 41. Módulo de ensayo ND-6AE3D.

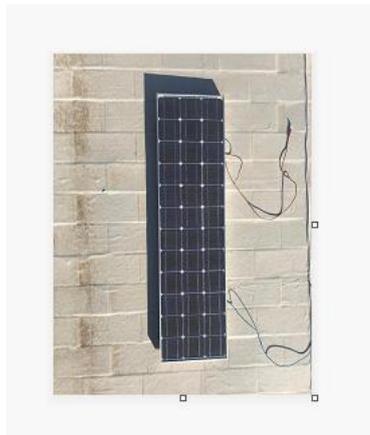


Ilustración 42. Módulo de ensayo M55L.

4.2.2 Equipo de planta

4.2.2.1 Dron:

El dron utilizado es uno de tipo aéreo de ala rotatoria con seis hélices (hexacóptero), de modelo DJI Matrice 600. Incluye GPS para una mejor geolocalización, un gimbal de tres ejes, un controlador de vuelo A3 y un controlador remoto que trabaja en la banda de 2.4 GHz para el control y en la banda 5.8 GHz para el vídeo (Figura 44).



Ilustración 43. Dron utilizado para hacer termografías en planta.

Este tipo de dron ofrece una gran versatilidad, puesto que permiten instalar todo tipo de cámaras para realizar diferentes tareas. Se trata de un dron que despegue y aterrice de forma vertical y prácticamente desde cualquier superficie, teniendo como inconveniente la autonomía del vuelo que ofrece. Utiliza seis baterías que se descargan simultáneamente.

No es necesario un dron específico para realizar termografías, pero como requisito indispensable es que incluyan geolocalización, para poder detectar la ubicación de cada defecto y que no supere los 40m de distancia al suelo.

4.2.2.2 Cámara térmica:

La cámara térmica es una Workswell Wiris 2nd Gen (Figura 45) con una resolución de 640x512 píxeles. Se trata de un sistema compacto que combina una cámara térmica, una digital y un procesador capaz de grabar datos radiométricos y sacarlos mediante un puerto HDMI, todo en una única unidad. Ésta se coloca en el gimbal del dron (Ilustración 46), la plataforma monitorizada para mantener la cámara estabilizada en todo momento.



Ilustración 44. Cámara termográfica.



Ilustración 45. Dron listo para volar con cámara y gimbal.

La cámara capta defectos a partir de 400 W/m², aunque es recomendable que la radiación sea mayor que 600 W/m². La termografía se podrá realizar correctamente siempre que se cumpla el requisito de la radiación, que la velocidad del viento sea de 8 m/s como máximo y que la cámara presente una inclinación menor a 30°.

4.2.2.3 Paneles fotovoltaicos:

Para el análisis, se han seleccionado seis plantas para cubrir todos los efectos térmicos, las cuales se nombrarán por con la codificación descrita en la Tabla 4 por confidencialidad. Todas ellas tienen instalados paneles fotovoltaicos de silicio policristalino en una estructura fija.

Código	Capacidad Planta (MWp)	Potencia Pico Panel Fotovoltaico (Wp)	Año instalación
Planta #1	13.51	260 255	2014
Planta #2	8.98	260	2015
Planta #3	6.22	285	2013
Planta #4	1.84	240 245	2013
Planta #5	6.85	255	2015
Planta #6	4.92	250	2014

Tabla 4. Características de las plantas objeto de estudio.

4.2.2.4 Procedimiento para la obtención de termografías de una planta fotovoltaica

El procedimiento consta de las etapas expuestas en el diagrama de flujo, presentado en la Ilustración 47.

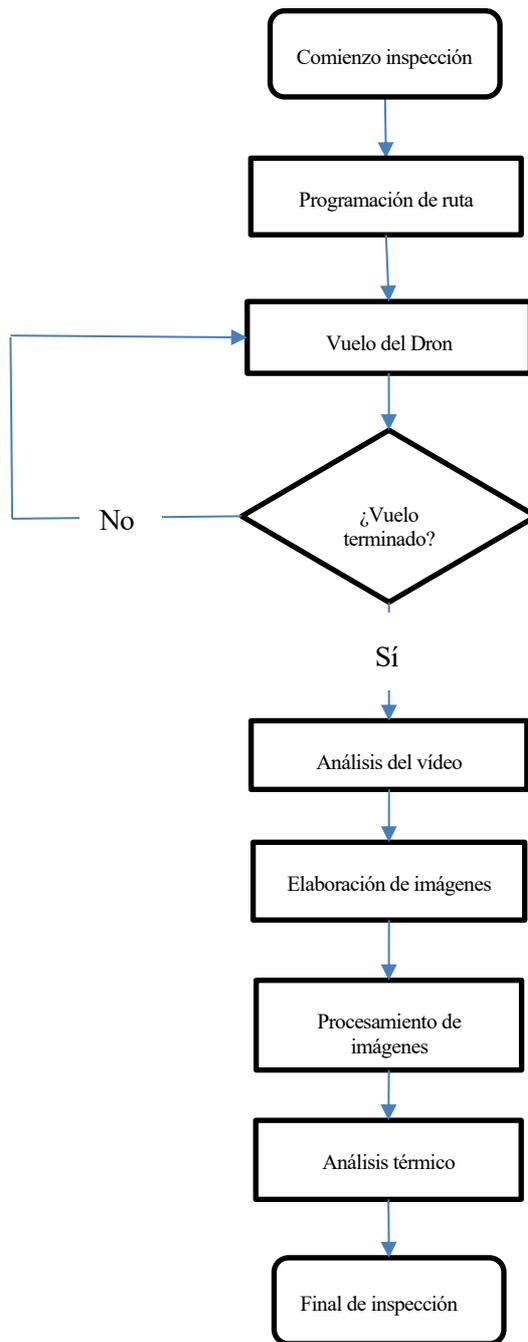


Ilustración 46. Procedimiento para realizar un análisis térmico en planta.

Es de vital importancia que las imágenes termográficas incluyan todos y cada uno de los paneles que conforman la planta. Para ello, el dron realiza un recorrido paralelo a las hileras de strings, superponiendo al menos un string por cada barrido, asegurando así que no queda ningún string por grabar. En lugar de manejar el dron (mayor probabilidad de que falte parte de la planta por grabar), se puede programar para realizar un recorrido determinado apoyándose en el layout de la planta.

Para evitar imágenes distorsionadas de la realidad debidas al ángulo de la cámara con respecto al módulo fotovoltaico, existe un mando teledirigido para el gimbal de la cámara, pudiendo mover el enfoque de la cámara, colocándola con un ángulo de aproximadamente de 90° con respecto a la superficie de los módulos.



Ilustración 47. Barrido a realizar por el dron.

Partiendo de los vídeos termográficos obtenidos de la cámara colocada en el dron, es necesario dividirlos en imágenes separadas mediante un determinado programa. Una vez obtenidas las imágenes, éstas se introducen en un programa que permite solapar imágenes, combinarlas y crear ortomosaicos térmicos, teniendo en cuenta los datos de geolocalización de cada planta. Por último, se superpone la imagen termográfica sobre el layout de la planta haciendo coincidir el contorno de ambas para una mayor comprensión de la ubicación del defecto, ya que se conocerá el nombre del string y las coordenadas en las que se encuentra.

Una vez realizado todo el procedimiento descrito, se suben las distintas imágenes termográficas de la planta con su respectivo layout a una plataforma sobre la que se realizará el análisis de anomalías térmicas

4.3 Análisis de Modos de Fallo y Efectos (AMFE)

El Análisis de Modos de Fallos y Efectos (AMFE) es un método utilizado para prevenir fallos y analizar los riesgos de un proceso mediante la identificación de causas y efectos, a fin de determinar acciones preventivas que minimicen las averías. Está relacionado con el hecho de cómo un proceso puede ser operado de forma deficiente y está compuesto por tres parámetros: efecto, causa y detección. El efecto es la consecuencia del fallo y de cómo puede afectar al proceso, mientras que la causa es aquello que origina el fallo. De esta manera, se busca generar una relación causa – fallo – efecto y, en base al resultado, proponer medidas preventivas específicas, identificar técnicas de detección adecuadas o priorizar aquellos fallos más críticos para el proceso.

Se considera un modo de fallo a la forma en que un proceso, etapa o componente, puede afectar al cumplimiento de las especificaciones, afectando al cliente final o al proceso siguiente. Por ejemplo, en el caso de una planta fotovoltaica, se considera un fallo que uno de sus componentes, por ejemplo, un string de módulos fotovoltaicos, esté desconectado por un fallo de aislamiento y no produzca potencia eléctrica, de modo que la producción de la planta sea menor de lo esperada.

Un efecto puede considerarse como el impacto en el proceso cuando el modo de fallo se materializa. En el caso anterior, sería una pérdida de beneficio por parte del propietario de la planta por una generación eléctrica por debajo de lo esperado.

La metodología de definición de AMFE consiste en primer lugar en una elaboración de todos los posibles fallos o defectos que se pueden presentar en el proceso, para lo cual es ideal disponer de un equipo de trabajo multidisciplinar que aporten distintas experiencias o visiones de las etapas y componentes involucrados en el proceso. A continuación, se hace un análisis de las causas y efectos de los fallos identificados en la fase anterior, tratando de agrupar aquellos que puedan tener coincidencias, bien en la causa o bien en el efecto. Finalmente, a cada uno de los fallos identificados se les asignan tres indicadores: ocurrencia (O), detección (D), severidad (S). Con estos tres indicadores se construye el indicador final más importante: índice de riesgo (RPN) que resulta de ser multiplicados los tres anteriores (Figura 49). En base al resultado obtenido, los fallos identificados pueden ser fácilmente priorizados y clasificados para definir estrategias de calidad en la planta fotovoltaica.

