



Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C.

Posgrado en Ciencias en Energía Renovable

DESARROLLO Y APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE
ELECTROLUMINISCENCIA LOCK-IN Y TERMOGRAFÍA
INFRARROJA PARA ANÁLISIS DE DAÑOS EN
PANELES SOLARES DE SILICIO.

Tesis que presenta

IVÁN EDOARDO GIL GARCÍA

En opción al título de

MAESTRO EN CIENCIAS EN ENERGÍA RENOVABLE

Mérida, Yucatán, México. 2022

CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA DE YUCATÁN, A. C.
POSGRADO EN CIENCIAS EN ENERGIA RENOVABLE



DECLARACIÓN DE PROPIEDAD

Declaro que la información contenida en la sección de Materiales y Métodos, los Resultados y Discusión de este documento proviene de las actividades de investigación realizadas durante el período que se me asignó para desarrollar mi trabajo de tesis, en las Unidades y Laboratorios del Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C., y que a razón de lo anterior y en contraprestación de los servicios educativos o de apoyo que me fueron brindados, dicha información, en términos de la Ley Federal del Derecho de Autor y la Ley de la Propiedad Industrial, le pertenece patrimonialmente a dicho Centro de Investigación. Por otra parte, en virtud de lo ya manifestado, reconozco que de igual manera los productos intelectuales o desarrollos tecnológicos que deriven o pudieran derivar de lo correspondiente a dicha información, le pertenecen patrimonialmente al Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C., y en el mismo tenor, reconozco que si derivaren de este trabajo productos intelectuales o desarrollos tecnológicos, en lo especial, estos se registrarán en todo caso por lo dispuesto por la Ley Federal del Derecho de Autor y la Ley de la Propiedad Industrial, en el tenor de lo expuesto en la presente Declaración.

Firma: 
Iván Edoardo Gil García

Mérida, Yucatán, México, a 20 de abril de 2022

*CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA DE YUCATÁN, A. C.
POSGRADO EN CIENCIAS EN ENERGIA RENOVABLE*



RECONOCIMIENTO

Por medio de la presente, hago constar que el trabajo de tesis de Iván Edoardo Gil García titulado “**DESARROLLO Y APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE ELECTROLUMINISCENCIA LOCK-IN Y TERMOGRAFÍA INFRARROJA PARA ANÁLISIS DE DAÑOS EN PANELES SOLARES DE SILICIO**”, fue realizado en la Unidad de Energía Renovable, en la línea de investigación de Sistemas Híbridos de Energía, Laboratorio de Energía Renovable del Sureste del Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C. bajo la dirección del Dr. Luis David Patiño López, perteneciente al Programa de Posgrado en Ciencias en Energía Renovable de este Centro.

Atentamente

Dr. Cecilia Hernández Zepeda
Directora de Docencia

Mérida, Yucatán, México, a 07 de abril de 2022

AGRADECIMIENTOS

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por la beca No. 1010448, otorgada para la realización de este trabajo.

Agradezco al proyecto CONACYT-SENER, No. 254667 “Consolidación del Laboratorio de Energía Renovable del Sureste (LENERSE)”, subproyecto SP2, por el apoyo económico brindado para la elaboración experimental de este proyecto.

También agradezco al Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C., la Unidad de Energía Renovable y el Centro de Innovación Tecnológica, por las instalaciones, equipos y materiales prestados para la elaboración y desarrollo de esta tesis.

Un especial agradecimiento a mi director de tesis: Dr. Luis David Patiño López, por permitirme ser parte de su grupo de trabajo y tenerme la confianza para desarrollar este proyecto. Su guía, paciencia y visión fueron indispensables en la dirección de esta tesis.

Agradezco a mi tutor, el Dr. Iván Rimmaudo, por sus comentarios y aportes a la tesis, así como sus enseñanzas y buena disposición por mi aprendizaje en CINVESTAV.

Agradezco al técnico académico Enrique Escobedo Hernández por la asistencia otorgada para el uso de equipos y herramientas de LENERSE.

También agradezco a la ing. Marcela Elizabeth Trejo Martínez por su apoyo, ideas y ayuda otorgada en la gestión con la empresa POWEN para la donación de paneles solares para este proyecto.

Agradezco a mis compañeros de posgrado: Rosario Bautista, David Parra, Raúl García y Víctor Marín, por brindarme su apoyo y amistad, así como consejos e ideas para mejorar el proyecto.

Mi agradecimiento a mis padres Hilda García y Pablo Gil, por su apoyo incondicional en todas las etapas de mi posgrado, y por la inspiración para concluir de la mejor manera.

Le agradezco a Alexandra Elbakyan por su constante lucha por sus ideales, de los cuales ha sido beneficiada esta tesis.

ÍNDICE

| | |
|---|------|
| ÍNDICE | i |
| LISTADO DE TABLAS | iii |
| LISTADO DE FIGURAS..... | iv |
| RESUMEN..... | vii |
| ABSTRACT..... | viii |
| INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| CAPITULO 1 ANTECEDENTES | 3 |
| 1.1 Tecnología de las celdas fotovoltaicas..... | 3 |
| 1.2 Soldadura en la celda fotovoltaica..... | 3 |
| 1.3 Microfracturas originadas en el proceso de soldadura | 4 |
| 1.4 Esfuerzos termomecánicos en la manufactura de los módulos fotovoltaicos | 6 |
| 1.5 Otros elementos que componen a un módulo fotovoltaico..... | 9 |
| 1.6 Factores que pueden dañar a los módulos fotovoltaicos | 10 |
| 1.7 Microfracturas posteriores al proceso de producción..... | 12 |
| 1.8 Simulaciones numéricas de microfracturas..... | 13 |
| 1.9 Envejecimiento acelerado de celdas solares..... | 14 |
| 1.10 Detección de fallas en celdas fotovoltaicas..... | 15 |
| 1.10.1 Electroluminiscencia..... | 16 |
| 1.10.2 Termografía infrarroja..... | 19 |
| 1.10.3 Observación de degradación inducida por potencial | 21 |
| 1.10.4 Observación de puntos calientes..... | 22 |
| 1.10.5 Termografía Lock-In..... | 24 |
| HIPÓTESIS..... | 28 |
| OBJETIVOS..... | 28 |
| OBJETIVO GENERAL..... | 28 |
| OBJETIVOS ESPECÍFICOS..... | 28 |
| CAPITULO 2 METODOLOGÍA..... | 29 |
| 2.1 Banco experimental de electroluminiscencia tradicional..... | 29 |
| 2.2 Set de EL en conjunto con termografía tradicional..... | 31 |
| 2.3 Set experimental de EL y Termografía en esquema Lock-in: celdas solares..... | 32 |
| 2.4 Esquema del experimento: Lock-in para celdas solares..... | 33 |
| 2.5 Set experimental de EL y Termografía en esquema Lock-in: Paneles solares..... | 36 |

| | |
|--|----|
| CAPITULO 3 RESULTADOS | 38 |
| 3.1 Desarrollo y construcción del dispositivo EL/IR: celdas solares | 38 |
| 3.2 Desarrollo y construcción del dispositivo ELLI/LIT: paneles solares | 41 |
| 3.3 Mediciones ELLI y LIT en paneles solares | 45 |
| 3.3 Caso de estudio: paneles solares de LENERSE – CICY. | 66 |
| CONCLUSIONES | 75 |
| PERSPECTIVAS | 76 |
| BIBLIOGRAFÍA | 78 |

LISTADO DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 3.1 Matriz de imágenes generadas con las variables Frecuencia y Corriente: 1000 imágenes para cada combinación..... | 47 |
| Tabla 3.2 Comparación de EL y ELLI del módulo FV <i>Bravo</i> a 1 Hz de frecuencia de modulación. En orden descendente las imágenes corresponden a 1A, 2A, 3A, 4A, 5A, 6A, 7A, 8A y 9A. | 47 |
| Tabla 3.3 Comparación de EL y ELLI del módulo FV <i>Bravo</i> a 10 Hz de frecuencia de modulación. En orden descendente las imágenes corresponden a 1A, 2A, 3A, 4A, 5A, 6A, 7A, 8A y 9A. | 51 |
| Tabla 3.4 Comparación de EL y ELLI del módulo FV <i>Charlie</i> a 1 Hz de frecuencia de modulación. En orden descendente las imágenes corresponden a 1A, 2A, 3A, 4A, 5A, 6A, 7A, 8A y 9 A. | 57 |
| Tabla 3.5 Comparación de EL y ELLI del módulo FV <i>Charlie</i> a 10 Hz de frecuencia de modulación. En orden descendente las imágenes corresponden a 1A, 2A, 3A, 4A, 5A, 6A, 7A, 8A y 9A. | 61 |
| Tabla 3.6 Comparación de EL y ELLI del módulo FV <i>Alpha</i> a 1 Hz de frecuencia de modulación. En orden descendente las imágenes corresponden a 1A, 2A, 3A, 4A, 5A, 6A, 7A, 8A y 9 A. | 68 |
| Tabla 3.7 Comparación de EL y ELLI del módulo FV <i>Alpha</i> a 10 Hz de frecuencia de modulación. En orden descendente las imágenes corresponden a 1A, 2A, 3A, 4A, 5A, 6A, 7A, 8A y 9A. | 71 |

LISTADO DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1.1 Estructura de una celda solar y sus diferentes capas [1]. | 3 |
| Figura 1.2 (a) Celda solar de silicio monocristalino con algunos defectos; (b) Falla del módulo fotovoltaico en áreas grandes; (c) Puntos de calor de los módulos fotovoltaicos en funcionamiento; (d) Módulos fotovoltaicos dañados en incendio del arreglo fotovoltaico. | 7 |
| Figura 1.3 Tipos de grietas. a) Grieta diagonal (+45°), b) Grieta diagonal (-45°), c) Grieta paralelo a la barra de bus, d) perpendicular a la barra de bus, e) Grieta de dirección múltiple[11]. | 7 |
| Figura 1.4 Eficiencia de potencia de salida para grietas diagonales que afectan a 5 celdas fotovoltaicas [11]. | 8 |
| Figura 1.5 Eficiencia de potencia de salida para grietas paralelas que afectan en 5 celdas fotovoltaicas [11]. | 9 |
| Figura 1.6 Partes que componen a un módulo fotovoltaico (imagen: EU-India TCP, 2020) [13]. | 10 |
| Figura 1.7 Ejemplo para una imagen de electroluminiscencia de una celda después de una prueba de carga mecánica (izquierda), que llevó a la aparición de una microfractura menor (A). Posteriormente es expuesto a 200 ciclos de congelación de humedad (derecha) donde la afectación se hace mayor (B y C) [13]. | 12 |
| Figura 1.8 Ejemplo de enfoque computacional de una microfractura. (a) Modelo de elemento finito en 2D del módulo FV sometido a flexión; (b) desplazamientos pasados al modelo local de la celda solar colocada entre los puntos A y B; (c) malla del modelo local de elemento finito en 3D de la celda solar [15]. | 13 |
| Figura 1.9 Imágenes de EL en celda cada 100 ciclos a) Mancha oscura en la prueba preliminar de la celda b) Pocas manchas oscuras desarrolladas durante TC100 c) Mancha oscura que conduce a grietas durante TC300 d) y e) Los defectos aumentaron durante TC300 y TC400 [16]. | 14 |
| Figura 1.10 Espectro de emisión de c-Si [21]. | 17 |
| Figura 1.11 Obtención de imágenes por electroluminiscencia en polarización directa [22]. | 18 |
| Figura 1.12 Obtención de imágenes por electroluminiscencia en polarización indirecta [22]. Para la polarización indirecta (Figura 1.12c), se observa la misma área de recombinación alta previamente resaltada en la Figura 1.11 y también en la Figura 1.12d una relación similar a la anterior. | 18 |
| Figura 1.13 Inspección termográfica aérea en planta FV (imagen: Raptor Maps). | 19 |
| Figura 1.14 Técnica de termografía aplicada en paneles solares [25]. | 20 |
| Figura 1.15 Imagen IR tomada por un dron. El recuadro blanco señala el módulo con variaciones de temperatura centralizadas, llamados puntos calientes [27]. | 21 |
| Figura 1.16 Imagen termográfica de 3 módulos FV afectados por PID [28]. | 22 |
| Figura 1.17 Imagen térmica de un hotspot en un módulo FV en operación [30]. | 23 |
| Figura 1.18 Puntos calientes generados por la sombra de la red de distribución eléctrica [31]. | 23 |
| Figura 1.19 Curvas I-V de una celda afectada y una no afectada. La corriente impuesta por las celdas no defectuosas hace que la celda defectuosa funcione en el segundo cuadrante, disipando así la energía y generando un punto caliente [30]. | 24 |
| Figura 1.20 Patrones de la señal térmica aplicada a una muestra, tiempos de captura de imágenes con cámara IR, y respuesta térmica de un píxel de una muestra ideal [34]. | 25 |
| Figura 1.21 Se muestra esquemáticamente el proceso de creación de imágenes Lock-In para un periodo completo con 15 fotografías [35]. | 26 |
| Figura 1.22 Imágenes de (A) Electroluminiscencia, (B) IR, y (C) LIT. de un módulo de 60 celdas de contacto posterior MWT envejecido por exposición a calor húmedo (85% HR / 85 °C) durante 2000 h. | 27 |

| | |
|---|----|
| Figura 2.1 Pruebas de funcionamiento a celda solar seleccionada. | 29 |
| Figura 2.2 Sujeción de celda solar en dispositivo..... | 29 |
| Figura 2.3 Cámara CCD de FLIR seleccionada. | 30 |
| Figura 2.4 Espectro de emisión de la celda solar de silicio (izquierda) y eficiencia cuántica del sensor de la cámara CCD utilizada (derecha). | 30 |
| Figura 2.5 equipo construido para simular condiciones de oscuridad. | 31 |
| Figura 2.6 Cámara Optris IR seleccionada..... | 31 |
| Figura 2.7 Colocación de ambas cámaras dentro del equipo de simulación de condiciones de oscuridad. | 32 |
| Figura 2.8 Celda de Silicio con microcracks analizada con electroluminiscencia sin fuente de calor externa (izquierda). Posteriormente, un flujo de aire caliente incide en la parte inferior aumentando localmente la emisión de EL (derecha). | 32 |
| Figura 2.9 Circuito de alta corriente para celdas solares..... | 33 |
| Figura 2.10 Esquema de electroluminiscencia y termografía tradicional..... | 34 |
| Figura 2.11 Esquema de Electroluminiscencia y termografía en modo Lock-in. | 35 |
| Figura 2.12 Sistema FV averiado por la tormenta tropical “Gamma” en Akumal, Quintana Roo. | 36 |
| Figura 2.13 Características técnicas de módulos FV. | 37 |
| Figura 3.1 Circuito de alta corriente. | 38 |
| Figura 3.2 Desarrollo experimental del sistema, en condiciones de oscuridad. | 38 |
| Figura 3.3 Imagen EL (izquierda) e IR (derecha) de una celda solar. | 39 |
| Figura 3.4 Imagen EL (izquierda) e IR (derecha) de una celda solar con daños severos..... | 39 |
| Figura 3.5 Imagen térmica (izquierda) y EL (derecha) de una celda solar. Se capturaron imágenes a 30 Hz y una corriente modulada de 6 Hz. | 40 |
| Figura 3.6 Diagrama del circuito de alta corriente. De izquierda a derecha: Fuente de alimentación, generador de funciones digital, amplificador operacional, Módulo IGBT, panel solar, fuente de alimentación y cámaras IR y SWIR. | 41 |
| Figura 3.7 Setup del sistema preliminar. | 42 |
| Figura 3.8 Primera imagen EL del módulo FV. | 43 |
| Figura 3.9 Prototipo del sistema de modulación para el circuito de alta corriente. | 43 |
| Figura 3.10 Diseño del circuito de alta corriente para módulos FV..... | 44 |
| Figura 3.11 Espectro de emisión de una celda solar de silicio (izquierda) y QE de la cámara SWIR Xenics (derecha). | 44 |
| Figura 3.12 Setup final para mediciones en Lock-in. | 45 |
| Figura 3.13 Módulo FV <i>Bravo</i> | 46 |
| Figura 3.14 Comportamiento térmico en el tiempo del módulo FV <i>Bravo</i> con una modulación de 50 mHz y 9A..... | 55 |
| Figura 3.15 Comparación de IR y LIT del módulo FV <i>Bravo</i> a 50 mHz de frecuencia de modulación y 9A en corriente..... | 55 |
| Figura 3.16 Módulo FV <i>Charlie</i> | 56 |
| Figura 3.17 Comportamiento térmico en el tiempo del módulo FV <i>Charlie</i> con una modulación de 50 mHz y 9A..... | 65 |
| Figura 3.18 Comparación de IR y LIT del módulo FV <i>Charlie</i> a 50 mHz de frecuencia de modulación y 9A en corriente. | 65 |
| Figura 3.19 Sistema FV de LENERSE, ubicado en el PCTY. | 66 |

Figura 3.20 Sistema FV de LENERSE con hotspot..... 67
Figura 3.21 Módulo FV *Alpha*, seleccionado para las mediciones ELLI..... 67
Figura 3.22 Comportamiento térmico en el tiempo del módulo FV *Alpha* con una modulación de 50 mHz y 9A..... 74
Figura 3.23 Comparación de IR y LIT del módulo FV *Alpha* a 50 mHz de frecuencia de modulación y 7A en corriente..... 74

RESUMEN

La potencia fotovoltaica instalada en México continúa incrementando sostenidamente cada año. Este aumento se manifiesta con una mayor cantidad de paneles solares instalados y el aumento de su potencia. En general, se estima que cada panel solar tenga un tiempo de vida útil de al menos 25 años.