Function	Failure mode	Effects	S (severity)	Cause(s)	O (occurrence)	D (detection)	RPN	Action taken
El laminado debe ser uniforme	I. Se forman burbujas durante el laminado		8	1. Mal parámetros de proceso en la receta de curado (temperatura, tiempo, presión aplicada, o mala calidad del polímero)	2	1	16	Fabricante: parámetros óptimos proceso, control de calidad para reproducir bien el resultado. Diferentes EVAs
		En las burbujas se queda acumulada humedad que degrada al módulo por corrosión de los contactos eléctricos (Mo, TCO y bus bar)	8	2. El vacío que se hace antes del curado del EVA es insuficiente	2	5	80	
			8	3. La superficie del OCT está sucia con restos del corte P3 y edge isolation	1	3	24	Tecnólogo: cual es la resolución del equipo de inspección para ver burbujas
			8	4. Durante el curado el semiconductor desgasifica	1	3	24	
		Las burbujas encierran vacío. Se produce dispersión de los fotones, luego baja Isc	8	5. La superficie del OCT es muy rugosa y el polímero no se adapta bien a la superficie	1	3	24	Tecnólogo: tolerancia máxima de la rugosidad del OCT
			8	6. La superficie del vidrio es muy rugosa y el polímero no se adapta bien a la superficie	1	3	24	Tecnólogo: tolerancia máxima de la rugosidad del vidrio

Ilustración 48. Ejemplo de plantilla de trabajo para generar un AMFE de un proceso de laminación fotovoltaica.

Así, las ventajas de realizar un AMFE para asegurar la óptima calidad en la operación de la planta fotovoltaica, son:

- Identificar los posibles fallos en el proceso.
- Conocer a fondo el funcionamiento, componentes y etapas del proceso.
- Identificar los efectos que puede generar cada posible fallo.
- Evaluar el nivel de criticidad o gravedad de los efectos del fallo.
- Identificar las causas posibles del fallo.
- Establecer niveles de confiabilidad para la detección de fallos.
- Evaluar mediante indicadores específicos la relación entre la severidad, ocurrencia y detectabilidad.
- Documentar los planes de acción para minimizar los riesgos.
- Identificar oportunidades de mejora.

El AMFE que se genera es un documento abierto, que debe ser revisado conforme la experiencia del equipo en el proceso aumenta, conforme se generan nuevos datos, se implementan medidas preventivas o correctivas que aportan nueva información, etc. Además, se convierte en un documento con información invaluable relacionada con los componentes de la planta, que puede utilizarse en los procesos de formación del personal y como lecciones aprendidas en nuevos diseños de plantas posteriores.

5 RESULTADOS

5.1 Caracterización por Termografía a Escala de Laboratorio

5.1.1 Introducción

El objeto de este apartado es analizar la no uniformidad de la temperatura a lo largo de la superficie del panel mediante imágenes termográficas realizadas con la cámara FLIR E6 (Figura x—figura en la que aparece la cámara).

Se han obtenido una serie de imágenes termográficas de dos tipos de paneles con orientaciones y ángulos distintos en la azotea de La Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Sevilla, el 28 de junio de 2022. Los paneles objeto de estudio son los presentados en las Figuras 42 y 43. Debido a que los paneles se encuentran en perfecto estado, no se podrán visualizar defectos, pero sí los gradientes que se forman a lo largo de un panel fotovoltaico.

5.1.2 Tipos de imágenes termográficas de la cámara FLIR E6

Se presentan a continuación los tres tipos de imágenes de mayor interés de la cámara utilizada en el laboratorio mediante tres ejemplos de los paneles mencionados anteriormente.

A la derecha de cada imagen tomada se encuentra una escala de colores asociada a las diferentes temperaturas y, en la esquina superior izquierda, se encuentra la temperatura máxima captada por la cámara. Mientras que en la Figura 52 se puede apreciar perfectamente la forma y los detalles del módulo, en las imágenes 50 y 52, se observa únicamente una serie de colores sin mucha definición, por lo que será más complejo encontrar la ubicación de los defectos si los hubiera. Las imágenes más utilizadas son las del tipo de las Figuras 51 y 52, ya que esta última permite una mayor claridad de la distribución de temperaturas en los objetos que se encuentren en el interior de un recuadro, influyendo en menor medida la temperatura a la que se encuentre el entorno que rodea a dicho objeto.



Ilustración 49. Termografía tomada en laboratorio, imagen térmica.

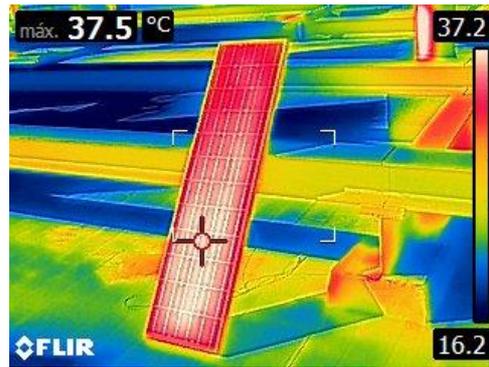


Ilustración 50. Termografía tomada en laboratorio, modo de imagen MSX térmica.



Ilustración 51. Termografía tomada en laboratorio, modo de imagen en imagen.

5.1.3 Ensayos de termografías de paneles fotovoltaicos en laboratorio

En primer lugar, es importante tener claro que en una medición termográfica es decisiva la orientación de la cámara con respecto al módulo fotovoltaico. Al realizar la termografía del panel completo (Figura 53), la cámara detecta que una zona del suelo en el que se encuentra apoyado el panel alcanza una temperatura máxima de 21.4°C, comparando la temperatura del panel con la del suelo. La comparación de la temperatura del panel con su entorno provoca que no se diferencien bien los gradientes que se producen en el propio panel, ya que serán despreciables si se compara con el gradiente entre el suelo y el propio módulo. Otro aspecto que destacar es el gradiente de temperaturas que se aprecia en el interior del panel, que carece de sentido.

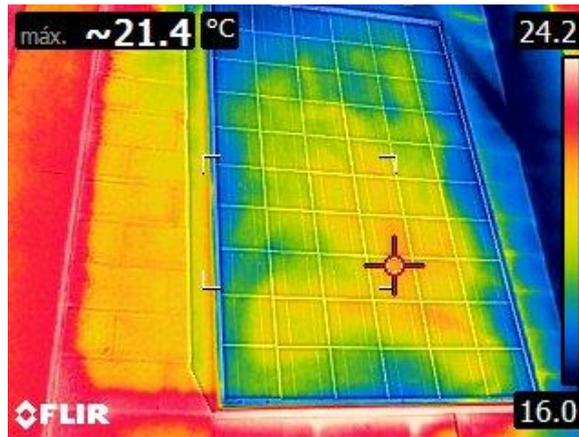


Ilustración 52. Termografía panel completo ND-6AE3D, 9:06.

En el laboratorio, se observó cómo moviendo medio grado el enfoque de la cámara, cambiaba completamente la distribución de temperaturas en la imagen termográfica. En la Figura 53 se muestra con claridad la importancia del ángulo de enfoque, la distancia de la cámara al panel y cómo afecta el entorno en el que se encuentre el panel a la imagen termográfica obtenida, pudiendo obtenerse imágenes no reales. Debido a esta serie de efectos, se ha decidido no realizar termografías del panel al completo (eliminando el contraste con el exterior) y se ha intentado que el enfoque de la cámara fuera tal que la orientación de la cámara con respecto a la superficie del módulo se encuentre entre los 60 y 90°, para evitar el efecto de imágenes distorsionadas con la realidad. Otro motivo por el cual la termografía no ha salido como se esperaba, es la distancia entre la cámara y el panel, como se menciona en [24] a pequeñas distancias, se producen termografías distorsionadas.

- Panel pequeño apoyado horizontalmente sobre el suelo:

A las 9:07, se midió una irradiancia global sobre superficie horizontal de 690 W/m², mientras que a las 11:31 la irradiancia era de 972 W/m².

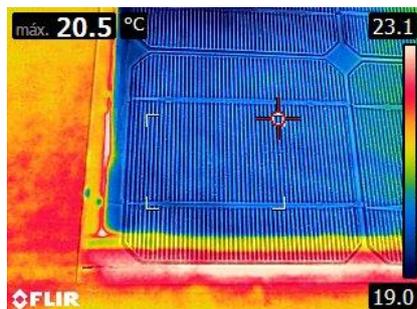


Ilustración 54. Termografía del módulo M55L, 9:07.

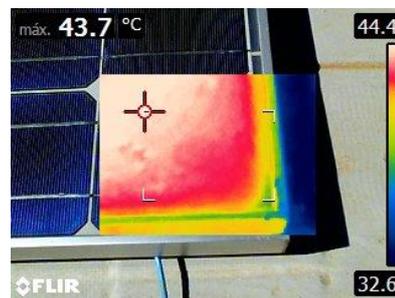


Ilustración 53. Termografía del módulo M55L, 11:31.

Como se puede apreciar en ambas imágenes (54 y 55), la temperatura y la radiación del panel son proporcionales, ya que al aumentar la irradiancia en 282 W/m^2 , la temperatura que alcanza el panel aumenta. Si se comparan ambas imágenes, se observa que el marco de la primera se encuentra a mayor temperatura que el propio panel, mientras que, en la segunda imagen, se observa el efecto contrario, el marco más frío que el panel. Esto ocurre debido a que, en el primer caso, el panel había estado expuesto al Sol durante poco tiempo y a una radiación reducida, mientras que el segundo había estado durante más tiempo bajo los efectos del Sol y con mayor irradiancia. En definitiva, para ver los gradientes de temperatura a lo largo de un panel fotovoltaico, es necesario una radiación solar elevada, a mayor radiación y menor temperatura ambiente, los gradientes se verán con mayor claridad.