Durante su ciclo de vida los paneles solares están expuestos a afectaciones indeseadas que pueden presentarse desde su fabricación hasta la etapa de operación. Estas reducen la producción de energía y el tiempo de vida del sistema. Pueden ser ocasionadas por microfisuras, potencial de degradación inducido (PID), entre otros fenómenos. Para detectarlos, se ha explorado utilizar técnicas como la electroluminiscencia (EL) y la termografía infrarroja (IR), tanto en la industria como en investigación. En la actualidad, es necesaria la inspección humana para una correcta interpretación de las imágenes de EL, en las cuales los defectos se manifiestan como zonas con menor intensidad de luz electroluminiscente emitida.

La captura de imágenes de EL son en condiciones de oscuridad, por lo que la aplicación de esta técnica en campos solares no es muy extendida. En contra parte, las inspecciones con IR han demostrado detectar puntos calientes que están relacionados a un mal funcionamiento del sistema. Otra técnica es la termografía en lock-in (LIT). Con esta es posible eliminar el ruido para mejorar el contraste en las imágenes, detectando así las anomalías en las celdas solares con mejor detalle.

En este contexto, el propósito de este trabajo es explorar la viabilidad de utilizar técnicas de Lock-in para imágenes de EL e IR. Al eliminar el ruido de fondo (luz solar constante) se podrían obtener imágenes EL de paneles solares en operación, ampliando la cantidad de técnicas de inspección no invasivas para paneles solares.

Los resultados indican que la EL aplicando técnicas Lock-in (ELLI), permiten la obtención de imágenes con un grado de detalle superior al de únicamente EL. Además, las imágenes ELLI eliminan zonas que no son de interés, enfocándose en las celdas solares a analizar. Los retos que quedan por resolver para su implementación en paneles solares en operación se discuten en perspectiva.

ABSTRACT

The photovoltaic power installed in Mexico continues to increase steadily every year. This increase is manifested with a greater number of installed solar panels and an increase in their power. In general, it is estimated that each solar panel has a useful life of at least 25 years.

During their life cycle, solar panels are exposed to unwanted effects that can occur from their manufacture to the operation stage. These reduce energy production and the lifetime of the system. They can be caused by microfractures, Potential-induced Degradation (PID), among other phenomena. To detect them, techniques such as electroluminescence (EL) and Infrared Thermography (IR) have been explored, both in industry and in research. Currently, human inspection is necessary for a correct interpretation of EL images, in which defects are manifested as areas with lower intensity of emitted electroluminescent light.

EL images are captured in dark conditions, so the application of this technique in solar fields is not very widespread. On the other hand, IR inspections have been shown to detect hot spots that are related to system malfunctions. Another technique is lock-in thermography (LIT). With this it is possible to eliminate the noise to improve the contrast in the images, thus detecting the anomalies in the solar cells with better detail.

In this context, the purpose of this work is to explore the feasibility of using Lock-in techniques for EL and IR images. By removing background noise (constant sunlight) EL images of solar panels in operation could be obtained, expanding the number of non-invasive inspection techniques for solar panels.

The results indicate that EL applying Lock-in (ELLI) techniques allow obtaining images with a higher degree of detail than only EL. In addition, ELLI images eliminate areas that are not of interest, focusing on the solar cells to be analyzed. The challenges that remain to be solved for its implementation in solar panels in operation are discussed in perspective.

INTRODUCCIÓN

Por desperfectos en la fabricación, traslado o instalación; afectaciones climáticas u ocasionadas por el hombre, cada año quedan fuera de servicio paneles fotovoltaicos antes de cumplir sus 25 años de vida útil. Planteamos la posibilidad de, por ejemplo, que un panel solar fuera de operación antes de los 25 años contenga celdas solares intactas que siguen generando energía de la misma forma que lo hacían antes del incidente que lo hizo salir de operación.

Por otra parte, se han realizado esfuerzos por detectar daños y fallas en los sistemas fotovoltaicos para evitar pérdidas tanto económicas como materiales. Técnicas como la electroluminiscencia son usadas en líneas de producción debido a su practicidad. Derivado de esto, la IEC (Comisión internacional de electrotecnia) en 2018 ha creado la hoja técnica TS 60904-13:2018 “Electroluminiscencia de paneles solares”, la cual especifica los métodos para capturar imágenes de módulos fotovoltaicos y obtención de métricas acerca de las imágenes tomadas en términos cuantitativos.

Por este motivo es importante profundizar en la exploración de los datos que la electroluminiscencia puede ofrecer. Esta técnica se basa en la detección de un contraste en la luz emitida por la celda fotovoltaica en respuesta a un estímulo eléctrico. Por lo tanto, en las zonas que presentan fallos o microcracks la luz electroluminiscente disminuye considerablemente o desaparece. En efecto, es bien conocido que las zonas inactivas en imágenes de electroluminiscencia indican la presencia de afectaciones generadas en cualquier punto del proceso de producción. Esto es, durante su transporte, instalación o por la influencia combinada de las condiciones ambientales y de operación.

Otra de las técnicas de uso extendido para la detección de fallas en celdas fotovoltaicas es la termografía infrarroja. Esta técnica, que se está volviendo la técnica preferida en la inspección de campos solares de gran escala, puede percibir cuando un panel solar tiene diferencias de temperaturas anormales, o puntos calientes (hotspots) que posiblemente estén afectando su rendimiento.

Es oportuno mencionar que una de las alternativas para la captura y procesamiento de imágenes de termografía, es el esquema Lock-in. Este esquema requiere un estímulo modulado de calor en el sistema a inspeccionar, mientras que la adquisición de imágenes se realiza de forma sincronizada a una fracción de la modulación.

Por lo anterior, la presente tesis pretende combinar ambas técnicas para generar una herramienta compuesta que pueda caracterizar y localizar daños en paneles solares con un alto grado de fiabilidad y mejor contraste, para analizar celdas solares de paneles fuera de servicio por

afectaciones después de su instalación, analizando así la viabilidad de la recuperación de estas celdas. También se usará el esquema Lock-in en imágenes de electroluminiscencia, campo que ha sido poco explorado, y que permite contemplar el uso de la técnica de electroluminiscencia (EL) fuera de un ambiente controlado de laboratorio o línea de producción.

A futuro, un derivado de esta combinación podría ser el uso de la electroluminiscencia como herramienta termográfica por sí sola, aprovechando que la emisión electroluminiscente tiene una notable dependencia de la temperatura, por lo que hacer uso de termografía infrarroja a la par con electroluminiscencia abre posibilidades de obtener más información sobre el estado de una celda fotovoltaica.

Para ello, el documento está organizado de la siguiente forma:

En el capítulo 1 se desarrolla la sección de antecedentes, en la que se describe las características de las celdas solares, su funcionamiento y los distintos tipos de fallos que pueden generarse en su tiempo de vida. Posteriormente se estudian los microcracks, un tipo de fallo en celdas solares; cómo se generan, la simulación de sus efectos, los daños que pueden provocar y su aparición en experimentos de envejecimiento acelerado. Finalmente, se explora el estado del arte de las técnicas que se han desarrollado para encontrar estas fallas. Con esta información se formula nuestra hipótesis, así como los objetivos de este estudio.

En el capítulo 2, se expone la metodología a seguir, los diagramas propuestos para cada etapa del desarrollo. Comienza con un set de electroluminiscencia tradicional para celdas solares y su asociación con un esquema térmico. Posteriormente se presentan estos esquemas diseñados para paneles solares.

En el capítulo 3, se presenta la construcción de los sets experimentales propuestos en la metodología, con sus respectivas pruebas de funcionamiento. Posteriormente se exponen los resultados obtenidos del estudio de 3 distintos paneles solares en diferentes condiciones para poner a prueba la técnica desarrollada.

En el capítulo 4, se presenta la sección de perspectivas, en la cual se discuten los resultados obtenidos con en el set experimental de electroluminiscencia en Lock-in. Se plantean mejoras para el sistema y cómo este esquema puede evolucionar para ser utilizado en plantas fotovoltaicas. Además, se propone la implementación de drones con este esquema para inspecciones aéreas.

Finalmente, se concluye que el esquema de electroluminiscencia en Lock-in tiene un potencial uso en la industria solar, siempre que pueda superar las barreras técnicas de la inspección a gran escala.

CAPITULO 1

ANTECEDENTES

1.1 Tecnología de las celdas fotovoltaicas

Las celdas fotovoltaicas son dispositivos utilizados para convertir la energía de los fotones provenientes del sol, en energía eléctrica a través del fenómeno físico conocido como “efecto fotoeléctrico” [1].

Para producir este efecto, existen diversos dispositivos para su generación: módulos solares cristalinos, tecnología de película delgada (CIGS, CIS, CdTe, a-Si) y módulos de celdas orgánicas. En la actualidad el tipo de módulo fotovoltaico más utilizado comercialmente a nivel mundial son los cristalinos debido a que, a pesar de ser los más caros en su fabricación, poseen la producción de energía más alta de los 3 tipos antes mencionados [1].

Una célula fotovoltaica cristalina común, consiste en un conjunto de capas de diferentes materiales y diferentes propiedades, agrupados uno sobre de otro. Después de realizar la agrupación, cada célula es conectada con otra a través de alambres de cobre o plata [1].

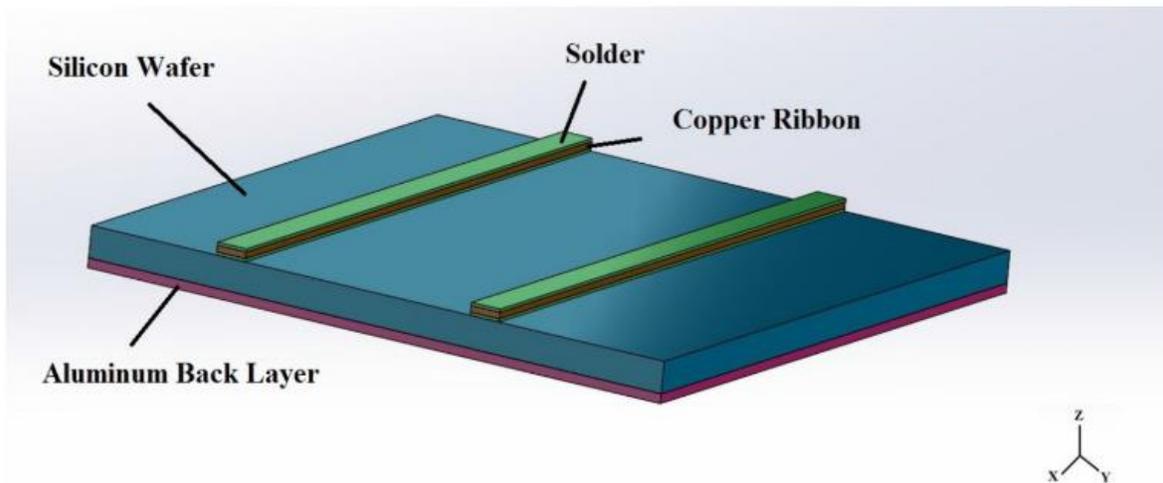


Figura 1.1 Estructura de una celda solar y sus diferentes capas [1].

1.2 Soldadura en la celda fotovoltaica

Para hacer la agrupación de los componentes de la célula fotovoltaica se realizan soldaduras entre alambres de cobre. En el sistema de soldadura, uno de los factores más importantes es la velocidad. Con ella se puede determinar la calidad de la soldadura [1]. Con soldaduras a altas velocidades obtenemos que las piezas que deseamos juntar no tuvieron el calor suficiente para realizar la unión, mientras que, por el contrario, una soldadura lenta puede llevar a una sobreexposición al calor que genera un esfuerzo termomecánico no deseado en las celdas solares después del proceso de enfriamiento.

El estudio de Nasr et al. (2017) demostró que, incrementando la velocidad de soldadura, el esfuerzo termomecánico recibido por la celda solar disminuye; a la vez que, a mayor velocidad, la temperatura experimentada por la celda disminuye. Al optimizar todos estos parámetros, se puede controlar la temperatura y el esfuerzo inducidos en la célula solar durante el proceso de soldadura [1].

1.3 Microfracturas originadas en el proceso de soldadura

Una soldadura, aunque no sea mal hecha, puede generar esfuerzos termomecánicos en las diferentes capas debido a la expansión térmica, que ocurre de diferente manera en los diferentes componentes de la celda. Es este esfuerzo termomecánico al que son sometidas las celdas solares durante las soldaduras las que pueden generar pequeñas rupturas o cracks en las mismas [1].

El problema que ocasionan estas fracturas es que pueden crecer de tamaño cuando el panel solar experimenta diferencias de temperaturas que ocurren a lo largo de veinticuatro horas (día y noche), así como a través de las estaciones climáticas [1]. Estas fracturas de mayor tamaño son perjudiciales para el rendimiento de la celda fotovoltaica, lo que conlleva a una baja productividad del panel solar [2]. Además, no hay que olvidar que la constante necesidad de reducir los costos de manufactura de las celdas solares y la escasez de materia prima de silicio policristalino está conduciendo a las empresas manufactureras a crear obleas y celdas cada vez de menor grosor. Durante los últimos años, el grosor de las obleas ha disminuido de 300 a 150 micrómetros, lo cual los hace más susceptibles a daños mecánicos y térmicos [2]. Es por esto por lo que se han realizado esfuerzos por caracterizar y estudiar a detalle la generación de microfracturas y el impacto de estos.

Existen algunos estudios como el realizado por Yoon et al. (2014) donde han analizado el esfuerzo y la profundidad del arqueamiento en celdas solares ocasionados en el proceso de soldadura. Han reconocido varios factores que tienen influencias significativas en los esfuerzos termomecánicos generados en la capa de silicio [3].

Por su parte, en los estudios de Chen et al. (2008) se encontró que incrementando la temperatura de la soldadura y decreciendo el grosor de la oblea de silicio se obtiene un incremento tanto del arco como del esfuerzo residual inducido en la celda solar [1].

En un estudio de Lai et al. (2014) se demostró que el máximo esfuerzo experimentado en la capa de silicio durante el proceso de soldadura se ubica en el punto final de la línea de conexión del alambre a la capa de silicio. Además, ellos inspeccionaron el efecto del grosor de la oblea de

silicio y las dimensiones del alambre de cobre en el esfuerzo máximo que existe en la capa de silicio durante la fabricación de las celdas solares [2].

En otro estudio realizado por Yixian y Tay (2012), se investigaron el máximo esfuerzo inducido en la oblea de silicio, la capa de vidrio, y la capa de la hoja posterior de aluminio durante el proceso de fabricación y lo compararon con cada uno de ellos [4].

A su vez Maturi et al. (2014) estudió el esfuerzo termomecánico presente en una celda solar de silicio a diferentes temperaturas de operación. Los resultados obtenidos mostraron que la capa de silicio es la capa que sufre el máximo esfuerzo durante la fabricación y operación de la celda solar, en comparación con las demás capas [5].

En los estudios anteriormente citados se contempla que la distribución de temperaturas en las diferentes capas de la celda solar y la temperatura de toda la capa de silicio se ha asumido como uniforme en todos los estudios. Sin embargo, mientras que el sistema de soldadura está pasando por la capa de silicio para hacer la conexión entre los cables de cobre y la oblea de silicio, se genera una región llamada “zona afectada por el calor” (HAZ, por sus siglas en inglés). La temperatura en HAZ es más alta que en cualquier otra región de la celda solar. Como consecuencia, se genera una distribución de estrés en diferentes capas de la celda solar durante el proceso de soldadura. Además, después de retirar el sistema de soldadura (es decir, durante el enfriamiento), la temperatura de toda la celda solar no es uniforme [1]. Por este hecho, el proceso de soldadura afecta el estado de la celda por sus dos efectos: (1) El calor generado directamente en la celda y (2) su consecuente gradiente térmico en los componentes que unen el alambre de cobre a la oblea de silicio [1].

Con esta información podemos señalar que los puntos más sensibles del proceso de soldadura en la fabricación de una celda solar son:

- Las altas temperaturas que se alcanzan y su consecuente proceso de enfriamiento conduce a un estrés termomecánico en las diferentes capas de la celda solar que pueden desembocar en arcos en la estructura de la celda solar así como pequeñas grietas o microfracturas [2].
- Cuando un panel solar es sometido a varias temperaturas, esas microfracturas comienzan a crecer y a generar fracturas más grandes en la celda solar, las cuales pueden interrumpir la operación del panel solar [4].

Para reducir los costos de fabricación y mejorar la cadena de valor de las celdas solares, se han realizado muchos intentos para determinar los parámetros críticos que influyen en la distribución de temperatura y esfuerzos en las celdas solares de silicio durante el proceso de soldadura [1].

1.4 Esfuerzos termomecánicos en la manufactura de los módulos fotovoltaicos

Un módulo fotovoltaico, en términos sencillos, es la unión de varias celdas solares en serie (string). Esta unión se hace con el objetivo de aumentar el voltaje de salida. Comercialmente los módulos fotovoltaicos suelen tener 60 o 72 celdas solares.

En el proceso de construcción de los módulos fotovoltaicos, estos experimentan cargas termomecánicas asociadas a su manufactura [1] las cuales tienen consecuencias negativas para dichos módulos al verse reducido su tiempo de vida [6] y una clara disminución de su potencia, a la vez que se presentan microcracks y otras imperfecciones [7].

El dióxido de silicio es un material frágil y las variaciones de temperaturas tienen la capacidad de causar daños a la celda durante la etapa de manufactura. Xiong et al., (2017) indica que las grietas y la soldadura deficiente incrementan los costos. Por ejemplo, el material desperdiciado por grietas puede ser de un 5-10% en una manufactura típica [8].

En este contexto y con los estudios antes mencionados, resulta importante detectar de manera oportuna las imperfecciones antes de que se comercialicen dichos módulos fotovoltaicos con desperfectos para mejorar la cadena de valor de los sistemas solares.

Se tiene como antecedente que las pruebas eléctricas donde se evalúa la corriente y el voltaje pueden ayudar a detectar cuando un módulo fotovoltaico presenta alguna falla. El inconveniente de estas pruebas es que no se tiene certeza de qué zona en particular del módulo fotovoltaico tiene una fractura o ruptura por lo que no es tan práctico al momento de hacer un mantenimiento correctivo del mismo [7, 9]. Peor aún, una caracterización eléctrica únicamente puede detectar fallas en un módulo fotovoltaico individual y no en un arreglo completo por lo que es menos práctico [9]. Por otra parte, algunas técnicas de imágenes no invasivas pueden detectar estas mismas fallas, pero también su localización [7].

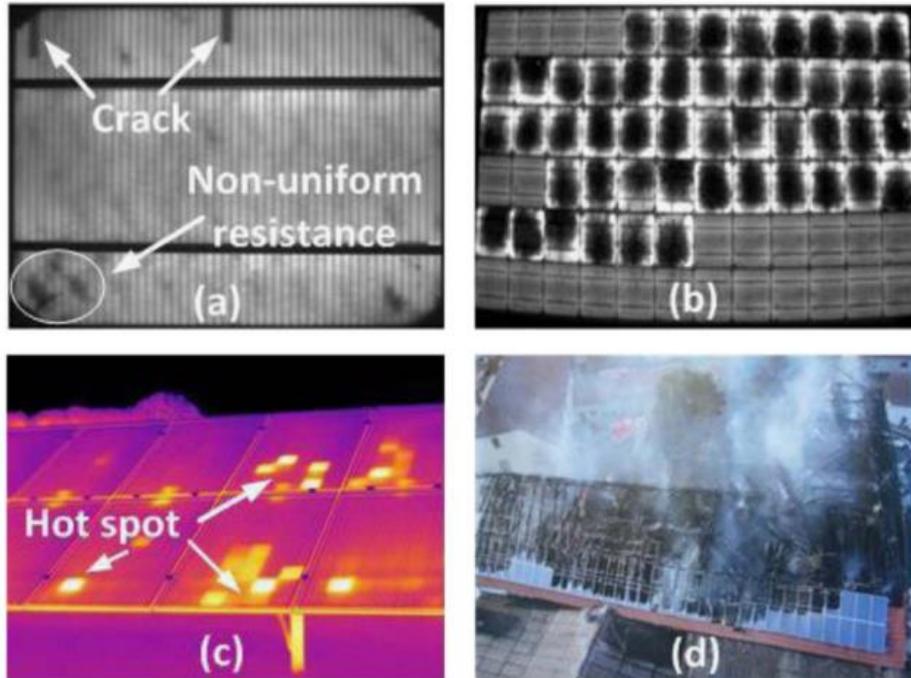


Figura 1.2 (a) Celda solar de silicio monocristalino con algunos defectos; (b) Falla del módulo fotovoltaico en áreas grandes; (c) Puntos de calor de los módulos fotovoltaicos en funcionamiento; (d) Módulos fotovoltaicos dañados en incendio del arreglo fotovoltaico [10].

La investigación de Dhimish et al., (2016) clasificó diferentes tipos de grietas a partir de la visualización por electroluminiscencia como se pueden observar en la figura 1.2 [11]:

- Diagonales (+45°).
- Diagonales (-45°).
- Paralelos a la barra del bus.
- Perpendiculares a la barra de bus.
- Direcciones múltiples como se observa en la Figura 1.3.

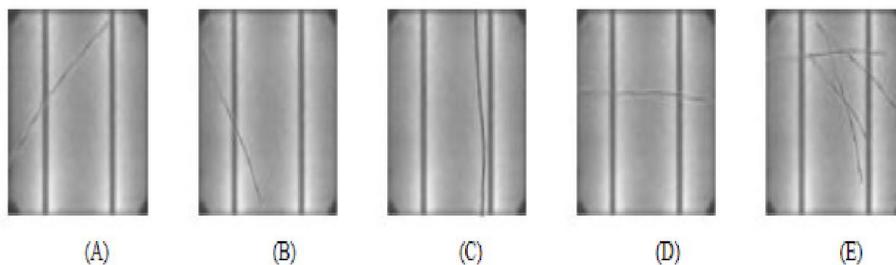


Figura 1.3 Tipos de grietas. a) Grieta diagonal (+45°), b) Grieta diagonal (-45°), c) Grieta paralelo a la barra de bus, d) perpendicular a la barra de bus, e) Grieta de dirección múltiple[11].

En el mismo estudio se describen en sus resultados que las grietas diagonales, no muestran un daño estadísticamente significativo. Estos resultados se obtuvieron implementando los métodos F-test y T-test. Se describe que solo las grietas de mayor longitud tienen una significancia en la potencia de salida fotovoltaica cuando la dirección de las fisuras es diagonal y el área afectada es mayor a 172.7 mm^2 . En la Figura 1.4 se muestra el porcentaje de salida de voltaje en comparación al 100% teórico con referencia al número de celdas dañadas con una o más fisuras en diagonal.

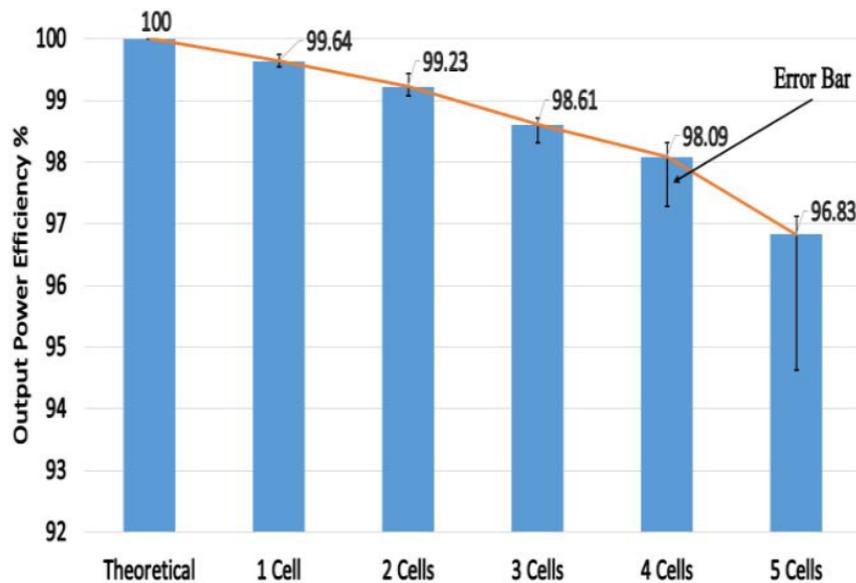


Figura 1.4 Eficiencia de potencia de salida para grietas diagonales que afectan a 5 celdas fotovoltaicas [11].

En el estudio se aplicó la misma metodología para el caso de grietas paralelas. Para este caso se observó que un área de 82 mm^2 es significativa para producir un efecto en la potencia fotovoltaica generada. La eficiencia de potencia de salida de acuerdo al número de celdas dañadas se muestra en la Figura 1.5.

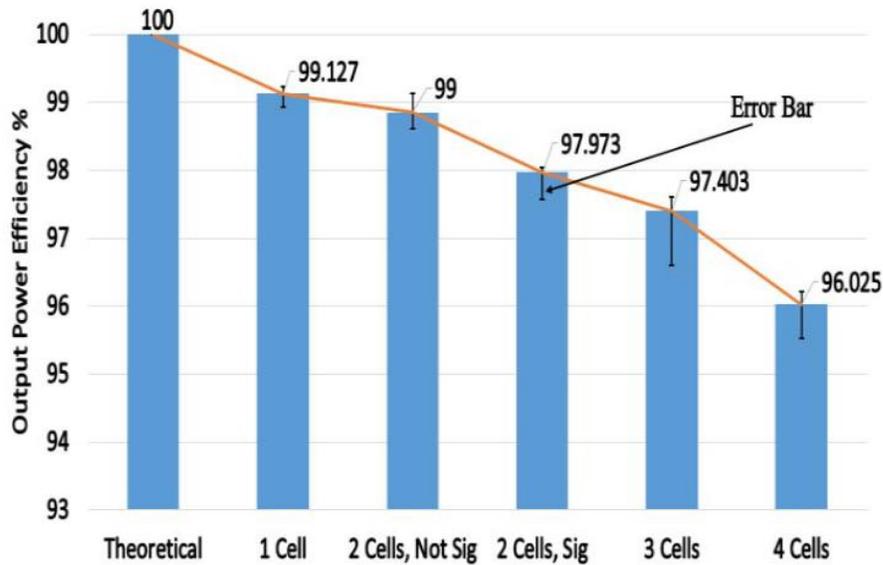


Figura 1.5 Eficiencia de potencia de salida para grietas paralelas que afectan en 5 celdas fotovoltaicas [11].

Estos resultados de Dhimish [11] confirman la relevancia de las microfracturas en las celdas solares y la afectación en la producción de energía del panel solar. También se observa que se requieren pocas celdas fotovoltaicas con imperfecciones para que el panel solar muestre un decremento en la potencia generada.

Tomando en cuenta que las obleas de Silicio son muy frágiles, una vez que el esfuerzo de tensión supera la resistencia a la fractura de la celda provocando la separación mecánica de al menos una parte, dicha parte puede no tener ninguna conexión con las cintas de interconexión de la celda (CIR), haciendo que no contribuya a la producción de energía.[12]

1.5 Otros elementos que componen a un módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico se compone de varias capas de diferentes materiales unidos entre sí. Una de las combinaciones más comunes es: Vidrio / EVA / celda / EVA / panel posterior [4], como se observa en la Figura 1.6.



Figura 1.6 Partes que componen a un módulo fotovoltaico (imagen: EU-India TCP, 2020) [13].

Durante el proceso de laminación, son necesarias altas temperaturas para que el etileno-vinil-acetato (polímero termoplástico conformado por unidades repetitivas de etileno y acetato de vinilo), conocido como EVA, actúe como material de unión [4].

Las celdas solares se encuentran incorporadas entre dos capas de EVAs, con el objetivo de quedar protegidas de factores que puedan dañarlas [14].

1.6 Factores que pueden dañar a los módulos fotovoltaicos

Para que los fabricantes puedan vender sus módulos FV requieren realizar pruebas IEC pertinentes para obtener una certificación. Sin embargo, esta certificación otorga un cierto nivel de calidad, mas no de confiabilidad. Entonces, si se requiere que estos módulos tengan un tiempo de vida de al menos 25 años, se necesitan conocer aquellas variables que impidan cumplir con la garantía [14].

Tomando en cuenta que los módulos solares se instalan en casi todas las regiones del mundo, los problemas a los que se enfrentan son muy diversos. Los factores por esfuerzos climáticos son los siguientes [14]:

- Irradiación solar
- Irradiación UV
- Humedad
- Viento
- Nieve
- Lluvia
- Granizo
- Temperaturas altas / bajas

- Cambios de temperatura
- salinidad
- Arena
- Polvo
- Gases (O_3 , NH_3)

La irradiación solar es la fuente de energía que el módulo fotovoltaico utiliza para realizar los procesos fotoeléctricos que desencadena en una producción de energía eléctrica, sin embargo, esta misma tiene la capacidad de llevar a altas temperaturas el sistema completo, comprometiendo su funcionamiento. Además, la parte del espectro electromagnético correspondiente a la radiación UV puede causar reacciones químicas y procesos de degeneración de los polímeros [14].

El viento (y la nieve en algunas regiones) crea cargas dinámicas en los módulos FV. Estos esfuerzos mecánicos, dependiendo de su magnitud, pueden desencadenar en ruptura del cristal y/o microfracturas en los módulos [14].

Los granizos también son un fenómeno meteorológico que compromete la estabilidad del sistema debido al esfuerzo al que los módulos FV están expuestos por el impacto de los proyectiles. Su afectación depende del tamaño y velocidad de estos [14].

Una alta temperatura en sí misma es un factor de estrés. Esto es debido a que las temperaturas que se aproximan a la temperatura de transición vítrea de los materiales poliméricos de los módulos FV, pueden cambiar drásticamente las propiedades de estos. Por otra parte, los cambios de temperatura en poco tiempo provocan tensiones termomecánicas que pueden provocar nuevos defectos o amplificar los ya existentes [14].

Dependiendo de la ubicación del sistema y los factores a los que esté expuesto, sufrirá una o varias combinaciones de afectaciones que podrían causar un daño mayor que la suma individual de las mismas [14].

Los daños más observados son los defectos de los polímeros como el amarillamiento (provocado por una degradación térmica a causa de los rayos UV y altas temperaturas) y el pardeamiento, la delaminación, la formación de burbujas y el agrietamiento de los polímeros utilizados para encapsulantes y láminas posteriores. En la literatura no se encuentra evidencia que muestre una relación directa con las pérdidas de energía en caso de amarillamiento [14]. Los cambios en la superficie de los metales, como la oxidación y la decoloración de las barras colectoras y la corrosión de los conectores, también son fáciles de detectar sin un equipo de medición especial. Estos tienen un efecto sobre la respuesta eléctrica de los módulos fotovoltaicos, como aumentar

la resistencia en serie. Sin embargo, los defectos de las celdas tales como las microfracturas, las rupturas de las celdas y los puntos calientes tienen un mayor impacto en el rendimiento [14].

Como las fallas en instalaciones se observan en los módulos fotovoltaicos certificados, las pruebas para cumplir con los estándares IEC actuales no son suficientes para todos los esfuerzos mecánicos que son sometidos durante su ciclo de vida [14].

1.7 Microfracturas posteriores al proceso de producción

La presencia de microfracturas en una celda solar después de salir de la línea de producción reduce la potencia del módulo muy poco. Sin embargo, estas mismas microfracturas tienen un potencial nocivo para los módulos en su rendimiento después de ser expuestos a un envejecimiento artificial. Esto reafirma la necesidad de poder cuantificar el daño que ocasionan las microfracturas a futuro sobre un módulo solar, para tomar mejores decisiones respecto a descartar o no un módulo que presenta estas afectaciones desde su fabricación (recordemos que su efecto inmediato es bajo, por lo que pueden pasar las pruebas de calidad sin problemas y ser distribuidos) [13].