- Panel grande apoyado horizontal sobre el suelo:

La termografía de la Imagen 56 se realizó a las 11:34 con una irradiancia de 972 W/m^2 . Se puede observar cómo aun habiendo la misma irradiancia por unidad de superficie que en el caso anterior, el panel alcanza una mayor temperatura, observándose el gradiente debido al efecto del marco con mayor claridad. Esto es debido a la mayor superficie del panel, ya que recibirá una mayor irradiancia.

A mayor radiación incidente y menor temperatura ambiente, más fácilmente se detectan los defectos térmicos en un panel. Este hecho se puede comprobar comparando las Ilustraciones 55 y 56, ya que según avanzaban las horas del día, la radiación iba aumentando.

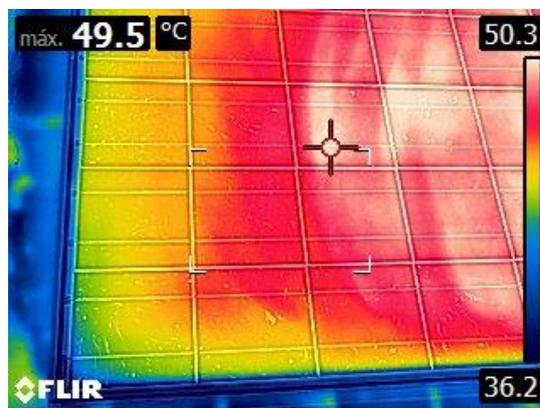


Ilustración 55. Termografía del panel ND-6AE3D, 11:34.

- Ambos paneles verticales apoyados sobre sillas:

Las termografías se realizaron con dos minutos de diferencia, siendo la del panel grande a las 11:11 y la del pequeño a las 11:13, obteniéndose unos valores de irradiancia de 953 y 943 W/m^2 , respectivamente.



Ilustración 56. Panel M55L vertical sobre silla.



Ilustración 57. Panel ND-6AE3D horizontal apoyado sobre sillas.

Para el primer caso, se presenta dos imágenes termográficas, una de la parte inferior del panel apoyada sobre una silla y otra de la parte superior en suspensión.

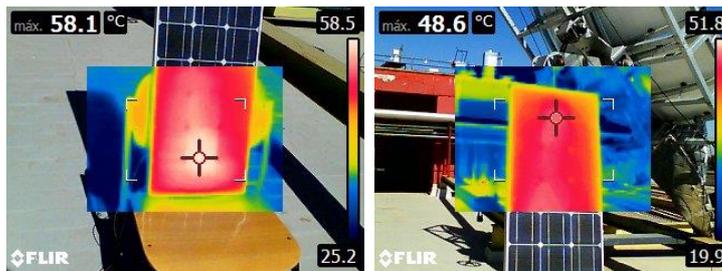


Ilustración 58. Termografías del panel M55L vertical sobre silla.

Se puede observar que la temperatura del primer caso (zona inferior) es 9.5°C mayor que la de la zona superior. Este hecho se debe a la dificultad que presenta el panel para evacuar el calor generado en su interior por tener un objeto justo tras él. En cambio, en el segundo caso, el panel se encuentra en contacto con el aire, produciéndose convección natural, enfriándose de esta forma el panel. Los gradientes de temperatura en un panel pueden ser muy significativos si se colocan de una forma no apropiada.

A escala de laboratorio se puede observar perfectamente el efecto del marco en el gradiente de temperaturas en el interior de un panel, como se muestra en la Imagen 59. En cambio, a gran escala como sería una planta fotovoltaica, no se ve dicho efecto, aunque el gradiente de temperatura se puede medir.

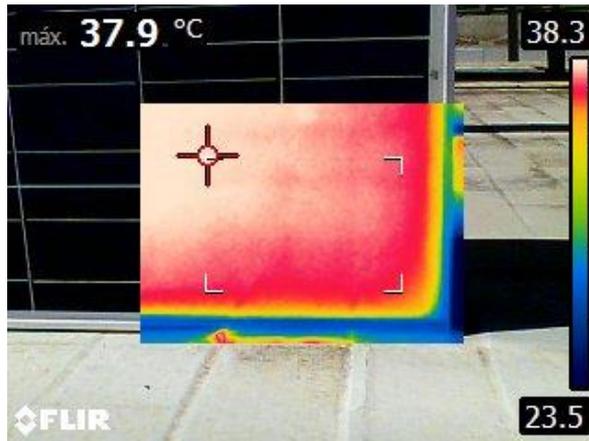


Ilustración 59. Efecto del marco en el gradiente de temperaturas.

Otro efecto para tener en cuenta es la formación de reflejos en las termografías debido a un mal enfoque o a una sombra generada por la cámara que realiza la foto. Este efecto falsifica la imagen termográfica, ya que puede llegar incluso a confundirse con un defecto, como un punto caliente, como lo que ocurre en las termografías presentadas en la Figura 61.

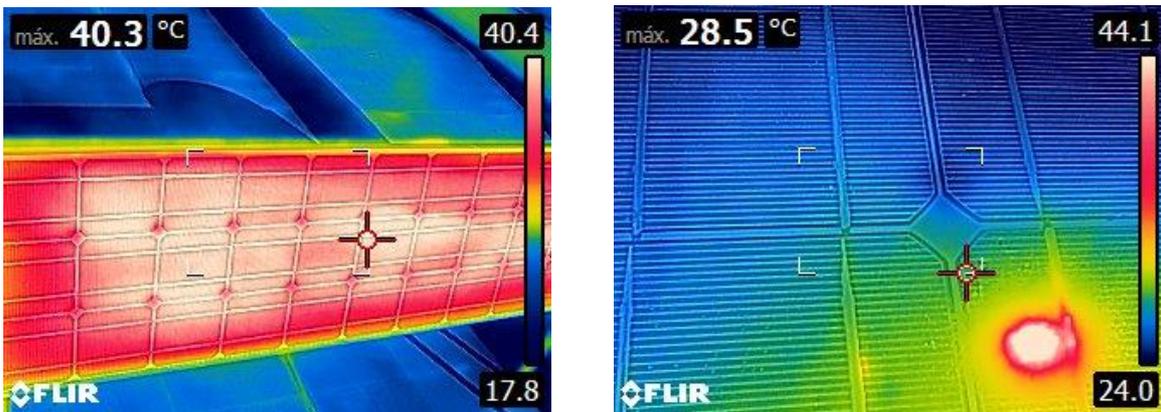


Ilustración 60. Ejemplos de reflejos de la cámara termográfica en laboratorio.

Por último, en el laboratorio se colocó un objeto sobre ambos paneles para crear el efecto sombra en el panel a las 9:58 de la mañana. Lo que ocurrió fue que, en lugar de calentarse las células sombreadas, se enfriaron. Esto ocurrió porque la radiación no incidía sobre la superficie del panel, sin poder provocar el efecto fotovoltaico y sin poder absorber la potencia producida por el resto de las células, por el hecho de encontrarse en circuito abierto.

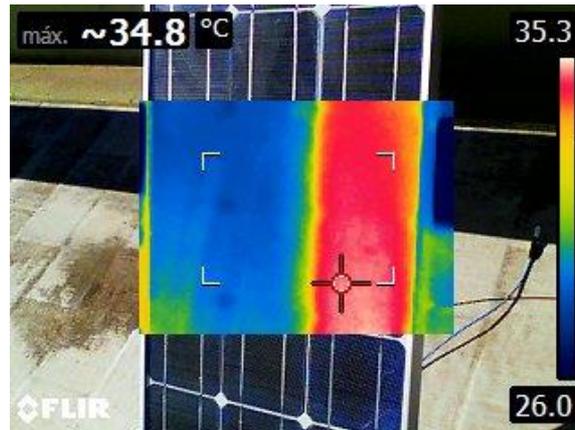


Ilustración 61. Panel M55L con sombra en la zona de la derecha.

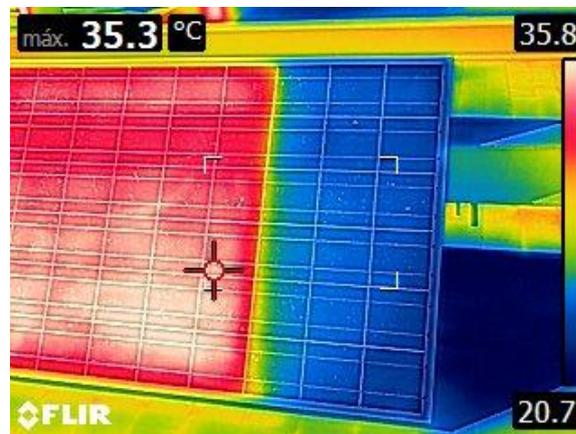


Ilustración 62. Panel ND-6AE3D con sombra en la zona de la derecha.

Lo que sí se puede observar es un gradiente de temperatura muy significativo. Lo que ocurre en realidad, es que la zona más fría (azul), que es sobre la que no incide la radiación, debería ser la zona más caliente, llegando a generar puntos calientes a lo largo del panel, por funcionar las células a distinta curva característica.

La realización de termografías no es tan sencilla como parece, ya que depende de multitud de factores, como la radiación incidente, la temperatura ambiente, la inclinación, la orientación o la distancia de la cámara al panel, pudiendo implicar diversas imágenes que se alejan de la realidad. Cuando los gradientes de temperatura son muy elevados, aunque la imagen termográfica no sea exacta, los efectos se contemplan a simple vista con dicha imagen. Durante el ensayo en el laboratorio, se comprobó que en las primeras imágenes termográficas obtenidas no se apreciaba ni el efecto del marco, mientras que, en otras imágenes tomadas a posteriori, como por ejemplo la Ilustraciones 56 y 60, se apreciaba perfectamente dicho efecto. Esto se debe al incremento de radiación incidente, que aumentó a lo largo de la mañana. Se llegó a la conclusión de la necesidad de altos niveles de irradiancia para la obtención de una termografía de calidad, en la que se distingan los defectos con facilidad.