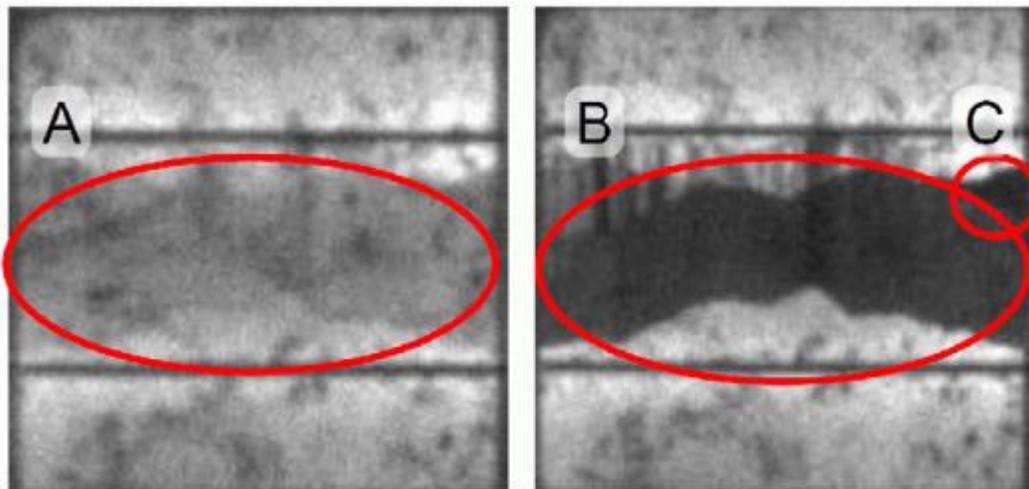


Figura 1.7 Ejemplo para una imagen de electroluminiscencia de una celda después de una prueba de carga mecánica (izquierda), que llevó a la aparición de una microfractura menor (A).

Posteriormente es expuesto a 200 ciclos de congelación de humedad (derecha) donde la afectación se hace mayor (B y C) [13].

1.8 Simulaciones numéricas de microfisuras

Algunos autores han explorado la posibilidad de evaluar el impacto de las microfisuras en las celdas solares de silicio en la respuesta eléctrica de los módulos FV a través de elemento finito [15].

Un enfoque computacional con capacidades multifísicas son útiles para comprender la física detrás de la degradación eléctrica de las microfisuras, fenómeno ocasionado principalmente por deformaciones termomecánicas [15].

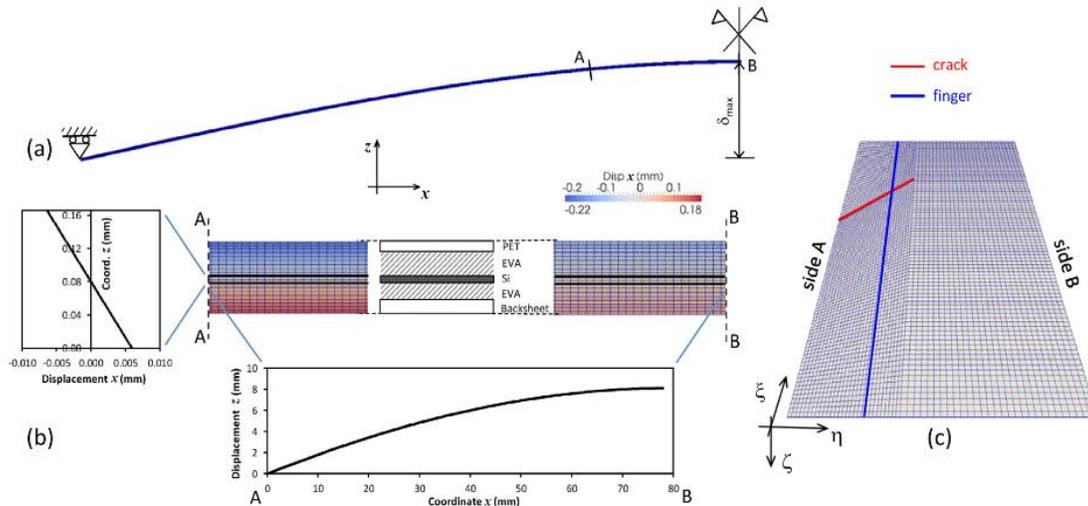


Figura 1.8 Ejemplo de enfoque computacional de una microfisura. (a) Modelo de elemento finito en 2D del módulo FV sometido a flexión; (b) desplazamientos pasados al modelo local de la celda solar colocada entre los puntos A y B; (c) malla del modelo local de elemento finito en 3D de la celda solar [15].

Estas representaciones dan la pauta a utilizar modelos para evaluar la viabilidad de un módulo FV con afectaciones de microcracks después de la producción. Por ejemplo, el enfoque numérico propuesto por M. Paggi (2016) que puede combinarse con un algoritmo de detección automática de microcracks para identificar a estos, así como sus geometrías a partir de la inspección usando imágenes de EL. De esta manera se pueden crear mallas de elementos finitos del módulo FV [15].

Estas herramientas de simulación pueden tener una fiabilidad en sus predicciones numéricas superior a la que podría tener las imágenes EL por sí solas tomadas de laboratorio. Los parámetros del modelo pueden ajustarse para tener mayor control y ser reproducibles en diferentes escenarios que no pueden ser simulados en laboratorio, es decir, condiciones de esfuerzos más realistas, orientación, etc [15].

1.9 Envejecimiento acelerado de celdas solares

Para poder ejecutar un proyecto de energía solar fotovoltaica, se debe tener en consideración una serie de factores que determinarán su viabilidad. La parte principal, el módulo fotovoltaico, debe cumplir determinadas características para funcionar correctamente; sin embargo, la principal es su duración, dado que para ser rentable el sistema debe durar un periodo de tiempo generando energía. En este sentido, maximizar el tiempo de vida útil es prioridad para el éxito de estos proyectos. Siendo el tiempo de vida promedio de los módulos FV 25 años, es preciso hacer uso de pruebas de envejecimiento acelerado [16].

En el estudio de R. Khatri et al (2011), se llevaron a cabo procesos de degradación de módulos FV mediante pruebas de envejecimiento acelerado, con el objetivo de correlacionar la caída en la potencia eléctrica con los cambios físicos de los mismos a lo largo del tiempo. Además, las mediciones se realizaron cada determinado ciclo para conocer el estado de la celda solar en todo su proceso hasta que ocurra una falla [16]. Es importante señalar que los defectos se caracterizaron mediante técnicas de electroluminiscencia, ya que será la técnica de análisis de imagen principal de la presente tesis. Se concluye que los microcracks observados mientras se realizaban las pruebas de ciclo térmico, podrían ser críticas para la confiabilidad a largo plazo de la calidad de las celdas solares, por lo que lo ideal sería reducir la presencia de dichas imperfecciones.

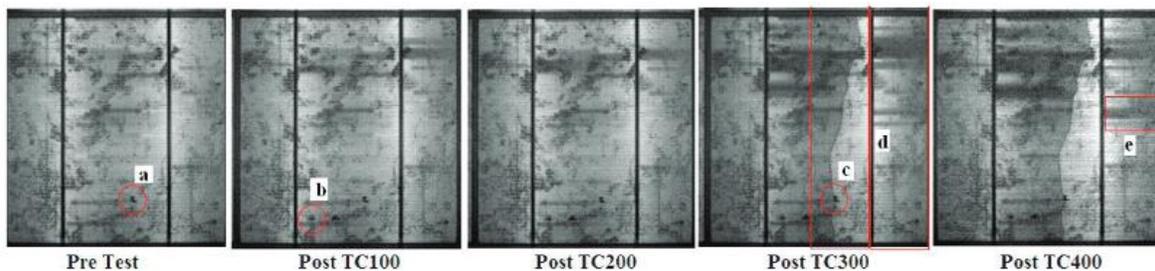


Figura 1.9 Imágenes de EL en celda cada 100 ciclos a) Mancha oscura en la prueba preliminar de la celda b) Pocas manchas oscuras desarrolladas durante TC100 c) Mancha oscura que conduce a grietas durante TC300 d) y e) Los defectos aumentaron durante TC300 y TC400 [16].

Esto nos da la pauta a analizar que cuando un módulo solar en operación envejece en un ambiente donde constantemente es sometido a esfuerzos térmicos y mecánicos, los microcracks terminarán por tener una separación eléctrica completa, reduciendo la potencia significativamente ya que partes de la celda quedan inactivas. Actualmente usando técnicas como termografía,

métodos ultrasónicos o imágenes de electroluminiscencia es posible rechazar una celda que presente daños evitando así su incorporación a los productos de venta [13].

Sería una mala estrategia rechazar la totalidad de módulos solares que presenten microfracturas saliendo de producción, ya que algunos módulos con estas características pueden cumplir con la calidad garantizada en su tiempo de vida útil. Aunque aún no se tienen criterios claros para determinar el comportamiento a futuro de las microfracturas [13].

Si la microfractura no daña un contacto eléctrico, pueden reducir la producción de energía en menos de 2.5%. Después de las pruebas de envejecimiento acelerado existe una relación entre la degradación de potencia y el número de celdas con microfracturas. Estas características fueron obtenidas a nivel laboratorio, por lo que no existe una tasa de propagación de microcracks en condiciones realistas [13].

1.10 Detección de fallas en celdas fotovoltaicas

Un sistema solar está compuesto de diversos equipos para su funcionamiento. Sin embargo, son las celdas fotovoltaicas las que se consideran de mayor jerarquía ya que son las encargadas de usar la energía de los fotones para generar un flujo de energía eléctrica. En su fabricación no podemos evitar que ocurran fallas y daños en ellas; así como tampoco durante su vida útil al enfrentarse a entornos adversos con grandes cantidades de humedad, radiación ultravioleta, corrosión, etc. Por este motivo resulta indispensable poder detectarlos a tiempo, ya sea para tomar acciones correctivas o en su caso, encontrar áreas de oportunidad de modificación de determinados procesos de manufactura o de mantenimiento.

Actualmente encontramos tres clasificaciones para la detección de dichas fallas [10]:

1. Inspección no destructiva (NDI)
2. Pruebas no destructivas (NDT)
3. Evaluación no destructiva (NDE)

Estas técnicas son necesarias para celdas y módulos solares tanto en el control de calidad de fabricación como en la inspección en operación [10].

En los últimos años ya se han realizado técnicas NDT y NDE que tienen su base en parámetros eléctricos [17], ultrasónicos y sónicos [17], ópticos [18], electroluminiscencia y fotoluminiscencia [19], termografía [9], radiación infrarroja [7] y radiografía, los cuales en sus estudios han demostrado su viabilidad así como los retos a los que se enfrentan [10].

También se cuenta con el estudio de la comparativa de estas técnicas donde sobresale la fotoluminiscencia seguida de la electroluminiscencia por su fiabilidad como método de detección de fallas [10]. Sin embargo, hay que tener en cuenta que para sugerir el método adecuado

debemos considerar variable tales como la estructura del sitio, que puede ser un emplazamiento de sistemas solares en operación o bien en la etapa de manufactura; los parámetros a estudiar y otros factores a considerar [7].

Por su parte en el estudio de Tsanakas et al., (2016) se menciona que la termografía infrarroja (IR) y las imágenes de electroluminiscencia (EL) son los métodos más eficientes y con gran potencial para la caracterización de paneles solares [9]. Estos métodos de medición NDT proporcionan imágenes de módulos fotovoltaicos en tiempo real y de alta resolución en dos dimensiones de las características de los módulos fotovoltaicos [7].

Una de las ventajas de usar estas técnicas NDT es que se pueden aplicar a distintos tipos de celdas fotovoltaicas, como son el Silicio cristalino (C-Si) y las células de tecnología de película delgada [7].

1.10.1 Electroluminiscencia

Esta técnica se basa en la detección de un contraste en la luz emitida por la celda en respuesta a un estímulo eléctrico. Esto es, en las zonas que presentan fallos o microcracks la luz electroluminiscente disminuye considerablemente o desaparece, permitiendo la localización del daño.

Las imágenes por electroluminiscencia (EL) se han convertido en una herramienta sólida para garantizar la calidad en la caracterización de celdas solares. No es destructivo además de ser fácil de aplicar, ya que solo se necesitan una fuente de energía y una cámara [20].

Se aclara que la electroluminiscencia revela defectos ya presentes, que pudieron haberse generado en cualquier punto del proceso de producción de celdas y paneles. Esto es, durante su transporte, instalación o por la influencia combinada de las condiciones ambientales y de operación.

Para las mediciones haciendo uso de la electroluminiscencia se utiliza un generador de imágenes que sea sensible al espectro de emisión característico del material (celda fotovoltaica) que se desea estudiar [7].

Así, por ejemplo, para la celda fotovoltaica de silicio (C-Si), su espectro de emisión característico se encuentra a 1150 nm. Para una celda fotovoltaica orgánica, se encuentra entre 1200 y 1400 nm. Mientras que en las celdas de tecnología de película delgada mantienen su espectro de emisión característico similar a las celdas de C-Si. Las celdas de telururo de cadmio (CdTe) tienen su espectro de emisión característico en 830 nm [7].

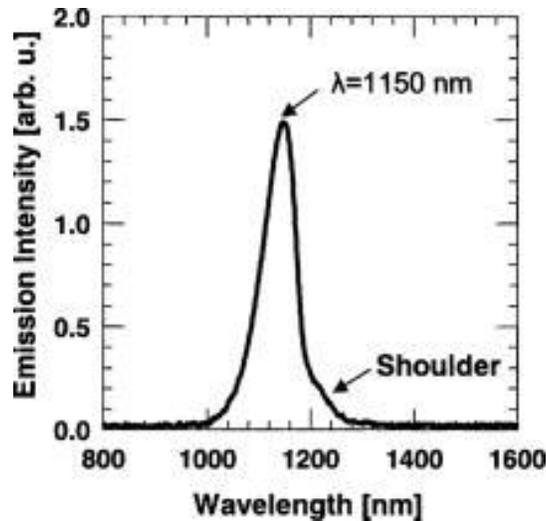


Figura 1.10 Espectro de emisión de c-Si [21].

En este método, menciona Frazão et al. (2017), se aplica una corriente a la celda en polarización inversa, cercana a la tensión de circuito abierto de esta y una corriente que se va ajustando por debajo de la corriente de corto circuito. Esta corriente que, por lo general está por debajo de los 10 mA/cm^2 , produce una señal suficiente de electroluminiscencia sin causar daños en el dispositivo [22].

El uso de la electroluminiscencia se remonta a 50 años atrás, donde la utilizaban para obtener información de la respuesta de una celda solar. Esta técnica en polarización inversa se ha convertido en una herramienta común para la caracterización de celdas solares de silicio, como menciona Koshida et al., (1992), es posible la detección e identificación de fallas en la celda solar [23].

Frazão et al., (2017) en su estudio reveló cómo la electroluminiscencia puede detectar regiones brillantes y oscuras que visibilizan la existencia de daños llamados dedos rotos (broken finger) (Figura 1.10a), en la Figura 1.10 b (EL solar cell 2) se ve cómo se forma una cruz superior cerca de la barra colectora (busbar) la cual es una grieta [22].

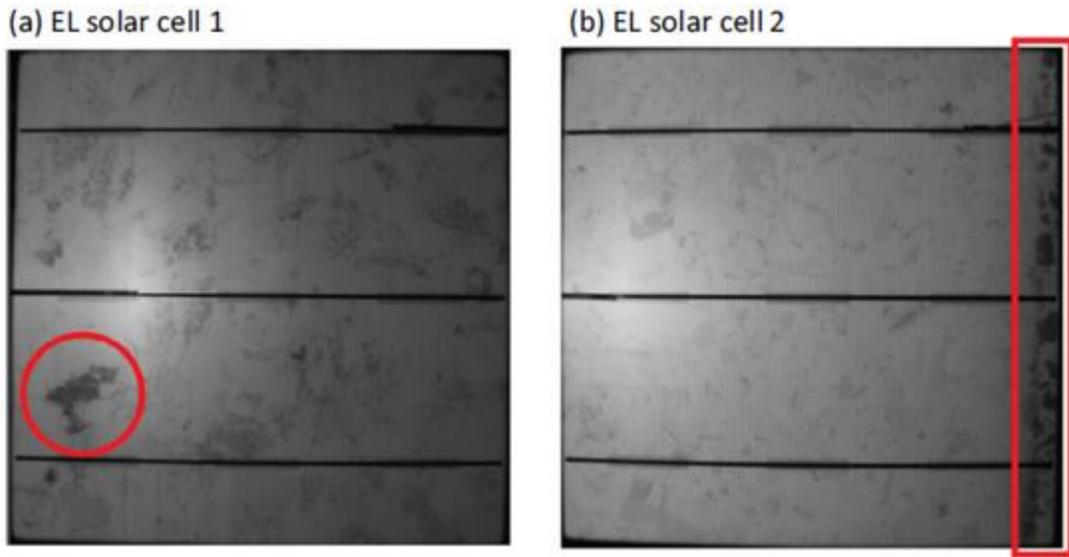


Figura 1.11 Obtención de imágenes por electroluminiscencia en polarización directa [22].