5.2 Caracterización por Termografía a Escala de Planta Fotovoltaica

5.2.1 Detección de defectos en planta

El análisis realizado en planta de las diferentes anomalías térmicas tiene como objetivo informar al cliente del estado en el que se encuentra su planta fotovoltaica (a nivel de paneles solares) y aconsejar sobre cómo solucionar dichos fenómenos térmicos. Es por ello por lo que además de los defectos anteriormente descritos, se añade el sombreado (shading) y el ensuciamiento (soiling). Dichas causas pueden provocar un Punto Caliente irreversible si no se soluciona (cortando el césped o limpiando los paneles).

Una vez comprendidos los tipos de defectos y cómo se identifican de forma teórica, se procede a la exposición de algunos de los defectos encontrados en las termografías de las plantas descritas en la Tabla 4.

- **String Desconectado:**

En la Ilustración 64 se representan cinco strings de la Planta #3 con el objetivo de demostrar que la teoría (Figura 32) es similar a lo que ocurre en la realidad. Se puede observar el contraste de colores, siendo el más claro el de mayor temperatura. En esta planta, los strings están formados por 18 paneles y, como se puede observar, no todos están conectados de igual forma, ya que el primer string desconectado se encuentra “en serie” y, en el segundo, los paneles están conectados en cruz. Al medir la temperatura, se observa que los strings conectados se encuentran a una temperatura media de 38°C, mientras que los desconectados a 47°C, creándose un gradiente de temperatura de casi 10 C.

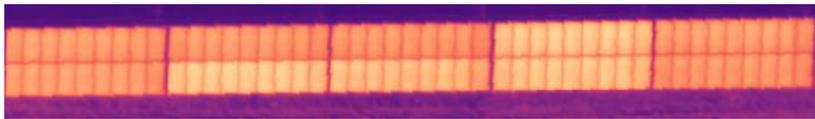


Ilustración 63. Imagen termográfica (String Desconectado) de la Planta #3.

En la práctica, cuando se detecta este tipo de fallo, se accede al Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA) de la planta, para comprobar dos cosas.

- a. Reconexión de Strings Desconectados. El equipo encargado del seguimiento del funcionamiento de la planta puede haber dado un aviso de Strings Desconectados y el equipo de Operación y Mantenimiento puede haber solucionado el problema.
- b. Falso String Desconectado. En las termografías aparece una imagen como la de la Figura 64, en la que se evidencia un String Desconectado y, al comprobarlo en SCADA, resulta que está conectado, pero produciendo una menor potencia que el resto que se encuentra a su alrededor. En este caso, si hay varios fenómenos de este tipo, se avisa al cliente de la reducción de potencia.

- **Panel Desconectado:**

En el caso de Panel Desconectado, la termografía es similar al String Desconectado, pero a pequeña escala. Se observa que los paneles alcanzan los 50°C de temperatura, mientras que los paneles que les rodean llegan a un máximo de 45°C, provocando una diferencia de temperatura de 5°C, la mitad de la que producen los String Desconectados de la Figura 64.

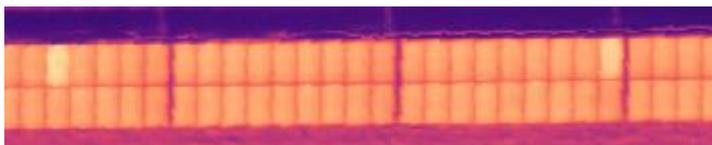


Ilustración 64. Imagen termográfica (Panel Desconectado) de la Planta #3.

Este defecto es más complicado de verificar, ya que en el SCADA se representa la potencia producida por un string completo y no por cada panel individual. Lo que se puede hacer es representar en una curva de potencia, la producida por los strings situados alrededor del string afectado por el Panel Desconectado, para comprobar que efectivamente produce menor potencia que el resto. No es un procedimiento competente ya que el resto de strings estará a una altura diferente y con mayor o menor radiación incidiendo sobre ellos.

- **Diodo de Bypass:**

La imagen termográfica es un buen método para la detección de un Diodo de Bypass activado, ya que se encuentra en el interior del panel, siendo más complicado de detectar.

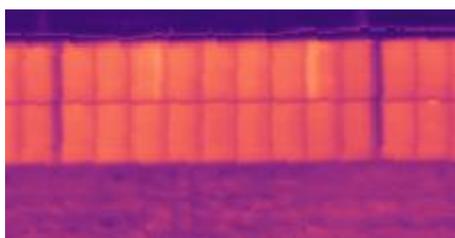


Ilustración 65. Imagen termográfica (Diodo de Bypass) de la Planta #3.

En la termografía se distinguen dos casos de Diodos de Bypass:

- a. Sin efecto fotovoltaico. Cuando el diodo se activa, las células conectadas a dicho diodo no producen energía y se calientan, produciéndose unos incrementos de temperatura de incluso 5°C (como en el Diodo Bypass ubicado en la derecha del string presentado en la Figura 66).
- b. Con efecto fotovoltaico. Las células conectadas al diodo se calientan, pero en menor medida que en a), produciendo el efecto fotovoltaico. Este hecho ocurre cuando hay un desajuste de corriente y parte de ésta fluye hacia la unión de la célula “buena” polarizando hacia delante dicha célula. Este voltaje, a su vez, polariza el diodo de derivación de la célula protegida, permitiéndole conducir la corriente. Los gradientes encontrados en la Planta #3 debido a este tipo de defecto se encuentran entre 0.8 y 2°C [9].

Los gradientes de temperatura expuestos son similares en todas las plantas objeto de estudio.

- **Punto Caliente:**

Como se ha mencionado con anterioridad, un Punto Caliente puede ser producido por muchas causas. A diferencia de los defectos anteriores, no hay un orden de magnitud para el gradiente de temperaturas que produce un punto caliente, ya que éste depende de diversos factores. En la Ilustración 67, se representa parte de un string de la Planta #5 en la que hay tres paneles con un Punto Caliente cada uno, alcanzando temperaturas de 24, 27 y 28°C con respecto a

una temperatura media de 8°C, provocando un gradiente entre 16 y 20°C.

Se han tomado como gradiente de temperatura la diferencia entre la temperatura máxima de la zona iluminada (defecto) y la media del resto del panel sin contar con dicho defecto.

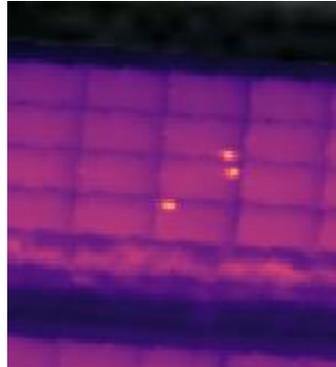


Ilustración 66. Imagen termográfica (Punto Caliente) de la Planta #5.

Según la norma IEC 61215, se considera un Punto Caliente cuando el gradiente que provoca dicho punto es entre 15 y 25°C. Los Puntos Calientes representados en la Figura 67 son relevantes según dicha norma, es decir, afectan a la producción de potencia del string en su conjunto, pudiendo llegar a dañarse las células que lo conforman.

También pueden aparecer varios Puntos Calientes en un mismo panel, como se presenta en la Figura 68. Según las mediciones de temperatura evaluadas, se ha comprobado que cuando existen varias zonas del panel con mayor temperatura, el gradiente de temperatura en el interior del panel generalmente es mayor. En el caso de la imagen, la máxima temperatura alcanzada son 53°C frente a los 23°C de media (misma media que los paneles de su alrededor), produciéndose una diferencia de 30°C, superando el intervalo impuesto por la definición de Punto Caliente.

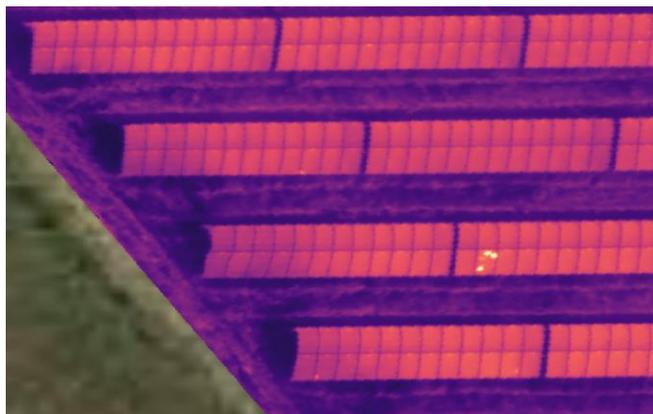


Ilustración 67. Imagen termográfica (Múltiples Puntos Calientes) de la Planta #1.

Otro tipo de Punto Caliente es el causado por la caja de conexiones del panel. Las cajas se suelen situar en la zona superior del módulo, provocando que las células no puedan evacuar el calor generado de la misma forma que lo hacen el resto de las células que no están situadas justo encima de la caja, esto provoca que la temperatura de las células ubicadas justo encima

de la caja de conexiones incrementa su temperatura, provocando gradientes de temperatura en el interior del panel.

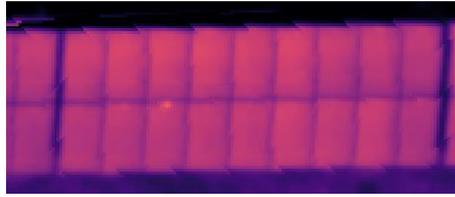


Ilustración 68. Imagen termográfica (Caja de Conexiones) de la planta #3.