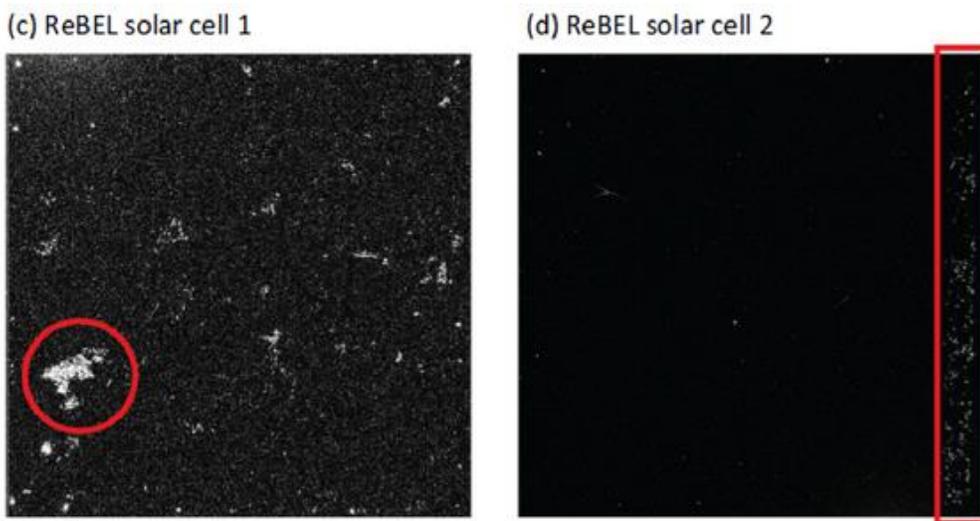


Figura 1.12 Obtención de imágenes por electroluminiscencia en polarización indirecta [22]. Para la polarización indirecta (Figura 1.12c), se observa la misma área de recombinación alta previamente resaltada en la Figura 1.11 y también en la Figura 1.12d una relación similar a la anterior.

La intensidad de la señal de electroluminiscencia que emite una celda solar de silicio es proporcional al exceso de densidad de portadores de carga dentro de la misma. Asumiendo una inyección independiente de propiedades de recombinación de portadores de carga, la intensidad de la señal EL Φ_i en un píxel i escala exponencialmente con el voltaje local U_i .

$$\Phi_i = C_i \exp(U_i/U_t)$$

con U_i siendo el voltaje térmico. El factor C_i es una constante de calibración que comprende propiedades de recombinación y factores ópticos de configuración experimental y muestra. La constante de calibración C_i se puede calcular a través de una imagen a bajo voltaje, donde las corrientes laterales en la celda son lo suficientemente pequeñas como para asumir que el voltaje local U_i es el mismo que el voltaje U_{appl} aplicado externamente. Posteriormente una segunda imagen tomada a un voltaje más alto y calibrada con los valores de C_i de la primera imagen produce el voltaje local U_i [20].

1.10.2 Termografía infrarroja

Las técnicas de medición de imágenes rápidas y visuales, como la termografía infrarroja no destructiva (IR), son tecnologías reconocidas desde la década de 1990. Las imágenes de alta resolución de IR y electroluminiscencia (EL) dan como resultado una mejor comprensión de las celdas calientes observadas, que a menudo son causadas por fracturas de celdas [24].



Figura 1.13 Inspección termográfica aérea en planta FV (imagen: Raptor Maps).

Antes de comenzar la operación y puesta en marcha de un sistema fotovoltaico se debe realizar una prueba que incluye la medición de los voltajes de circuito abierto y las corrientes de cortocircuito. Para sistemas grandes, se miden las curvas IV de cadenas individuales. Hacer una medición eléctrica detallada de todos los módulos individualmente es un gasto de recursos muy grande. Por lo tanto, la termografía IR es una técnica ampliamente utilizada que ahorra tiempo y relativamente barata para evaluar los módulos fotovoltaicos [24].

Para las imágenes por termografía infrarroja (IR) de diferentes tipos de celdas, el espectro de emisión característico del material no tiene importancia, ya que la señal térmica detectada por el generador de imágenes IR depende de la radiación y la emisividad [7].

Algo que sí es de importancia es el método de medición utilizado, el cual puede generar mejores imágenes para un tipo de celda en particular, en comparación con algún otra. Por ejemplo, la termografía IR iluminada es más adecuada para las celdas c-Si y la termografía IR oscura es más adecuada para las celdas de tecnología de película delgada [7].

Esta técnica se utiliza como prueba no destructiva para paneles solares. En los estudios de Garma et al., (2017), se menciona que esta técnica permite determinar temperaturas a distancia y sin necesidad de contacto físico, y también permite captar la radiación infrarroja del espectro electromagnético utilizando cámaras térmicas. Resulta útil contar con una herramienta con estas características ya que la emisión de calor de una celda solar con daños es diferente a una sin daños, por lo que la diferencia de la huella de calor nos dará la información que requerimos [25]. En la Figura 1.14 se observa la representación termográfica mostrando la diferencia de temperatura en un punto caliente de una celda sin fallas (43.8°C) y una con fallas (54.4°C).

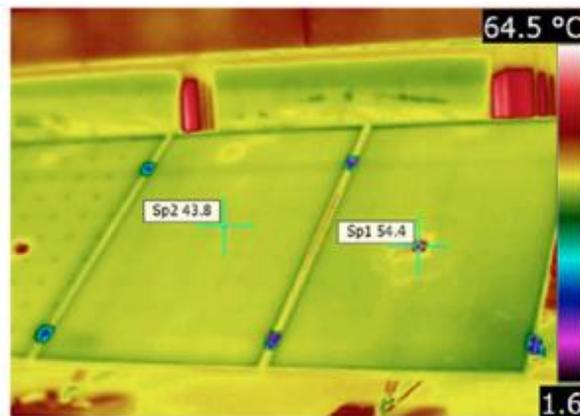


Figura 1.14 Técnica de termografía aplicada en paneles solares [25].

De acuerdo con Chen et al., (2008), esta técnica se aplica principalmente para inspecciones de índole superficial tales como calidad de recubrimiento. La ventaja de usarla es que la respuesta térmica del plano puede detectarse simplemente desde el exterior con el equipo adecuado, aunque el daño, como fisuras y microfracturas, se encuentren en el interior [26].

Los sistemas de medición de infrarrojos (IR) montados en drones ya han sido ampliamente utilizados en la industria por ser un método conocido, rápido y fácil para detectar módulos con patrones de temperatura irregulares, un indicador confiable de defectos. Pero la causa y la gravedad de la afectación en los sitios con anomalías no están perfectamente claros, aunque ya se han realizado muchas investigaciones en esa dirección. De ser posible cuantificar las pérdidas de energía de todos los módulos, el mantenimiento de las plantas de energía solar podría optimizarse aún más [27].

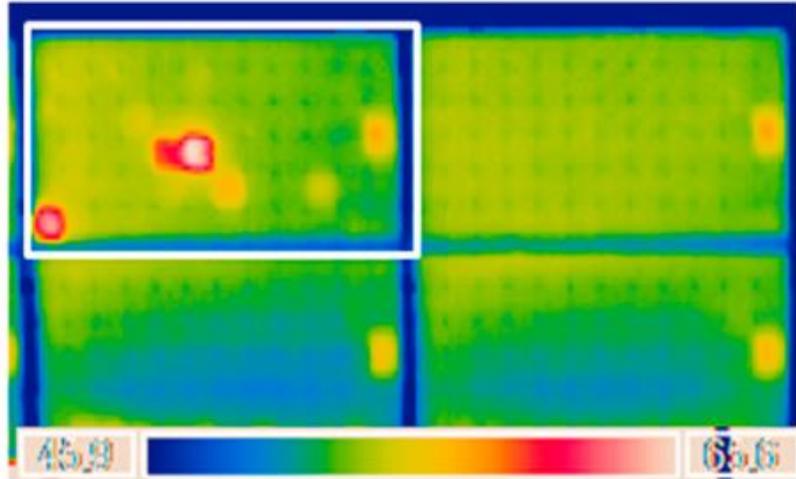


Figura 1.15 Imagen IR tomada por un dron. El recuadro blanco señala el módulo con variaciones de temperatura centralizadas, llamados puntos calientes [27].

1.10.3 Observación de degradación inducida por potencial

La degradación inducida por potencial (PID, por sus siglas en inglés) es otra de las afectaciones de los módulos solares de silicio y se ha estado investigando en detalle en los últimos años [28]. El PID es un fenómeno provocado por las corrientes de fuga y la polarización de los módulos, que desencadena en una caída drástica en la eficiencia del sistema fotovoltaico. Si los módulos tienen un potencial negativo respecto a la tierra durante operación, existe una tensión negativa igualmente alta entre las celdas y el aluminio del módulo, provocando así una fuga de electrones hacia el marco de aluminio del módulo fotovoltaico. Este fenómeno ocurre en arreglos fotovoltaicos que superen los cientos de volts en su interconexión [29]. La termografía infrarroja es una herramienta rápida y confiable para la detección de módulos afectados por PID en un sistema FV en operación [28].

Después de las plataformas móviles, el sistema de soporte de IR evolucionó al uso de multicopteros controlados a distancia, equipados con un sistema de cámara termográfica. Actualmente prevalece el uso de drones para el estudio en zona. Estas opciones reducen el tiempo y esfuerzo para analizar una instalación fotovoltaica completa [28].

Los módulos afectados por PID producen patrones de temperatura característicos en las imágenes termográficas que son comparables a los patrones de intensidad observados por las imágenes de electroluminiscencia [28].

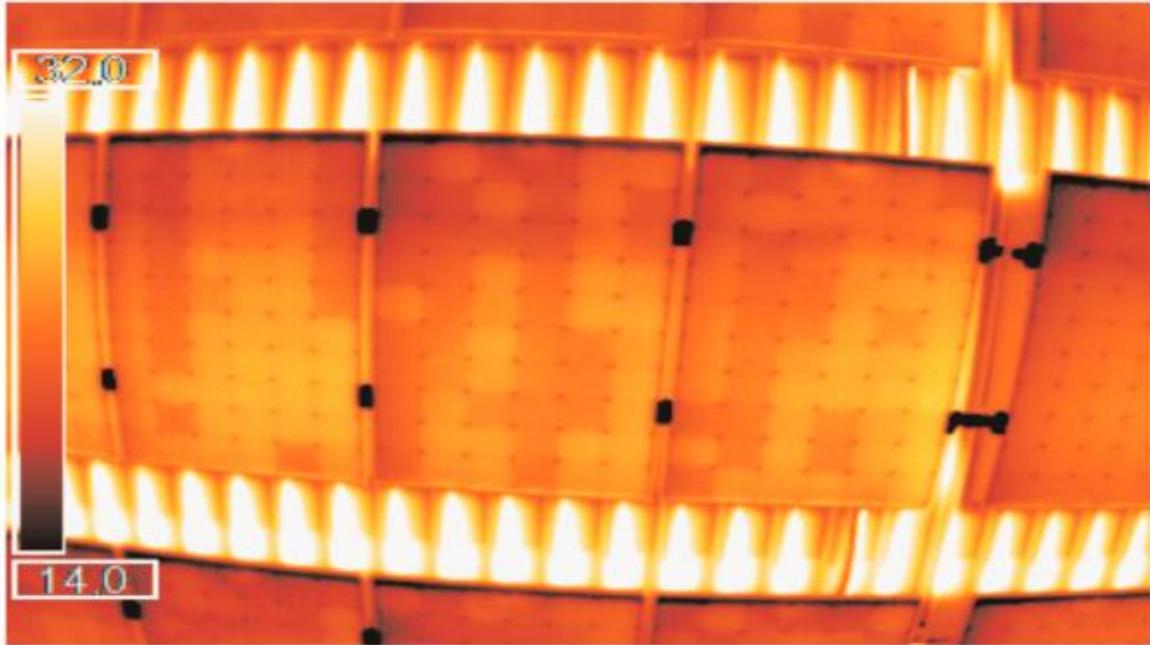


Figura 1.16 Imagen termográfica de 3 módulos FV afectados por PID [28].

1.10.4 Observación de puntos calientes

El fenómeno de “punto caliente” es un problema relativamente frecuente que ocurre en los generadores fotovoltaicos actuales. Implica tanto un riesgo para la vida útil del módulo fotovoltaico como una disminución de su eficiencia operativa. Sin embargo, todavía faltan procedimientos ampliamente aceptados para tratarlos en la práctica. La diferencia de temperatura entre el punto caliente y sus alrededores, y las diferencias de voltaje de operación entre los módulos fotovoltaicos afectados y no afectados son la base para identificar posibles daños [30].

Un punto caliente, como se puede observar en la siguiente imagen, consiste en un sobrecalentamiento localizado en un módulo fotovoltaico. Aparece cuando, debido a alguna anomalía, la corriente de cortocircuito de la celda afectada se vuelve más baja que la corriente de funcionamiento del conjunto, dando lugar a una polarización inversa, disipando así la energía generada por otras celdas en forma de calor [30].

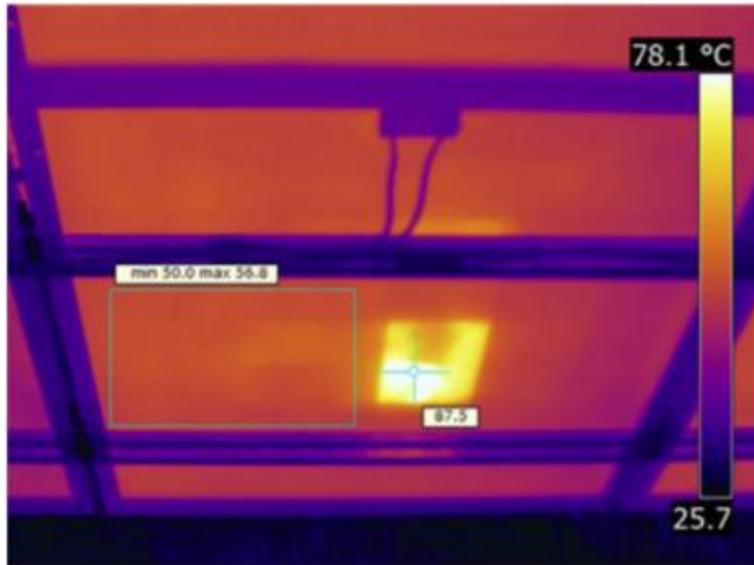


Figura 1.17 Imagen térmica de un hotspot en un módulo FV en operación [30].

Las anomalías que causan los puntos calientes pueden ser externas (como los sombreados que se observan en la Figura 1.18) o internas (como las microfisuras) al módulo fotovoltaico. Finalmente, es prudente mencionar que cuando un punto caliente persiste en el tiempo, conlleva un riesgo para la vida útil del módulo FV [30].

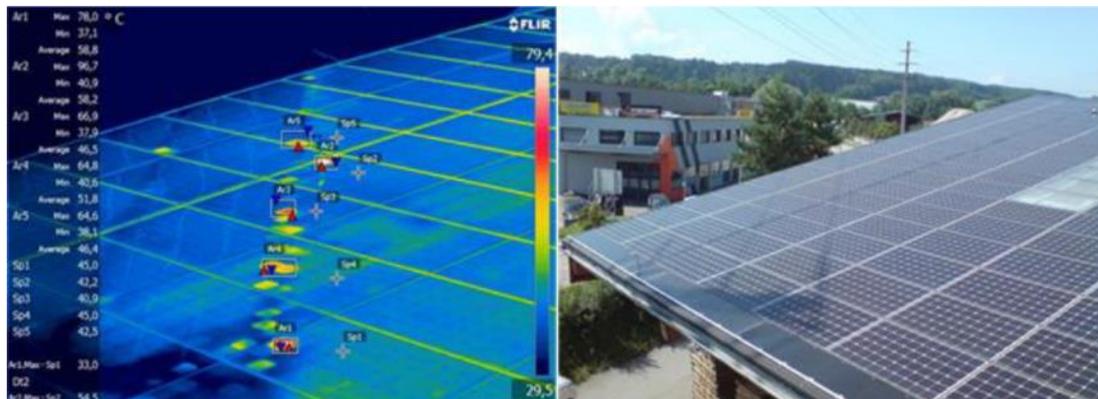


Figura 1.18 Puntos calientes generados por la sombra de la red de distribución eléctrica [31].

Los puntos calientes son relativamente frecuentes en los módulos FV actuales y es probable que esto seguirá de la misma manera por un tiempo debido a que la industria de los módulos FV está evolucionando hacia obleas más delgadas, que son propensas a desarrollar microfisuras durante sus distintos procesos (fabricación, transporte, instalación, etc.) [30].

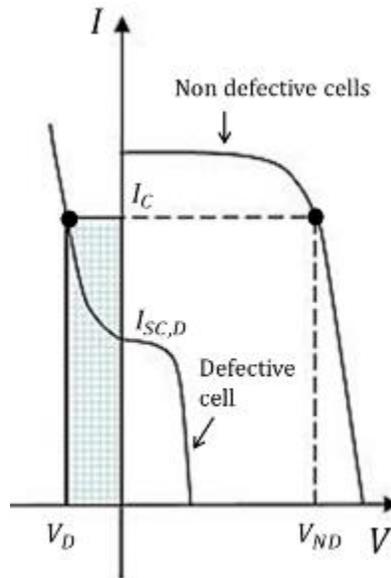


Figura 1.19 Curvas I-V de una celda afectada y una no afectada. La corriente impuesta por las celdas no defectuosas hace que la celda defectuosa funcione en el segundo cuadrante, disipando así la energía y generando un punto caliente [30].

1.10.5 Termografía Lock-In

Lock-In es una técnica de tratamiento de señales que permite que una señal en estudio pueda distinguirse del ruido, incluso cuando la magnitud del ruido es superior a la señal [32]. Para poder llevarla a cabo se requiere que una señal primaria pueda ser pulsada periódicamente o modulada en amplitud (de cualquier manera) con una determinada frecuencia [33].

La termografía en Lock-in (LIT) se basa en este principio. Consiste en el estudio de una muestra a la cual se le aplica calor periódicamente; para el proceso de “Lock-In” se realiza un patrón de captura de imágenes con la cámara IR (como se observa en la Figura 1.20), con el objetivo de obtener la señal de temperatura de cada píxel de cada imagen capturada de la superficie de la muestra. De tal manera que la LIT es un tipo de termografía activa, ya que la influencia del calor es variable durante el estudio [33].

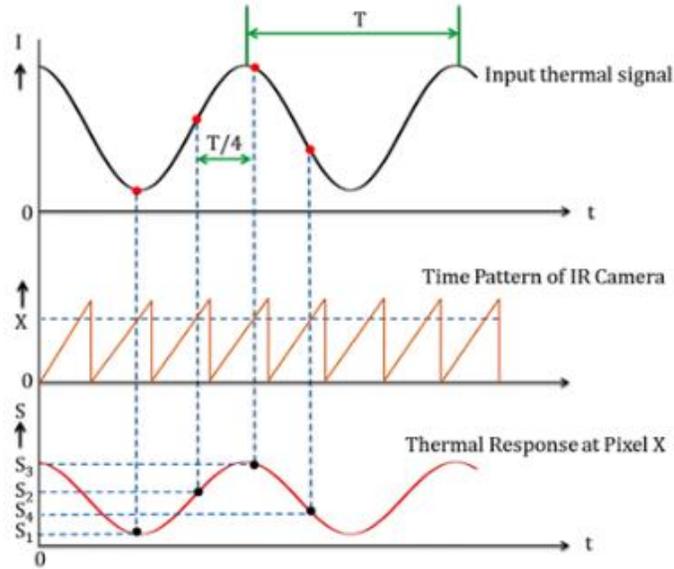


Figura 1.20 Patrones de la señal térmica aplicada a una muestra, tiempos de captura de imágenes con cámara IR, y respuesta térmica de un píxel de una muestra ideal [34].

Después de calentar externamente la muestra de forma sinusoidal, la distribución de temperatura resultante en la superficie de la muestra se almacena en tiempo real. El método de cuatro puntos se utiliza para determinar los datos de fase y amplitud. Si S_1 , S_2 , S_3 , Y S_4 son cuatro puntos de datos de temperatura equidistantes (como se muestra en la Figura 1.20) para un periodo completo, entonces la fase (ϕ) y la amplitud (A) están dadas por [34]:

$$\phi = \tan^{-1}\left(\frac{S_1 - S_3}{S_2 - S_4}\right)$$

$$A = \sqrt{(S_1 - S_3)^2 + (S_2 - S_4)^2}$$

Para el caso de las celdas solares, el proceso de Lock-In requiere de una señal periódica de la celda solar. Esto se consigue aplicando un voltaje pulsado a la celda o iluminando la celda con luz pulsada. El voltaje o los pulsos de luz se aplican con la frecuencia Lock-In proporcionado por un emisor [35].

La frecuencia del Lock-In depende de la velocidad de fotogramas (f_{fr}) de la cámara y debe cumplir con la relación:

$$f_{lock-in} \leq \frac{f_{fr}}{n}$$

Donde n es el número de fotogramas evaluados en cada periodo de Lock-In. Dado el teorema de muestreo, se necesitan al menos dos muestras por periodo, $n \geq 4$ retenciones. Por lo tanto la frecuencia de Lock-In máxima utilizable es inferior a la velocidad de fotogramas de la cámara [35].

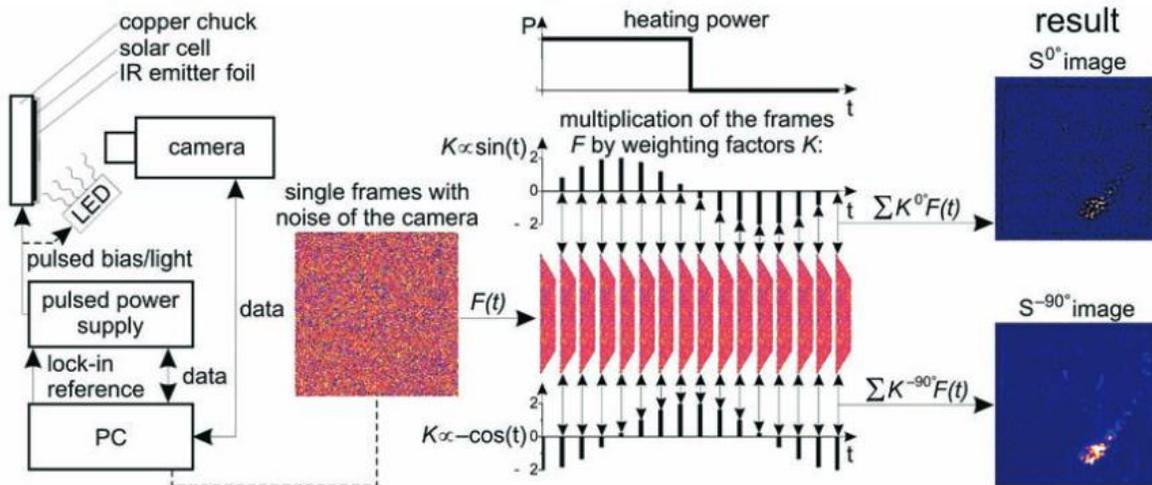


Figura 1.21 Se muestra esquemáticamente el proceso de creación de imágenes Lock-In para un periodo completo con 15 fotogramas [35].

Otra de sus aplicaciones es la “Dark Lock-In Thermography (DLIT)” para localizar los sitios donde dominan las “derivaciones” en una celda solar. Esto es, sitios locales con mayor corriente eléctrica. La presencia de estos degrada la eficiencia de todo el dispositivo y de ahí surge la importancia de detectarlos y minimizarlos [33]. Estas técnicas son usadas en celdas solares de silicio, pero también son adecuadas para investigar en celdas solares de película delgada [35]. Se aplica voltaje pulsado a la celda solar sin iluminarla. De esta manera solo la corriente de oscuridad fluye en la celda, logrando así que los sitios de derivaciones puedan detectarse fácilmente [35].

En general, las imágenes por LIT se han convertido en una herramienta poderosa para el análisis de fallas en celdas solares. Es posible investigar variaciones locales con gran precisión (μK) encontrando incluso variaciones muy débiles de temperatura. Además, es un método de caracterización no destructivo (NDT) y puede llegar a ser lo suficiente rápido como para usarlos en líneas de producción de celdas solares [35]. A diferencia de otras técnicas, otra ventaja con la que cuenta es su bajo costo; también que puede ser utilizado en módulos fotovoltaicos completos. Las imágenes de electroluminiscencia se pueden usar de forma complementaria [36] como se observa en la Figura 1.22.

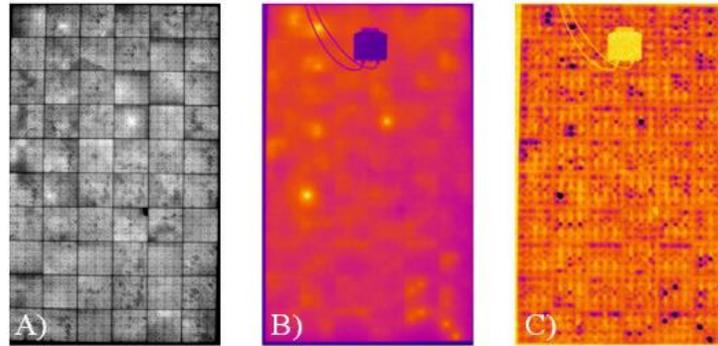


Figura 1.22 Imágenes de (A) Electroluminiscencia, (B) IR, y (C) LIT. de un módulo de 60 celdas de contacto posterior MWT envejecido por exposición a calor húmedo (85% HR / 85 °C) durante 2000 h.

Del análisis del estado del arte de técnicas de caracterización, nos inclinamos por el uso de LIT, dada su capacidad de extraer pequeñas variaciones de fondos ruidosos; además de permitir, mediante el ajuste de la frecuencia de excitación, la mejora en la resolución espacial de los mapas obtenidos.

HIPÓTESIS

Combinando las técnicas de termografía infrarroja y de electroluminiscencia en modo Lock-In, será posible detectar anomalías en celdas fotovoltaicas, con mayor sensibilidad y resolución que los esquemas tradicionales de electroluminiscencia y termografía.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Diseñar una herramienta y metodología asociada para detectar microfracturas y otras fallas en celdas solares haciendo uso de la combinación de electroluminiscencia en conjunto con termografía infrarroja bajo un esquema Lock-in.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Implementar un banco experimental de electroluminiscencia tradicional.
- Asociarlo con un esquema termográfico.
- Implementar un banco experimental de electroluminiscencia y termografía en esquema Lock-in.
- Evaluar el estado de diferentes celdas con distintas afectaciones.
- Analizar la viabilidad de recuperación de celdas solares en buen estado dentro de módulos averiados.

CAPITULO 2 METODOLOGÍA

2.1 Banco experimental de electroluminiscencia tradicional

Para el set experimental de EL tradicional se ha optado por mantenerlo a pequeña escala, con el objetivo de probar el funcionamiento del sistema a bajo costo. La celda solar elegida es una celda solar *Perfect Home* estándar, que produce una tensión máxima de 0.6 V y una corriente máxima de 5A en condiciones de irradiación ideal (1000 W/m^2). Esta celda, además, presenta rupturas y otros daños severos, con la finalidad de poder observar su imagen de electroluminiscencia con variaciones en su intensidad. Se realizaron pruebas de su funcionamiento para asegurar que no tuviera problemas eléctricos.



Figura 2.1 Pruebas de funcionamiento a celda solar seleccionada.

El set experimental se construye sobre una placa de prueba óptica, por lo que se opta utilizar un dispositivo de sujeción que mantenga a la celda solar perpendicular a la normal de la superficie, como se observa en la Figura 2.2.

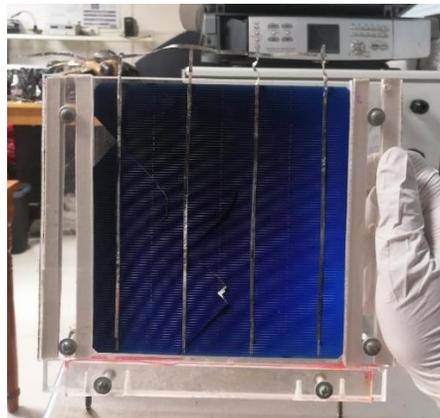


Figura 2.2 Sujeción de celda solar en dispositivo.

Para capturar la señal de EL de las celdas solares, se utiliza la cámara CCD BFS-U3-32S4M-C de FLIR. La cámara cuenta con un sensor de imagen CCD con una resolución de 2048 x 1536 píxeles.



Figura 2.3 Cámara CCD de FLIR seleccionada.

La señal EL de la celda solar está definida por su material. En todos los sets que se construyen se utilizan celdas solares de silicio, cuyo pico de emisión se encuentra en 1150 nm. La sensibilidad de la cámara CCD elegida cubre esta región del espectro, por lo que funcionará para los experimentos.

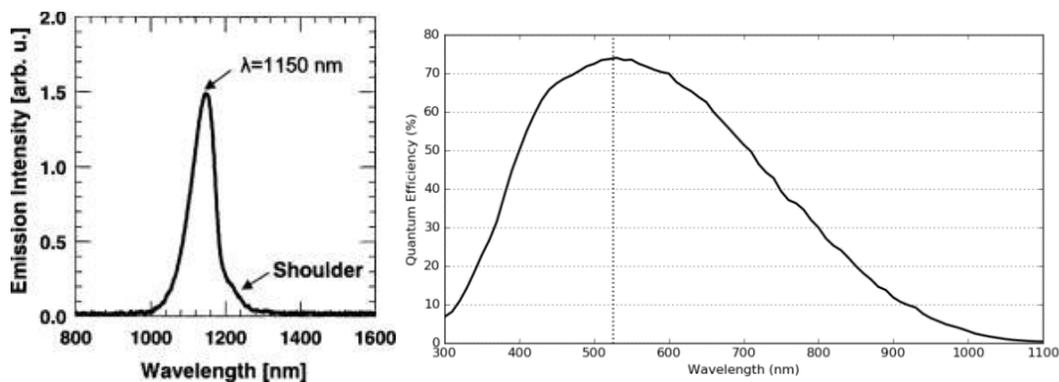


Figura 2.4 Espectro de emisión de la celda solar de silicio (izquierda) y eficiencia cuántica del sensor de la cámara CCD utilizada (derecha).

Debido a que el espectro electromagnético de la luz solar forma parte del espectro de absorción del sensor de la cámara CCD, las mediciones se realizan en condiciones de oscuridad para minimizar la luz parásita. De no hacerlo, la luz solar aumenta proporcionalmente la intensidad de los píxeles, provocando saturación en la imagen y dificultando la visualización. Cabe resaltar que se realiza un análisis cualitativo de la imagen, al igual que actualmente se realiza en la industria.

De esta manera se busca que las condiciones de oscuridad permitan una visualización de los detalles de las celdas adecuado.



Figura 2.5 equipo construido para simular condiciones de oscuridad.

Para estimular la generación de pares electrón-hueco, la celda solar se conecta a una fuente de alimentación. Posteriormente se aumenta la corriente de la fuente de alimentación para elevar la intensidad de la señal de EL de la celda solar y realizar las respectivas mediciones. Estas mediciones se repitieron con otras celdas solares con distintos daños para conocer su señal EL.

2.2 Set de EL en conjunto con termografía tradicional

Con el set experimental implementado se podrá observar variaciones en la señal EL con la cámara CCD. Para obtener información del aumento de temperatura en la celda solar y sus implicaciones, se hace uso de una cámara termográfica Optris Xi400.



Figura 2.6 Cámara Optris IR seleccionada.

Esta cámara se coloca en paralelo a la cámara CCD, con la finalidad de capturar distintos fenómenos de la misma área de la celda solar.

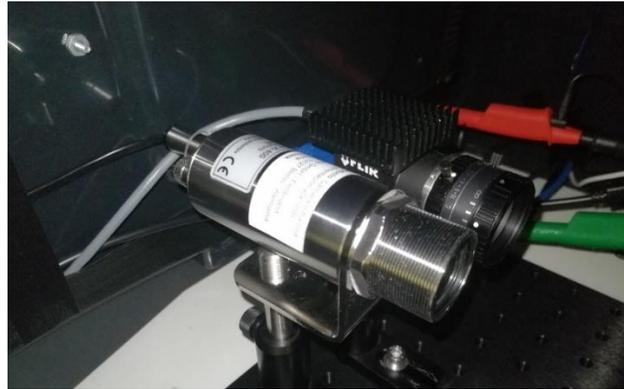


Figura 2.7 Colocación de ambas cámaras dentro del equipo de simulación de condiciones de oscuridad.