En la Figura 69 se puede apreciar dicho efecto. En la Planta #3, se han medido los gradientes de todos los Puntos Calientes debido a este efecto, siendo la mayoría entre 6 y 7°C, aunque el máximo obtenido ha sido de 10°C. Este gradiente coincide con un estudio realizado por Manuel Martín en [14], en el que expone la media de gradientes debido a este efecto (3-7°C).

A continuación, se va a ver un ejemplo de sombra debido a la vegetación de la propia planta y otro de ensuciamiento. Aunque en realidad sean causas que pueden provocar Puntos Calientes en lugar de defectos, es importante detectarlos para obtener una solución rápida a los gradientes de temperatura que provocan y a su correspondiente disminución de potencia, como cortar el césped o limpiar los paneles.

Es un hecho que con sólo una termografía y sin información adicional, es muy complejo saber a qué se debe cada Punto Caliente, pero obteniendo información del entorno de la planta, como la lejanía o cercanía a árboles o arbustos, se pueden hacer una serie de suposiciones.

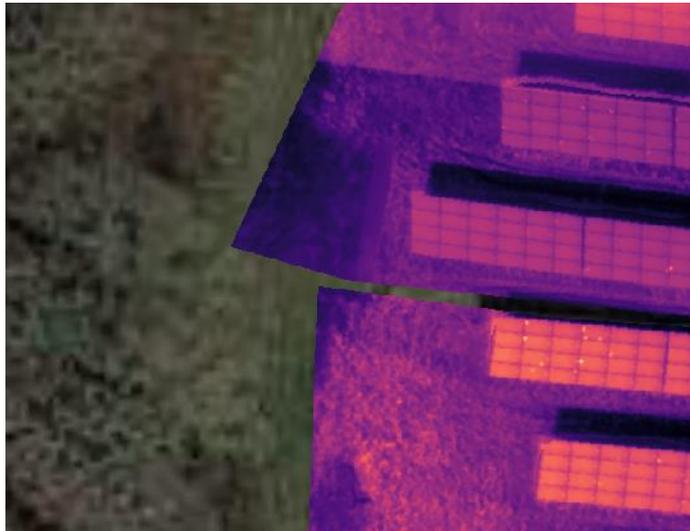


Ilustración 69. Imagen termográfica (Suciedad) de la planta #2.

Como se puede observar en la Figura 70, varios paneles de la zona cercana a los árboles presentan varios Puntos Calientes y, si se mira a esa zona de la planta, es evidente que se trata de suciedad debido al polen o a hojas que haya arrastrado el viento (Figura 71). Normalmente, cuando una planta tiene una elevada cantidad de suciedad debido a la vegetación del entorno,

suele haber fotografías que haya hecho el equipo de Operación y Mantenimiento de la planta en las que aparezcan las hojas, etc. Si se compara con la teoría (Figura 38), se ha observado que en la termografía aparece una forma irregular o puntiforme iluminada.

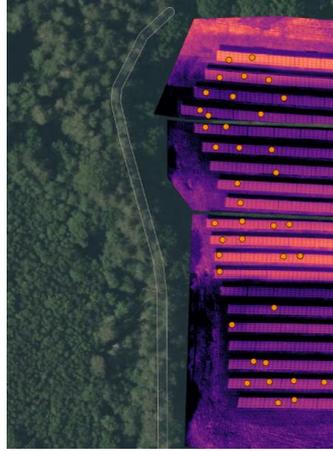


Ilustración 70. Termografía geolocalizada de la Planta #2 (los puntos amarillos hacen referencia a varios puntos calientes causados por suciedad).

De forma similar ocurre cuando hay mucha vegetación creciendo por la parte inferior de los paneles o entre paneles adyacentes. Cuando hay una planta en la que la mayoría de Puntos Calientes se encuentran en la parte inferior de los paneles y estos son muy consecutivos, como se muestra en la Figura 72, se supone que es debido a la sombra de algunas plantas. Para afianzar la hipótesis, es necesario asegurarse de que los paneles presentan la suficiente altura como para que los alcancen las plantas y, apoyándose en el equipo de Operación y Mantenimiento, de que todavía no han realizado corte de la vegetación.

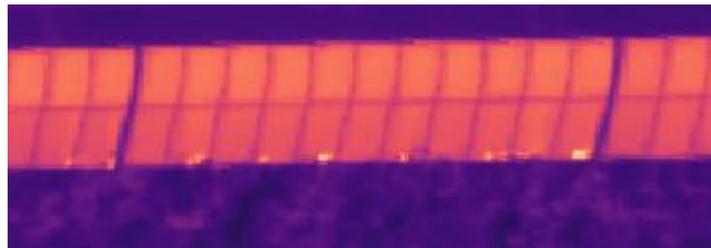


Ilustración 71. Imagen termográfica (Sombra) de la planta #4.

Una vez vistos los tipos de anomalías térmicas relacionadas con los Puntos Calientes, cabe destacar que hay que realizar una serie de hipótesis a la hora de realizar un análisis termográfico, ya que sin ir a planta no es posible saber si hay excrementos de pájaros, arbustos o árboles.

- **Potencial de Degradación Inducida (PID):**

El Potencial de Degradación inducida es el más complicado de detectar mediante termografías, ya que no tiene una forma concreta y es bastante irregular, pareciéndose a los reflejos que podría estar causando el dron al volar la planta, como se puede apreciar en la Figura 73. En la Ilustración 74 se corrobora la teoría, ya que el defecto ocurre a final de tabla.

Una vez se duda sobre la existencia de este problema, se recomienda realizar una electroluminiscencia para cerciorarnos si se trata realmente de un PID.

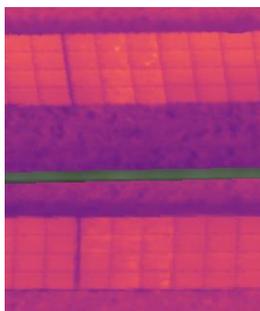


Ilustración 72. Imagen termográfica (Potencial de Degradación Inducida) de la Planta #6.



Ilustración 73. Imagen termográfica (Potencial de Degradación Inducida) de la Planta #6.

Al ser termografías de plantas fotovoltaicas realizadas con un dron, los paneles se observan mucho más pequeños de lo que son en la realidad. Lo mismo es aplicable a los gradientes de temperatura, ya que las isotermas formadas en el propio panel serán de mayor tamaño a las observadas en la termografía de la planta. Debido a esto, los gradientes formados por el efecto del marco (expuesto en el ensayo de laboratorio) no se diferencian con colores en una termografía realizada con un dron, pero sí con temperatura.

En las termografías en planta, también es común (aunque menos que en el laboratorio) la aparición de reflejos asociado al dron. Como se puede observar en la imagen de la izquierda de la Ilustración 75, en el array (conjunto de strings) de en medio hay un corte recto, parecido al de una string desconectada. En esta imagen es fácil saber que se trata de reflejos porque cubre la mitad de cada panel, por lo que no podría estar desconectado, pero existen casos en los que hay dos filas de paneles y ocurre lo mismo, llegando a separar la fila superior de la inferior, causando la incertidumbre de string desconectada. Con respecto a la figura presentada en la imagen de la derecha, puede parecer que se trata de puntos calientes, aunque en realidad sea reflejos del dron. A la hora de realizar un análisis, es importante tener en cuenta la existencia de reflejos, para no poner defectos inexistentes.

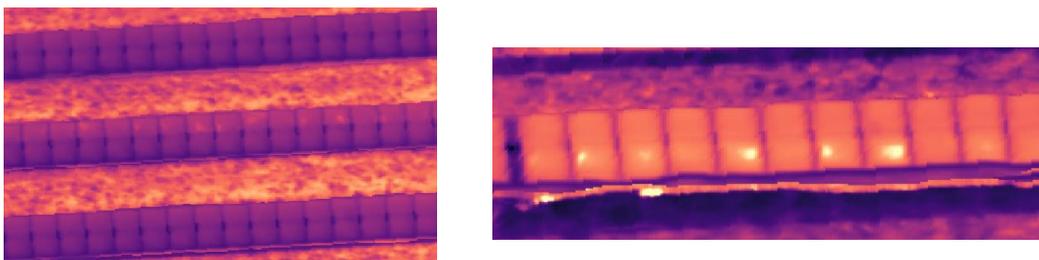


Ilustración 74. Ejemplos de reflejos debido al dron.

5.2.2 Resultados obtenidos del análisis en planta

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del proceso de análisis térmico en las plantas fotovoltaicas objeto de estudio. De dicho análisis se obtiene el número de defectos que se han encontrado mediante termografía y el porcentaje de paneles que han sido afectados por esos defectos.

Con respecto al número de Hot Spots y Multiple Hot Cells, no se han tenido en cuenta aquellos que provocan un gradiente de temperatura menor a 5°C, siendo el gradiente la diferencia entre la temperatura máxima del punto caliente correspondiente y la temperatura media del panel.

Porcentaje de paneles afectados de cada planta por tipo de defecto

Tipo de defecto/Planta	Planta #1	Planta #2	Planta #3	Planta #4	Planta #5	Planta #6
Punto Caliente	0.56	0.22	0.28	0.19	0.29	0.26
Múltiples Células Calientes	0.15	0.03	0.11	0.08	0.06	0.04
Diodo Bypass	0.05	0.03	1.83	2.88	0.01	0.42
Panel Desconectado	0.01	0	0.96	0.15	0	0.05
String Desconectado	0.09	0	7.25	5.55	0.18	0.7
Sombreado	0.80	0	0	3.33	0.04	0
Suciedad	0.36	0.14	0.01	0	0.02	0.03
PID	0	0	0	0	0	0.3

Tabla 5. Porcentaje de paneles afectados de cada planta por tipo de defecto.