2.3 Set experimental de EL y Termografía en esquema Lock-in: celdas solares

No se ha encontrado bibliografía que utilice una fuente de calor para realizar imágenes de electroluminiscencia, por lo que se plantea explorar cuáles son los alcances de esta aplicación. El proyecto de Tesis llamado “La Shearografía con luz Electroluminiscente para la estimación de esfuerzos y localizaciones de fallas: Un estudio de viabilidad en celdas solares de Silicio” presentado por Diana López-López [37], llevó a cabo diversas combinaciones de instrumentos para la inspección del estado de celdas solares. Para el arreglo experimental de Shearografía en conjunto con electroluminiscencia, se utilizó una pistola de aire para elevar la temperatura de 27 °C a 65 °C ampliando así la señal de electroluminiscencia, como se puede observar en la Figura 2.8.

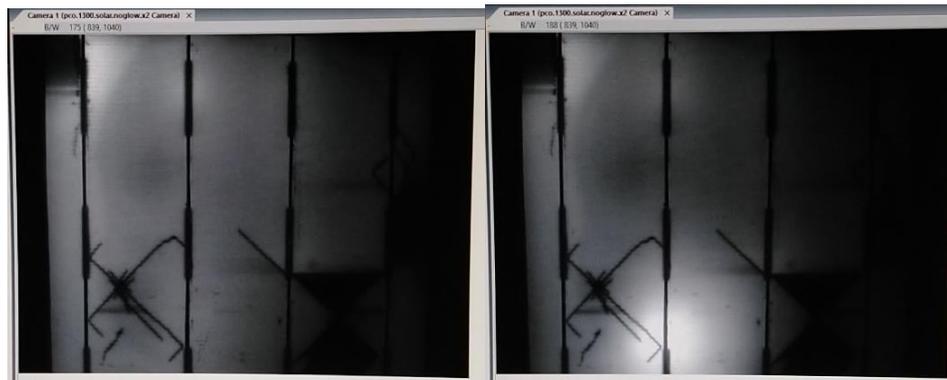


Figura 2.8 Celda de Silicio con microcracks analizada con electroluminiscencia sin fuente de calor externa (izquierda). Posteriormente, un flujo de aire caliente incide en la parte inferior aumentando localmente la emisión de EL (derecha).

Esto abre la posibilidad de utilizar la señal de electroluminiscencia modificada por diferencias de temperatura de la celda solar, y darle un tratamiento Lock-In para obtener únicamente la información de interés.

Para generar la señal pulsada necesaria para el Lock-in, se hace uso del circuito de alta corriente de la Figura 2.9. Este circuito cuenta con dos op-amp OP 295 de Analog Device, es alimentado con una fuente de 12V y 9A en corriente directa. La señal de entrada en el operacional es variada por un generador de funciones que gobierna sobre la corriente y frecuencia entregada en la celda. La salida del arreglo del op-amp es conectado a la puerta del mosfet IRFZ44N.

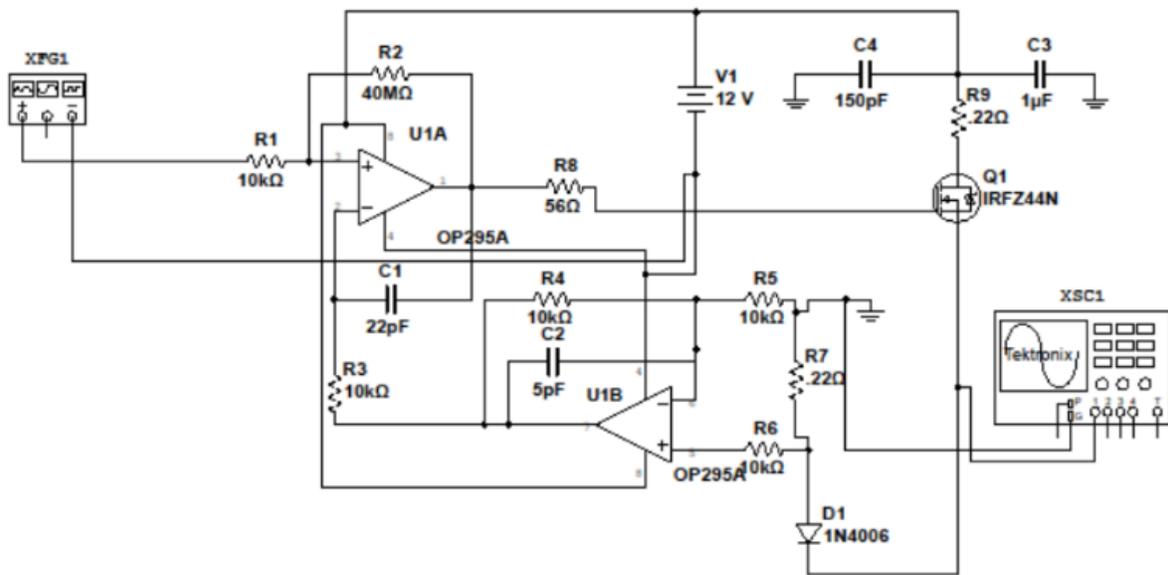


Figura 2.9 Circuito de alta corriente para celdas solares.

2.4 Esquema del experimento: Lock-in para celdas solares

Para llevar a cabo el experimento se propone utilizar el esquema de la Figura 2.10, donde se obtiene la señal EL y térmica tradicional.

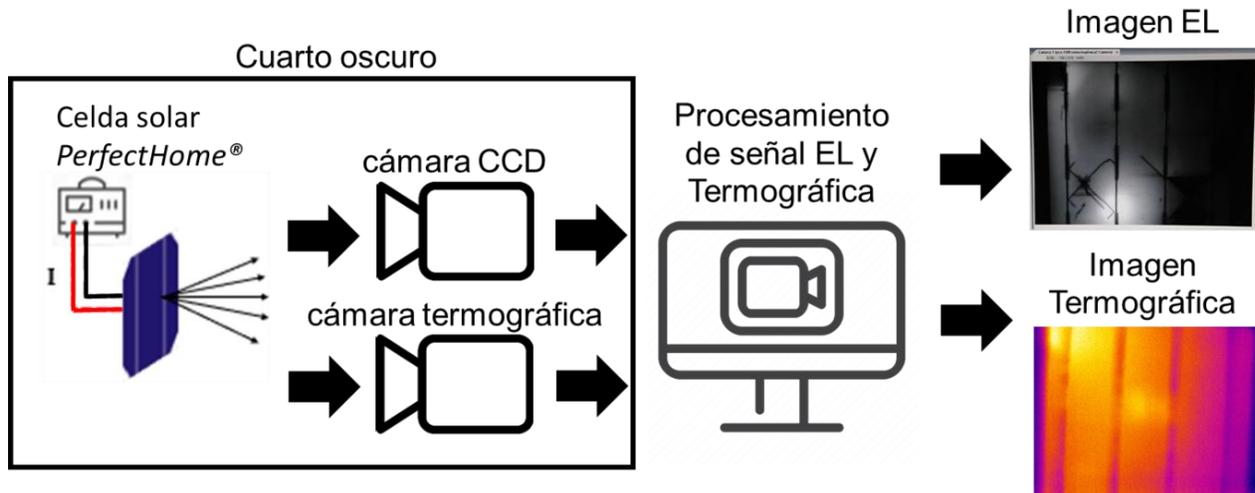


Figura 2.10 Esquema de electroluminiscencia y termografía tradicional.

Se llevan a cabo los siguientes pasos para la adquisición de imágenes:

- A) Se hace incidir una corriente que proviene de una fuente de poder. Los límites de voltaje y corriente están dados por el voltaje en circuito abierto (V_{oc}) y la corriente de corto circuito (I_{sc}) de la celda (0.6V y 5A).
- B) La corriente provoca una imagen EL de la celda, así como un incremento en la temperatura de esta. Ambas señales son capturadas por la cámara CCD y la cámara termográfica, respectivamente.
- C) Estas señales son procesadas por una computadora a través de programas desarrollados en LabVIEW.
- D) Las imágenes son almacenadas para su posterior análisis.

Para la captura de datos en Lock-in, se desarrolla y propone utilizar el esquema de la figura 2.11.

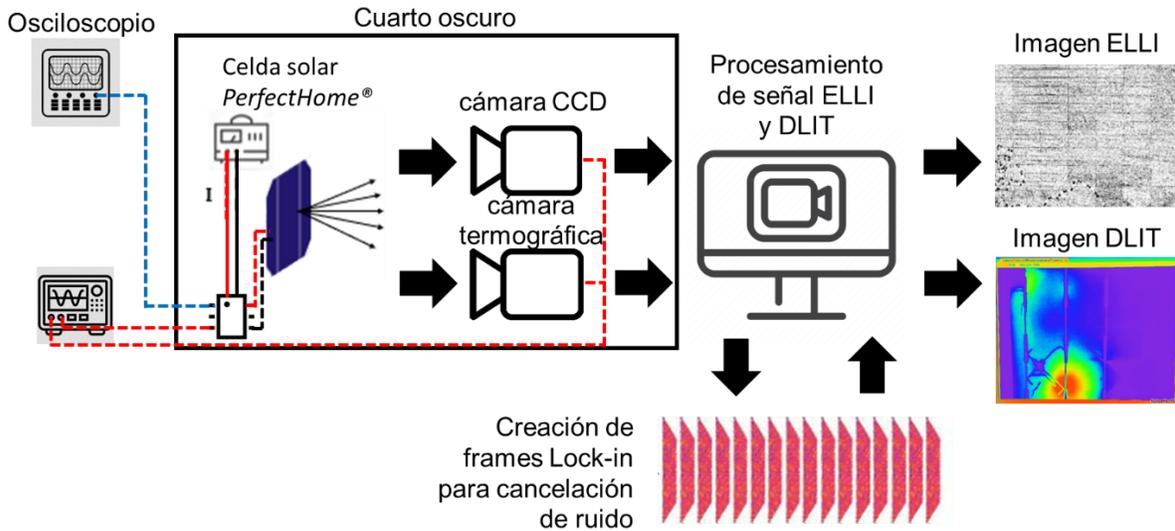


Figura 2.11 Esquema de Electroluminiscencia y termografía en modo Lock-in.

Este proceso se lleva a cabo de la siguiente manera:

- A) Alimentación de celda con señal de oscilador: se incide a la celda una señal periódica de baja frecuencia con amplitud, frecuencia y fase determinado, haciendo uso de un oscilador. Esto con el objetivo de tener la señal de referencia bien conocida.
- B) Sincronización con cámara CCD: en ELLI (Electroluminiscencia Lock-in) se va a sincronizar la cámara a un múltiplo entero de la excitación de la señal, para poder realizar el Lock-In. Se opta por usar el método de los 4 puntos vistos en el capítulo “*Termografía Lock-in*”.
- C) Aplicación de la señal ELLI: En esta parte del proceso se ejecuta el método de los 4 puntos sobre las imágenes de electroluminiscencia. Se espera extraer el ruido de ellas.
- D) Obtención de módulo y fase de la señal ELLI: Una vez ejecutado el método Lock-in, se capturan los valores de la señal EL, es decir, la intensidad electroluminiscente que depende de la señal periódica que incide en la celda, así como la temperatura de esta.
- E) Aplicación de EL normal: Al igual que en la aplicación ELLI, se ejecutará con la sincronización de la cámara. Se va a realizar un muestreo regular con la técnica EL sobre las mismas celdas.
- F) Comparación de EL vs ELLI (EL + Lock in): Teniendo los resultados de los análisis de ambas técnicas, se hará una comparativa visual que ayudará a determinar si existe una mayor viabilidad de ELLI sobre EL.
- G) Se usarán las técnicas de EL y ELLI en celdas con diferentes afectaciones.

2.5 Set experimental de EL y Termografía en esquema Lock-in: Paneles solares

Esta técnica se desarrolla con base en los resultados preliminares de los sets experimentales implementados en celdas solares. Los esquemas y experimentos surgen como una tentativa de aplicar a escala mayor (paneles solares) el análisis de daños.

Para ello, se usan módulos fotovoltaicos con deterioros, donados por el hotel Solmare (Akumal, Quintana Roo), con apoyo de la empresa Powen México. Dichos módulos fueron dañados a causa de la tormenta tropical “Gamma” en 2020. Se han elegido estos con el objetivo de tener un análisis de un sistema afectado por inclemencias climáticas reales a las que son expuestos los sistemas FV en la península de Yucatán. Dentro de los mismos módulos se espera encontrar celdas solares en buen estado, por lo que obtenemos una muy buena comparativa entre celdas en mal, regular y buen estado, usando nuestra técnica.



Figura 2.12 Sistema FV averiado por la tormenta tropical “Gamma” en Akumal, Quintana Roo. En su estado inicial los módulos FV serán caracterizados con mapas de EL y termografía. Para ello, es necesario alcanzar el voltaje de circuito abierto y la corriente de corto circuito de estos módulos FV. Estos datos se localizan en la parte trasera de los mismos.



CanadianSolar

MODEL TYPE: CS6U-330P Assembled in China with Chinese cells

| | |
|----------------------------------|----------------------|
| Nominal Maximum Power (Pmax): | 330 W |
| Optimum Operating Voltage (Vmp): | 37.2 V |
| Optimum Operating Current (Imp): | 8.88 A |
| Open Circuit Voltage (Voc): | 45.6 V |
| Short Circuit Current (Isc): | 9.45 A |
| Maximum System Voltage | IEC 1000V & UL 1000V |
| Maximum Series Fuse Rating | 15 A |

All electrical data at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000W/m², spectrum AM 1.5

Figura 2.13 Características técnicas de módulos FV.

Para inducir una corriente modulada, que permita el estudio de ELLI, es necesario diseñar e implementar un nuevo circuito de control; ya que tanto los voltajes como las corrientes manejadas son más elevadas que la capacidad del circuito diseñado para celdas solares. Concretamente 45.6V (V_{OV}) y 9.45 A (I_{SC}). Posteriormente se plantea seguir la metodología propuesta para Lock-in en celdas solares.

CAPITULO 3 RESULTADOS

3.1 Desarrollo y construcción del dispositivo EL/IR: celdas solares

Para modular la corriente que llega a la celda, se utilizó un circuito de alta corriente construido en LENERSE – CICY, por la entonces tesista Diana López-López (figura 3.1). Este dispositivo permite el flujo de la corriente de la fuente y posteriormente es modulada por la señal emitida por el generador de funciones.

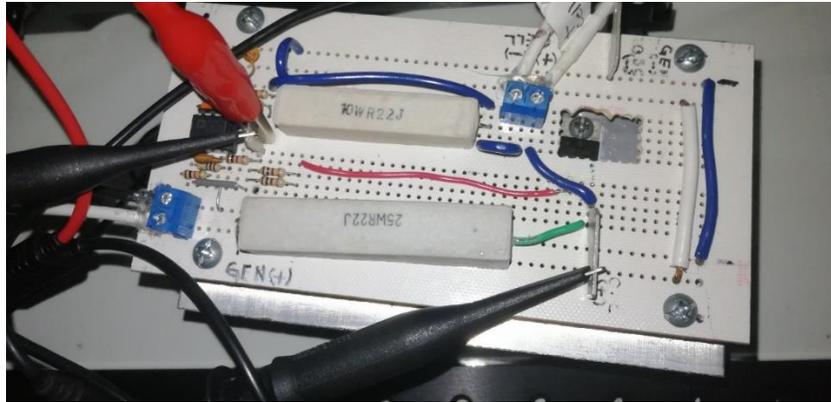


Figura 3.1 Circuito de alta corriente.

Se realizó la instalación del Setup para el análisis de celdas individuales, como se observa en la Figura 3.2. Esto con la finalidad de validar el software de control del sistema desarrollado en LabVIEW, así como el manejo del generador de funciones, fuente, y cámaras. Todo controlado desde una computadora.

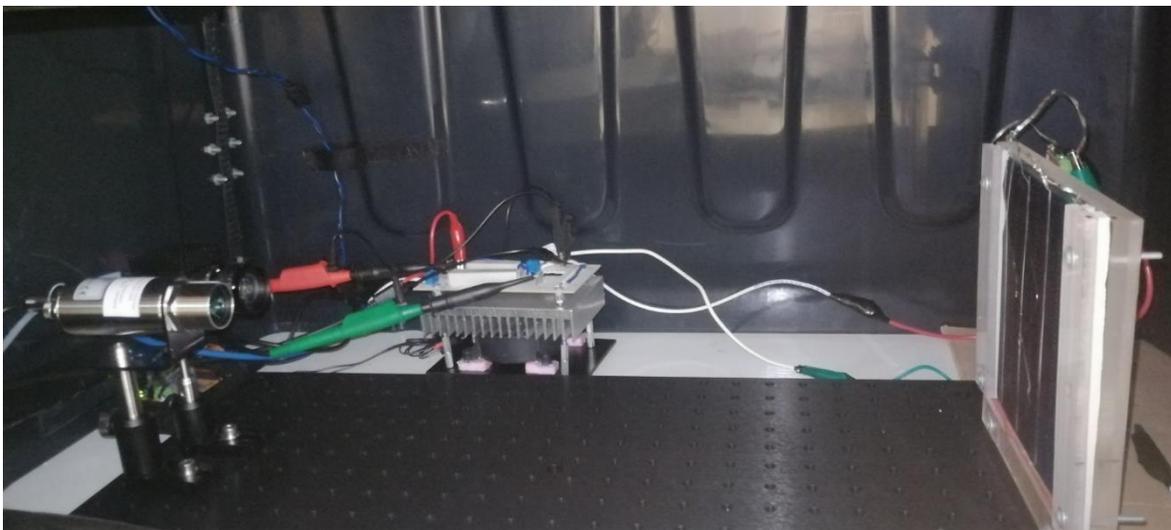


Figura 3.2 Desarrollo experimental del sistema, en condiciones de oscuridad.