Como se puede observar, la Planta #1 es la que presenta un mayor porcentaje de paneles afectados por Puntos Calientes, aunque al medir los correspondientes gradientes de temperatura, se observa que el 40% de éstos no son relevantes, ya que presentan un gradiente menor de 10°C y podría ser una sombra que todavía no ha llegado a producir un Punto Caliente sin solución, es decir, si se eliminase dicha sombra, el punto desaparecería, por lo que dicho punto caliente no ha llegado a ser un defecto. Entorno al 32% de los Puntos Calientes se encuentran entre los 10 y los 15°C, sin llegar a ser muy significativo el efecto de dicho punto en la producción de energía o en la vida útil del panel, pero se debería de tener en cuenta para futuras inspecciones termográficas ya que podría llegar a convertirse en una célula rota con el paso del tiempo si no se soluciona. Cuando el gradiente de temperaturas en el interior de un panel se encuentra entre los 15 y los 25°C, ya se considera como Punto Caliente según la norma estándar IEC 61215, por lo que habría que reemplazar los paneles en los que se encuentren estos gradientes. En el caso de la Planta #1 se trata del 22% de los Puntos Calientes encontrados. Por último, el 6% de los Puntos Calientes presentan un gradiente mayor de 25°C. En este último caso, el Punto Caliente afecta significativamente a la producción de potencia del panel y, en el caso de que el defecto no haya sido causado por agentes externos (vegetación, suciedad, etc.), se debería medir la curva IV en condiciones estándar para demostrar que el módulo efectivamente está defectuoso y poder solicitar un reemplazo al fabricante. Después de la realización del análisis térmico de varias plantas (se han realizado en torno a 50 plantas, a pesar de presentar únicamente 6 en el trabajo), se ha llegado a la conclusión de que es menos probable que los paneles alcancen los 25°C que los 10°C y, aunque el Punto Caliente sea la anomalía térmica más encontrada y probable en todas las plantas, la mayoría de los gradientes encontrados son menor que 10°C. Este hecho varía con el tamaño de la planta, ya que, a mayor número de paneles, se han encontrado mayor número de defectos y mayor porcentaje

de Puntos Calientes con mayor gradiente de temperaturas.

Con respecto al Potencial de Degradación Inducida (PID), se puede ver que, de las seis plantas seleccionadas, únicamente hay una con ese defecto, la Planta #6, ya que es el defecto que menos suele aparecer en las plantas.

La aparición de corrientes parásitas es debido a la presencia de diferencias de potencial importantes entre el módulo y tierra. En la mayoría de los sistemas fotovoltaicos sin puesta a tierra, los módulos tienen un voltaje no nulo que genera dicho efecto, aunque es más frecuente en voltajes negativos, especialmente cuando se dan condiciones de altos voltajes, alta humedad o elevadas temperaturas.

La suciedad y el sombreado no son causas de defectos a las que se le pueda dar una probabilidad o se pueda contabilizar con cuánta frecuencia ocurren, ya que dependerá del plan de mantenimiento (limpieza y cuidado de la cubierta vegetal) impuesto en cada planta. También dependerá de la ubicación de cada planta y de la altura de los paneles, ya que algunas plantas se encuentran rodeadas de árboles y arbustos que pueden ensuciar los paneles o darles sombra.

Se ha observado también que es muy común encontrarse con plantas con un elevado número de strings desconectadas, teniendo un elevado porcentaje de ocurrencia. Mientras que los paneles desconectados no son tan comunes. Por último, los problemas asociados a los diodos de bypass son muy comunes. En todas las plantas seleccionadas, se han localizado dicho efecto, aunque algunas en mayor cantidad que en otras.

Cada tipo de anomalía térmica tiene un rango de incertidumbre diferente. Los de menor incertidumbre son los defectos asociados a los diodos de bypass, strings desconectadas y paneles desconectados (ordenados según incertidumbre), ya que en la termografía se aprecia perfectamente dichos efectos. Por otro lado, el sombreado y la suciedad de los paneles son los de mayor incertidumbre, ya que se tiene que conocer en mayor medida las condiciones del entorno en el que se encuentran cada una de las plantas para realizar suposiciones.

La planta que mayor sombreado debido a vegetación ha alcanzado, ha sido la Planta #1. Antes de realizar el análisis de la planta, se observó en el último informe de visita a planta del mismo mes en el que se voló el dron, en el que aparecían varias imágenes como la mostrada en la Figura 76, en la que se observa con claridad las plantas superando ellos paneles. Debido a ello, se realizó la suposición de que en las zonas en las que hubiera varios puntos calientes en la parte inferior de los paneles, sería sombreado debido a la vegetación.



Ilustración 75. Paneles con vegetación de la Planta #1.

En relación con el ensuciamiento de la Planta #2, se realizó la misma revisión de documentos para contextualizar las condiciones en las que se encuentra la planta y se obtuvo, entre otras imágenes, la Ilustración 77, donde se observa que es una zona frecuentada por pájaros.



Ilustración 76. Paneles de la Planta #2 con suciedad.

A continuación, se muestra una tabla resumen del porcentaje de paneles afectados por anomalías térmicas de cada planta (Tabla 6). Cabe destacar que dicho porcentaje no implica que produzca mayor o menor potencia, es decir, la Planta #4 (mayor porcentaje de paneles afectados) no tiene por qué haber reducido la potencia producida en mayor cantidad que la Planta #5 (menor porcentaje de paneles afectados), ya que dependiendo del defecto y de su temperatura tendrán una mayor o menor influencia en el rendimiento y en la producción de potencia de los paneles. Aunque algunos porcentajes parezcan bajos, en realidad no lo son. Las plantas fotovoltaicas actuales son muy grandes, llegando a haber miles decenas de miles de paneles en una única planta. Haciendo una media del número de paneles de las seis plantas, resulta en 27251 paneles por cada planta que, al aplicar el porcentaje de paneles afectados más bajo y su correspondiente potencia pico por panel (255Wp), resultaría en 163.5 paneles afectados que se traduciría en que los defectos asociados a dicha planta afectarían a 41.7kWp de paneles.

Resumen resultados	
Planta	Total paneles afectados
Planta #1	2.02%
Planta #2	0.42%
Planta #3	10.4%
Planta #4	12.18%
Planta #5	0.6%
Planta #6	1.8%

Tabla 6. Resumen de paneles afectados por cada planta analizada.

A lo largo del estudio del análisis de termografías tomadas por aire mediante el uso de un dron, se han encontrado varias plantas con miles de defectos. Es un hecho que existe la necesidad de un software con el que se pueda realizar dicho análisis, ya que para el operario encargado del análisis resulta ser muy tedioso en los casos con un elevado número de fallos.

5.3 Análisis de Modos de Fallo y Efectos

A continuación, se presentan los modos de fallos descritos en las secciones anteriores, susceptibles de ser identificados mediante la técnica de termografía. Por un lado, asociado a cada modo de fallo, se han identificado las causas que están detrás del mismo. Por otro lado, a cada causa y/o modo de fallo se le ha asociado un efecto con su correspondiente impacto en la producción eléctrica de la planta.

Cada fallo, causa o efecto presenta una frecuencia diferente desde el punto de vista de los principales indicadores. Por ejemplo, hay fallos que tienen una ocurrencia (O) muy baja, pero en el caso de que se produzcan, tienen una severidad (S) muy alta hay fallos que tienen una severidad (S) baja, pero son difíciles de detectar (D). Así, la metodología AMFE aúna esta información definiendo el indicador de Criticidad (RPN) como el resultado de multiplicar los tres anteriores: severidad (S), ocurrencia (O) y detección (D).

	MODO DE FALLO	CAUSA	EFEECTO	S	O	D	RPN	ACCIÓN RECOMENDADA
1	String desconectado	1. Fusibles quemados	Un fallo en los cables, conectores o fusibles en un string, bien por fallo o por prevención, provoca la desconexión completa de un string en el inversor. Como consecuencia, la planta fotovoltaica está en bajo rendimiento porque el string desconectado no contribuye a la generación de electricidad.	8	7	2	112	Analizar la causa del disparo y reemplazar fusibles
		2. Polarización inversa		8	1	7	56	Detectar y reemplazar los paneles del string afectados
		3. Conectores eléctricos (MC4) dañados		8	4	6	192	Sustitución del conector defectuoso
		4. Cables en mal estado		8	4	6	192	Sustitución del cable defectuoso
		5. Disminución resistencia de aislamiento (RISO)		9	5	5	225	Sustitución del aislamiento
2	Panel fotovoltaico desconectado	1. Fusibles quemados	Los paneles fotovoltaicos están conectados en serie dentro de un string, pero disponen de un diodo de bypass. En caso de fallo en un módulo fotovoltaico, éste no produce pero el string sigue operando aunque a menor potencia.	4	2	2	16	Comprobar que el panel está libre de defectos y sustituir los fusibles
		2. Panel en mal estado		7	3	6	126	Detectar y reemplazar los paneles del string afectados
		3. Cables en mal estado		4	4	8	128	Sustitución del cable defectuoso
3	Punto caliente en el panel fotovoltaico	1. Suciedad	Un punto caliente provoca que una célula fotovoltaica opere con peor rendimiento de lo esperado. Las células fotovoltaicas dentro de un panel fotovoltaico están conectadas en serie, por lo que el fallo de una célula origina que el panel fotovoltaico reduzca su potencia respecto su valor nominal esperado.	2	6	2	24	Limpieza de los paneles afectados
		2. Sombreado parcial		2	6	2	24	Eliminación de objetos que inducen sombras (vegetación, etc.)
		3. Célula defectuosa		7	2	9	126	Detectar y reemplazar los paneles del string afectados
		4. Caja conexiones defectuosa		7	2	9	126	Detectar y reemplazar los paneles del string afectados
		5. Fallo en el aislamiento eléctrico		7	2	6	84	Detectar y reemplazar los paneles del string afectados
4	Diodo de bypass activado	1. Diodo defectuoso	Cuando un diodo de bypass está activo, significa que un panel o varios no aportan energía eléctrica al string, disminuyendo por tanto la energía generada por la planta respecto a la capacidad esperada	3	3	5	45	Sustitución del diodo defectuoso
		2. Sombreado parcial		2	4	2	16	Eliminación de objetos que inducen sombras (vegetación, etc)
		3. Punto caliente		6	3	6	108	Detectar y reemplazar los paneles del string afectados
		4. Suciedad		2	4	2	16	Limpieza de los paneles afectados
		5. Células defectuosas: grietas...		7	2	6	84	Detectar y reemplazar los paneles del string afectados
5	Sombreado en paneles FV	1. Sombreado parcial (arboles)	El sombreado de una parte del panel puede llegar a provocar un punto caliente, obteniéndose los mismos efectos en términos de reducción de potencia que un Punto Caliente.	9	2	2	36	Revisión del diseño original. Autoridades
		2. Sombreado parcial (vegetación)		2	5	2	20	Mantenimiento correctivo: poda, corte vegetación
6	Suciedad sobre los paneles FV	1. Vegetación sobre el panel	Los defectos asociados a la suciedad pueden llegar a producir un Punto Caliente, obteniéndose los mismos efectos en términos de potencia que un Punto Caliente.	2	5	2	20	Mantenimiento correctivo: limpieza panel
		2. Polución sobre el panel		3	2	4	24	Mantenimiento correctivo: limpieza panel
		3. Excrementos		2	5	2	20	Mantenimiento correctivo: limpieza panel
7	Potencial de Degradación Inducida (PID)	1. Corrientes parásitas	Se produce una reducción de potencia de entorno al 30% del string afectado, afectando a la curva característica del panel. Las corrientes parásitas pueden provocar una corrosión acelerada del marco de dicho panel.	7	2	9	126	Test electroluminiscencia y reemplazo del panel FV
		2. Situaciones climáticas extremas		7	2	9	126	Test electroluminiscencia y reemplazo del panel FV
		3. Tensión mayor de lo esperado		7	3	9	189	Test electroluminiscencia y reemplazo del panel FV

Tabla 7. AMFE de fallos localizados mediante termografía.

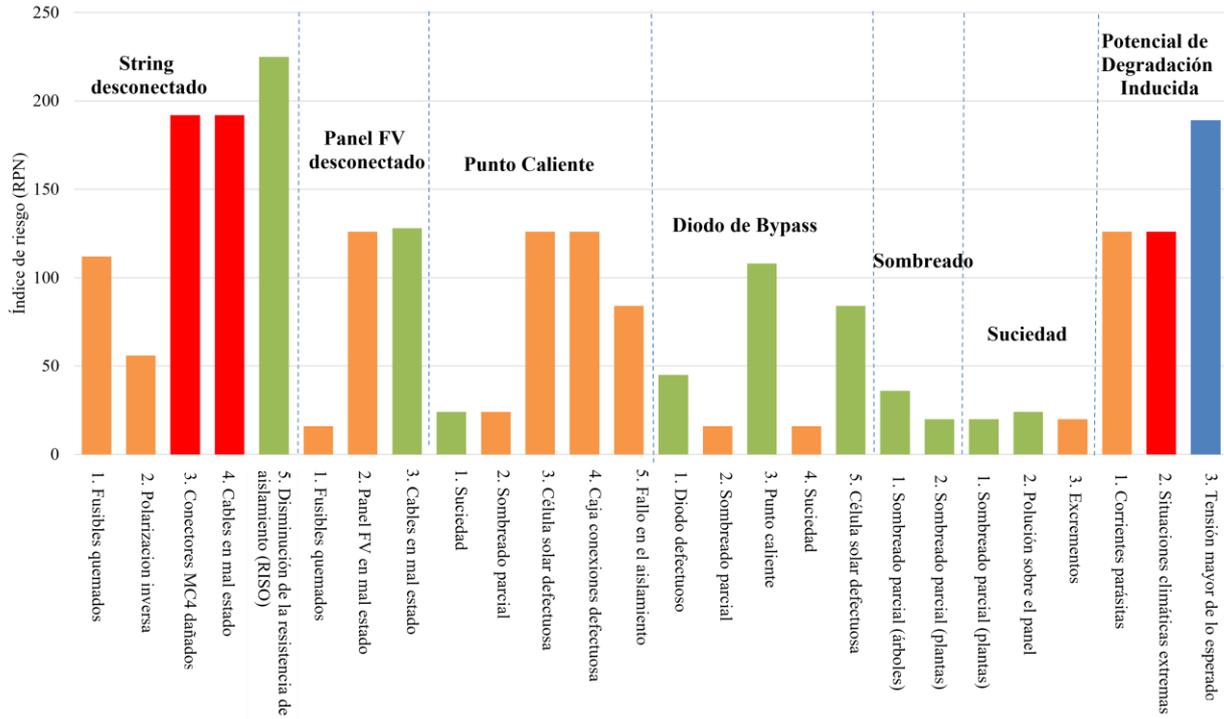


Ilustración 77. Índice de riesgo (RPN) de los fallos detectados por termografía.

En la figura 77 se observa lo siguiente:

- a. Los modos de fallos con mayor RPN están asociados a la desconexión de un string completo y a la presencia de PID (Potential Induced Degradation) en los módulos fotovoltaicos. En el primer caso, la justificación es el impacto elevado en la producción de la planta el hecho de desconectar un string, sumado a la relativa alta ocurrencia de encontrar cables defectuosos, bien los MC4 que se usan para conectar los módulos fotovoltaicos entre sí, como el resto de los cables que conectan el string con el inversor. La experiencia de la gestión de plantas fotovoltaicas aporta información de que la detección del mal estado de los cables no es evidente, y el fallo se detecta cuando alguno de ellos por estar defectuoso genera un incendio (Figura 78) [29].



Ilustración 78. Posibles fallos evitables mediante el uso de termografía.

El sector fotovoltaico actual se basa en la operación de plantas de gran potencia (500 MWp), lo que supone un número elevado de módulos fotovoltaicos instalados (> 1000000). Realizar inspecciones visuales de los módulos fotovoltaicos supone una tarea que supone tiempo y coste si se realiza manualmente. A cambio, la técnica de termografía desde un dron ofrece una visual rápida e instantánea del estado de aquellos strings defectuosos o aislados, permitiendo activar planes correctivos en tiempo real minimizando las pérdidas de producción y posibles fallos con mayores consecuencias, como el ilustrado en la Figura 78.

- b. Por otro lado, podemos agrupar una serie de fallos con un indicador RPN intermedio. En esta serie de incidentes, la termografía ofrece de nuevo una detección rápida, pero a diferencia de la serie anterior, no requiere sustitución de componentes críticos; la acción correctiva puede realizarse *in situ* con el equipo de mantenimiento: sustitución de fusibles, reparación o reemplazo de cables, cambio de módulo fotovoltaico, etc (Figuras 79 y 80) [30]. Si el incidente se detecta a tiempo, y el equipo de mantenimiento actúa rápido, los componentes dañados suelen ser parte de la lista de repuestos y se puede solucionar el incidente sin mayores daños o impactos para la producción de energía en la planta.

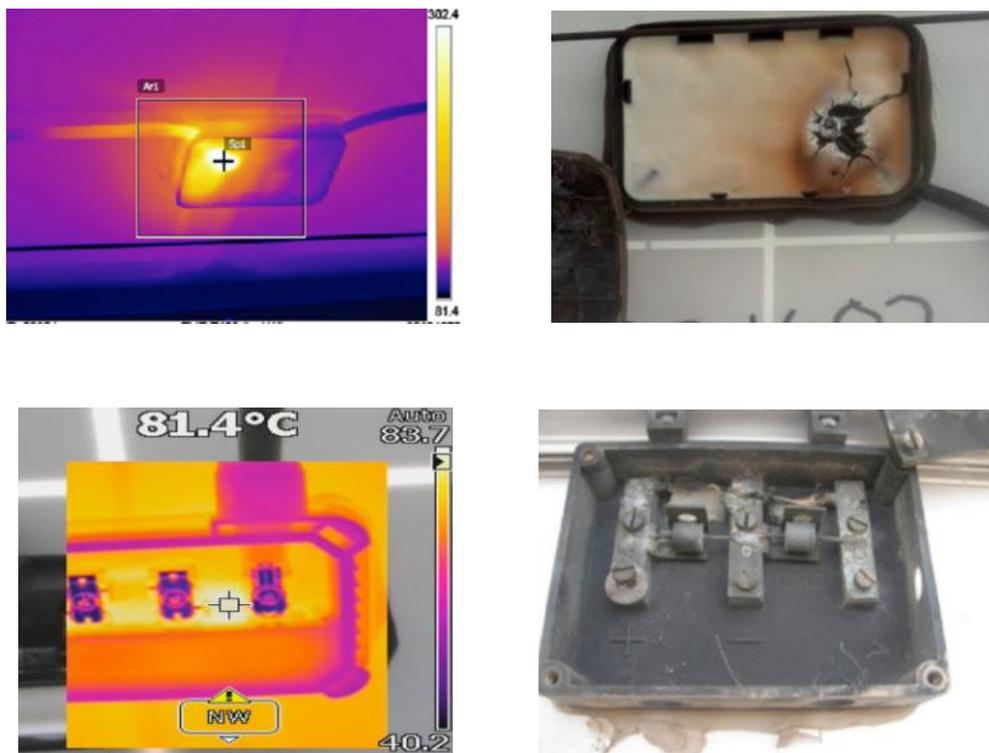


Ilustración 79. Caja de conexiones quemada [30].



Ilustración 80. Cable en mal estado [30].

- c. Finalmente, el tercer grupo de incidentes con un RPN bajo corresponden a aquellas tareas que pueden ser fácilmente implementadas en actividades de mantenimiento preventivo, como por ejemplo la limpieza de los módulos para evitar puntos calientes, el corte de la hierba para evitar sombras, limpieza de polución de fábricas cercanas o polvo del ambiente, [31] etc.



Ilustración 81. Paneles con suciedad y con plantas a su alrededor.

Así, se demuestra la utilidad de implementar metodologías AMFE en la operación de plantas fotovoltaicas, y cómo la técnica de termografía permite reducir significativamente los indicadores RPN de los principales fallos posibles en planta. Si no se dispone de las imágenes termográficas por dron, el mantenimiento consumiría mucho más tiempo y es muy probable que parte importante de los defectos pasen desapercibidos hasta que generen un efecto de consecuencias importantes.

6 CONCLUSIONES

La técnica de termografía infrarroja se utiliza en múltiples aplicaciones, especialmente en aplicaciones eléctricas como método de detección de anomalías o fallos, de forma no invasiva (sin afectar al estado de los componentes objeto de estudio) y a su vez, aportando información sobre su estado en tiempo real.

Desde el punto de vista de plantas fotovoltaicas de gran capacidad, donde el número de componentes (módulos fotovoltaicos, inversores, cajas de conexiones, etc.) instalados es muy elevado, la detección de fallos es más compleja, ya que se requiere una inspección visual con su correspondiente tiempo de inspección y su elevado coste. La termografía realizada desde un dron facilita esta información de manera rápida, eficiente y con datos fáciles de procesar e implementar.

A lo largo del Trabajo de Fin de Grado se han presentado diferentes tipos de defectos presentes en módulos fotovoltaicos y cómo la técnica de la termografía es útil para su detección. Además, se ha discutido el procedimiento para poder diferenciar los tipos de defectos, aportando información útil para adecuar el mantenimiento preventivo y correctivo rápidamente con el fin de evitar incidentes graves futuros en la planta que supongan una pérdida significativa de energía generada y la pérdida de ciertos componentes dañados.

A nivel de laboratorio se ha comprobado cómo la termografía es una técnica de caracterización sencilla de usar y que aporta información en tiempo real de la distribución de temperaturas en un panel fotovoltaico. Así mismo, se ha demostrado la sensibilidad de la técnica a parámetros externos a la instalación a nivel de radiación, ángulo de inclinación, etc. De ahí la importancia de definir un procedimiento de medida riguroso, y asegurar que se sigue estrictamente durante la inspección.

Se han analizado seis plantas fotovoltaicas y la mayoría de los defectos encontrados se corresponden con los Puntos Calientes. Se han localizado 575 Puntos Calientes y 142 Múltiples células calientes. Este último defecto conlleva varios puntos calientes, haciendo un total de más de 717 defectos asociados al Punto Caliente. Se han localizado 700 fallos asociados al diodo de bypass. Se han observado varias plantas con muy pocos o ningún problema asociado a éste o, en el extremo opuesto, un elevadísimo número de fallos asociados a éste.

7 REFERENCIAS

- [1] Naciones Unidas (ONU), "Acuerdo de París de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC)" (2015), pp. 29.
- [2] Siksnyte-Butkiene I., "Impact of the COVID-19 pandemic to the sustainability of energy sector" (2021) *Sustainability* 13, pp. 12973.
- [3] Rodilla P., Batle C., Mastropietro P., "Emergency measures to protect energy consumers during the COVID-19 pandemic: a global review and critical analysis" (2020) *Energy Research & Social Science*, vol. 68, p. 101678.
- [4] OMIE, "Mercado diario - Cuervas agregadas de oferta y demanda" (2022) [Online]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?scope=daily&date=2021-01-01&hour=1>. [Accessed junio 2022].
- [5] Hegedus S., Luque A., "Handbook of photovoltaic science and engineering" (2010) Ed. Wiley. ISBN: 9780470974704, pp. 1170.
- [6] Red Eléctrica Española, "Informe Energías Renovables en el Sector Eléctrico Español 2020" [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-de-energias-renovables/informe-2020>. [Accessed junio 2022]
- [7] Green A.M., "Solar efficiency tables (versión 59)" (2022) *Progress in Photovoltaics: Research & Applications*, vol. 30, pp. 3-12.
- [8] NREL, "Best Research Cell Efficiency Chart" [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>. [Accessed junio 2022].
- [9] PVEducation, [Online]. Available: [<https://www.pveducation.org/>]. [Accessed julio 2022].
- [10] INELDEC, [Online]. Available: [<https://ineldec.com/de-que-estan-hechos-los-paneles-solares-fotovoltaicos/>]. [Accessed septiembre 2022].
- [11] Campos A., Lillo I., "Influencia de la temperatura en una instalación fotovoltaica con baja concentración" (2006). Trabajo de Fin de Grado. Departamento de Ingeniería eléctrica y mecánica de fluidos, Escuela Superior de Ingenieros, pp. 1-135.
- [12] Dupré O., Vaillon R., Green M.A., "Thermal behavior of Photovoltaic Devices Physics and Engineering" (2017) *Renewable Energy*. ISBN 978-3-319-49456-2, pp. 1-142.
- [13] Alonso M.C., "Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica. El Generador Fotovoltaico" (2008) Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, vol. 1, pp.1-9.
- [14] Martín M., "Influencia de la temperatura en el generador fotovoltaico" (2004). Trabajo de Fin de Grado. Departamento de Ingeniería Energética y mecánica de fluidos, Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla,

pp. 1-121.

- [15] Palyvos J.A., Skoplaki E., "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations" (2009) *Solar Energy*, vol. 83, pp. 614-624.
- [16] Clavijo J.A., Gil Á., Jiménez R., García C., Álvarez G., "Electrical and thermal behavior of crystalline photovoltaic solar modules in shading conditions" (2019) *Applied sciences*, vol. 9, pp. 1-13
- [17] Li G., Jin Y., Chen X., Zhu C., Shauket I., Ahmad A., Akram M., "Defect detection and degradation analysis in photovoltaic modules using thermography, spectroscopy, and current-voltage measurements, and quantitative assessment of their impact" (2020) *Energy Technology*, vol. 8, pp. 1-14.
- [18] De Francisco A., Castillo M., "Diseño y dimensionamiento de instalaciones" (1985) *Energía Solar*. ISBN: 84-7580-194-3.
- [19] HT, "Instrumentos de medida eléctrica R.E.B.T. para el Instalador eléctrico| HT Instruments" [Online]. Available: <https://www.ht-instruments.com/>. [Accessed julio 2022].
- [20] ÁlavaIngenieros, "ÁlavaIngenieros," [Online]. Available: <https://www.grupoalava.com/ingenieros/actualidad/electroluminiscencia-en-paneles-solares-un-secreto-custodiado-por-el-sol/>. [Accessed julio 2022]
- [21] TI, "Thermal Imaging," TI, [Online]. Available: <http://www.thermalimaging.co.uk/electrical/circuit-breakers-3/>. [Accessed julio 2022]
- [22] Tipler P.A., "Física para la ciencia y la tecnología," (2020) vol. Ed. Reverté. ISBN: 9788429144307.
- [23] Herraiz Á., Pliego A. and García F.P., "A review on condition monitoring system for solar plants based on thermography" (2020) *Non-destructive testing and condition monitoring techniques for renewable energy industrial assets*, vol. Chapter 7, pp.103-118.
- [24] Elkadeem M.R., Kumar Thakur A., Abdelaziz B.G., Sathyamurthy R., Kabeel A.E., Yang N., Sharshir S.W., Kandeal A.W., "Infrared thermography-based condition monitoring of solar photovoltaic systems: a mini review of recent advances" (2021) *Solar Energy* 22, pp. 33-43.
- [25] Kaplani E., "Detection of degradation effects in field-aged c-Si solar cells through IR thermography and digital image processing" (2012) *International Journal of Photoenergy*, pp.1-12.
- [26] Balasubramani G., Thangavelu V., Chinnusamy M., Subramaniam U., Padmanaban S., Mihet-Popa L., "Infrared Thermography Based Defects Testing of Solar Photovoltaic Panel with Fuzzy Rule-Based Evaluation" (2020) *Energies*, vol. 13, pp. 1-14.
- [27] Kirsten A., Aghaei M. and Ruther R., "Aerial infrared thermography for low-cost and fast fault detection in utility-scale PV power plants" (2020) *Solar Energy* 211, pp. 712-724.
- [28] Abobe, "Determination of Potential-induced Degradation (PID) Using Aerial Thermography" (2019). [En línea]. Available: <https://www.abovesurveying.com/wp-content/uploads/2019/05/Above-case-study-exploring-the-determination-of-Potential-induced-Degradation-using-aerial-thermography.pdf>. [Accessed agosto 2022]
- [29] Gradecka M., Lethbridge Y., "Fire and solar PV Systems " (2018) BreNational Solar Centre Report, pp. 1-61.

- [30] Jiang L., Yang S., "Durability and reliability of polymer and other materials in photovoltaic modules" (2019) *Plastics Design Library*. Chapter 8. ISBN: 0128115467, 9780128115466, pp. 177-216.
- [31] Bouzian C., Benzahia A., Moussi A., Memiche M., "Effects of dust, soiling, aging and weather conditions on photovoltaic system performances in a Sahara environment," (2020) *Global Energy Interconnection* 3(1), pp. 60-67.