Se generaron las imágenes EL y térmicas de una celda solar en condiciones regulares, como se observa en la figura 3.3.

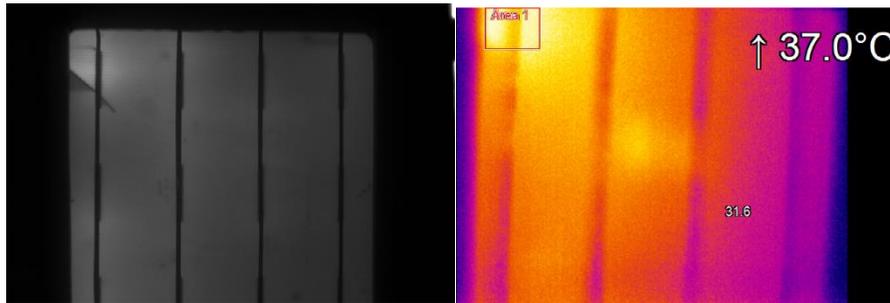


Figura 3.3 Imagen EL (izquierda) e IR (derecha) de una celda solar.

Posteriormente se realizó el mismo estudio con una celda solar con daños severos, como se aprecia en la figura 3.4. Esto para evaluar la diferencia entre señales.

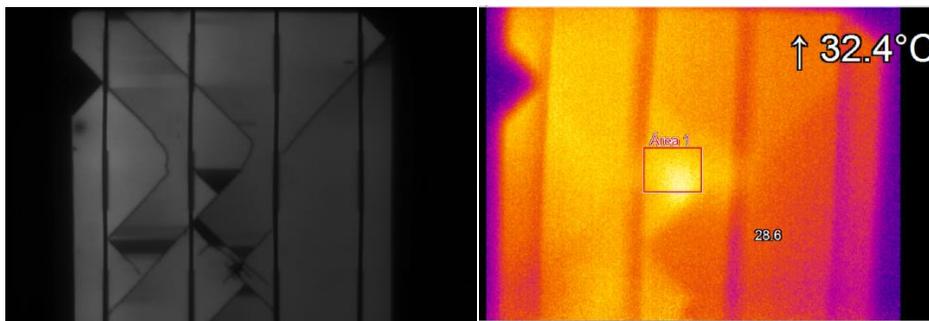


Figura 3.4 Imagen EL (izquierda) e IR (derecha) de una celda solar con daños severos.

Al combinar las técnicas de termografía infrarroja y de electroluminiscencia, es posible detectar anomalías térmicas microlocalizadas en una celda solar, con más información que utilizando únicamente termografía infrarroja.

Para realizar el Lock-in, se exploró utilizar las cámaras configurada a 30 fps (frames per seconds) y una señal modulada a 6 Hz. De esta manera se obtuvieron 5 imágenes por cada periodo completo de la señal de la celda solar. El procedimiento es representado en la figura 3.5.

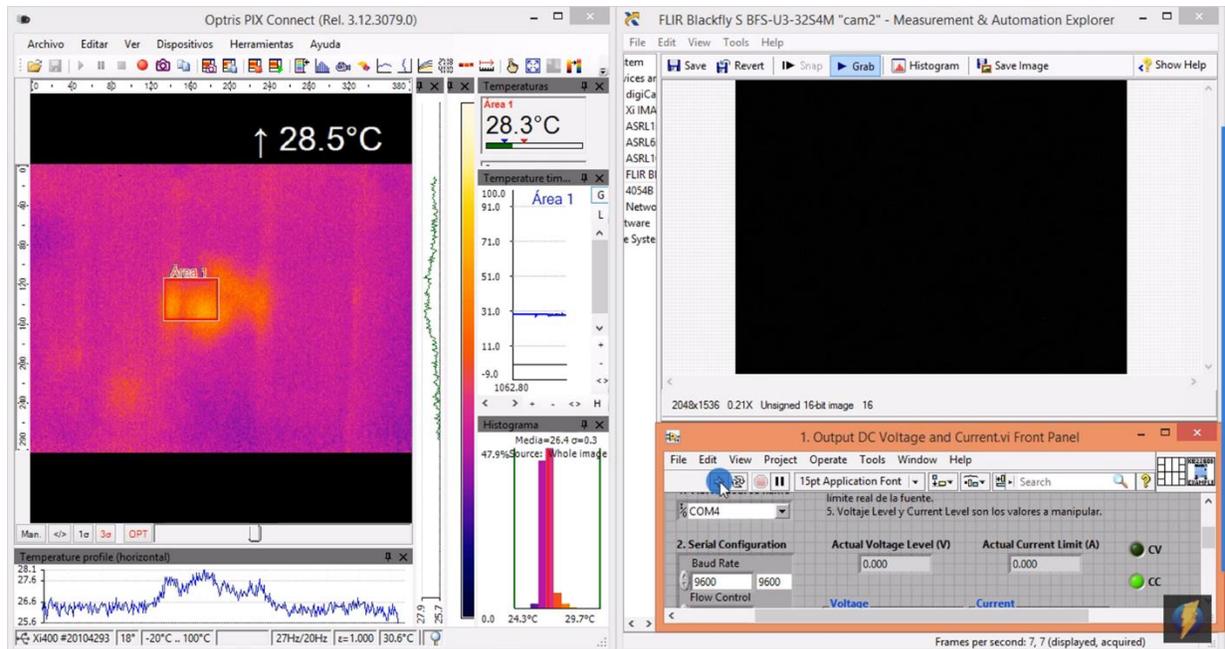


Figura 3.5 Imagen térmica (izquierda) y EL (derecha) de una celda solar. Se capturaron imágenes a 30 Hz y una corriente modulada de 6 Hz.

Este procedimiento, sin embargo, tiene el defecto de que las señales utilizadas para realizar las capturas de las cámaras y la de modulación, no están relacionadas directamente entre sí. Esto puede provocar desfases entre ambas señales dando como resultado imágenes que no guardan la misma distribución de tiempo entre sí. Para ello se explora el uso de una misma señal de origen para ambos usos, que ha sido implementado para el circuito de alta corriente para paneles solares.

(CM100TX). Esa ganancia y offset permiten controlar amplitud y valor promedio de la corriente en el panel solar.

Solo se utiliza uno de los seis canales del dispositivo IGBT, que está sobredimensionado para esta aplicación, pero listo para ser utilizado en el futuro para aplicaciones que puedan requerir mayor potencia. El IGBT se utiliza en régimen lineal, en el que el voltaje de gate es proporcional a la corriente de source (pines 27-29 del CM100TX).

Dicha corriente se ajusta con los potenciómetros R2 y R3 y se monitorea midiendo el voltaje en la resistencia de potencia R (0.1 ohms, 10 W)

La señal de referencia se acondiciona con el comparador LMC6081, que permite generar una señal de sincronización libre de ruido y oscilaciones, y a un nivel apropiado para las dos cámaras (0-5 Volts).

Finalmente, la corriente modulada de excitación llega al panel solar gracias a una fuente de voltaje de alta potencia y a través de la terminal drain del IGBT (pines 30-32) generando así su señal ELLI, misma que es capturada por las cámaras bajo el método de los 4 puntos.

Se añadieron aditamentos que no se habían requerido en el sistema anterior. Estos son: conectores MC4 para módulos FV, cables FV y fuente de poder de 380 W.



Figura 3.7 Setup del sistema preliminar.

Una vez terminado, se realizaron test con ambas cámaras hasta observar una señal EL.



Figura 3.8 Primera imagen EL del módulo FV.

Con el sistema validado, se construyó el circuito de alta corriente para realizar la modulación de la corriente para los módulos FV.

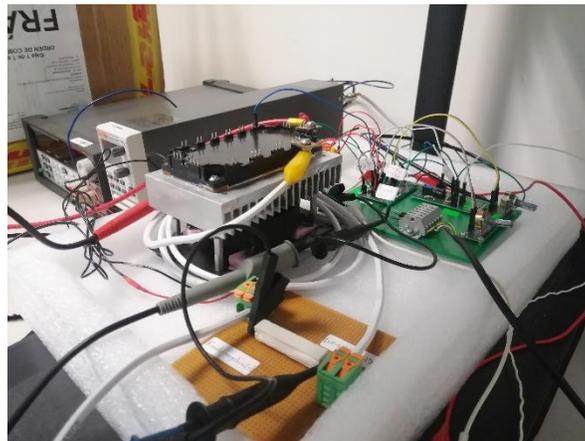


Figura 3.9 Prototipo del sistema de modulación para el circuito de alta corriente.

Este diseño detallado en la figura 3.6, y que se muestra construido en la figura 3.9, se validó utilizando una celda solar con finalidad de comprobar su correcto funcionamiento.



Figura 3.10 Diseño del circuito de alta corriente para módulos FV.

En este momento del proyecto se concretó la adquisición de la cámara SWIR Xenics bobcat 320, que supera ampliamente a nuestra cámara CCD BFS-U3-32S4M-C de FLIR.

En el *capítulo 2, metodología* se describe la eficiencia cuántica (QE) del sensor de la cámara FLIR. La QE de la cámara SWIR adquirida se describe en la figura 3.11, así como el espectro de emisión de las celdas solares de silicio.

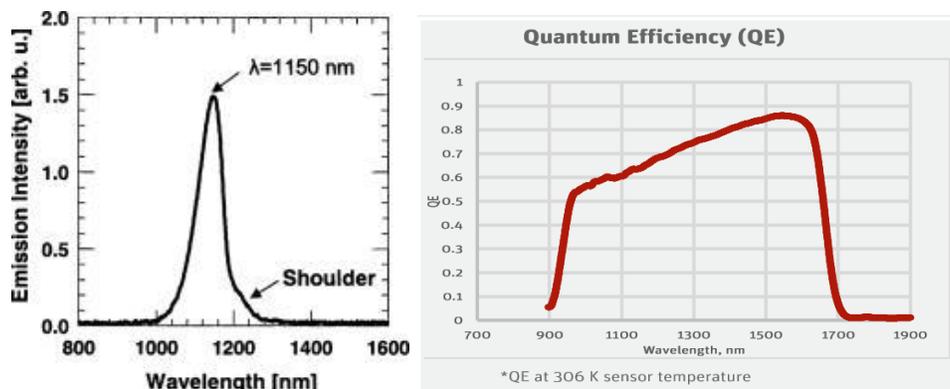


Figura 3.11 Espectro de emisión de una celda solar de silicio (izquierda) y QE de la cámara SWIR Xenics (derecha).

El detector InGaAs de la cámara Xenics, ofrece una cobertura especial en el espectro infrarrojo de onda corta (SWIR, por sus siglas en inglés), permitiendo una gran absorción en la emisión de las celdas solares en 1150 nm.

Ya instalada la cámara en conjunto con el circuito, se llevó a cabo el análisis de diversos módulos FV. Se utilizaron 2 módulos FV para el análisis cualitativo de las imágenes obtenidas. Esto en condiciones ambientales fuera de laboratorio: se realizan pruebas a mayor escala, permitiendo un poco de ruido en la señal (irradiación difusa que entra al taller).



Figura 3.12 Setup final para mediciones en Lock-in.

3.3 Mediciones ELLI y LIT en paneles solares

El primer módulo FV analizado, identificado con la clave “Bravo”, presenta diversos golpes que son visibles por la ruptura del cristal frontal. El marco tiene dobleces que imposibilitan una correcta sujeción del cristal / EVA / celda solar / EVA / placa posterior. En general, este panel queda fuera de servicio por los daños visibles, aunque no exista una evaluación de cada celda.



Figura 3.13 Módulo FV *Bravo*.

El análisis se realizó de la siguiente manera:

Se realizaron 1000 capturas de imágenes, donde cada 4 imágenes corresponden a un periodo completo de corriente en el módulo FV. Se eligieron 4 imágenes por periodo de modulación para ejecutar el método de 4 puntos [34].

Como no existe una metodología o norma establecida para hacer el método de 4 puntos (Lock-in) en imágenes de electroluminiscencia, se hizo un proceso exhaustivo de captura de imágenes modificando las variables de corriente y frecuencia con el objetivo de encontrar la combinación más apta.

Idealmente, es deseable poder trabajar con la corriente más baja posible, lo que permite utilizar electrónica de menor potencia y costo, y minimizar el estrés térmico de los paneles. También, es deseable trabajar a altas frecuencias, para reducir el tiempo de adquisición.

En este punto es importante aclarar que para obtener una imagen de electroluminiscencia es necesario alcanzar el voltaje de circuito abierto (V_{OC}). En cuanto a la corriente, se recomienda alcanzar la corriente de corto circuito (I_{SC}). La corriente I_{SC} nos entrega la señal de EL más alta posible, sin embargo, es posible observar esta señal desde corrientes más bajas, pero con una menor intensidad. Esto es conveniente ya que aplicando el método de 4 puntos se podría utilizar corrientes más bajas, abaratando así costes para el dispositivo que energiza al módulo FV.

La corriente utilizada en las pruebas comienza en 1A hasta 9A que es la corriente I_{SC} . Los cambios son cada 1A por lo que se realizan 9 mediciones distintas en corriente. Por su parte, la frecuencia de modulación de corriente comienza en 1 Hz y finaliza en 10 Hz. De igual manera cambia cada 1 Hz. La siguiente matriz representa las mediciones realizadas:

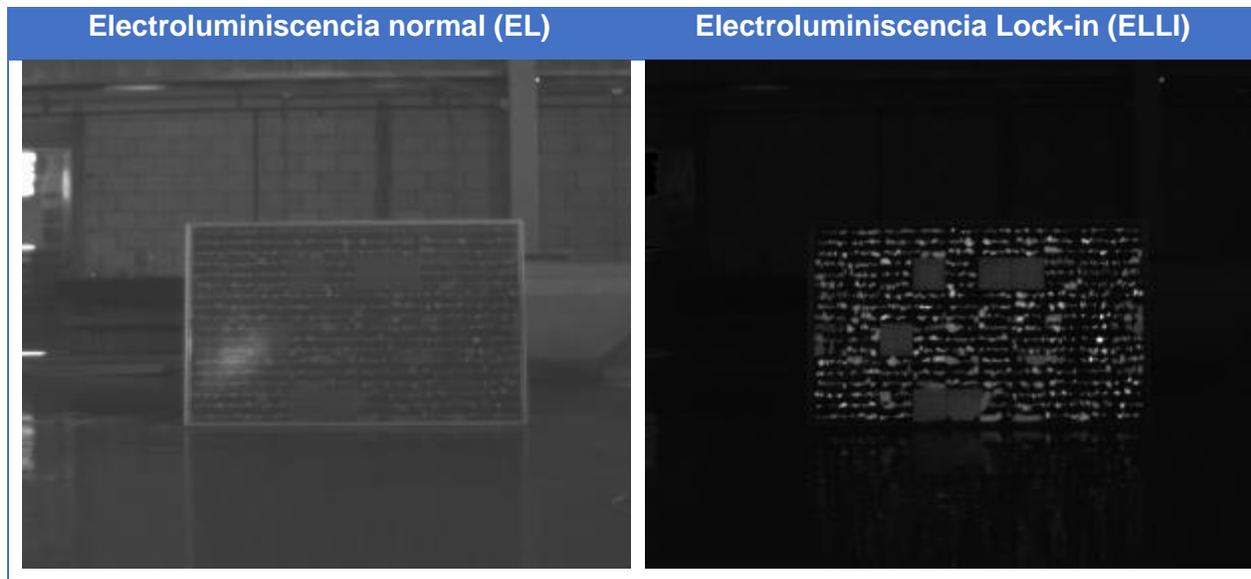
Tabla 3.1 Matriz de imágenes generadas con las variables Frecuencia y Corriente: 1000 imágenes para cada combinación.

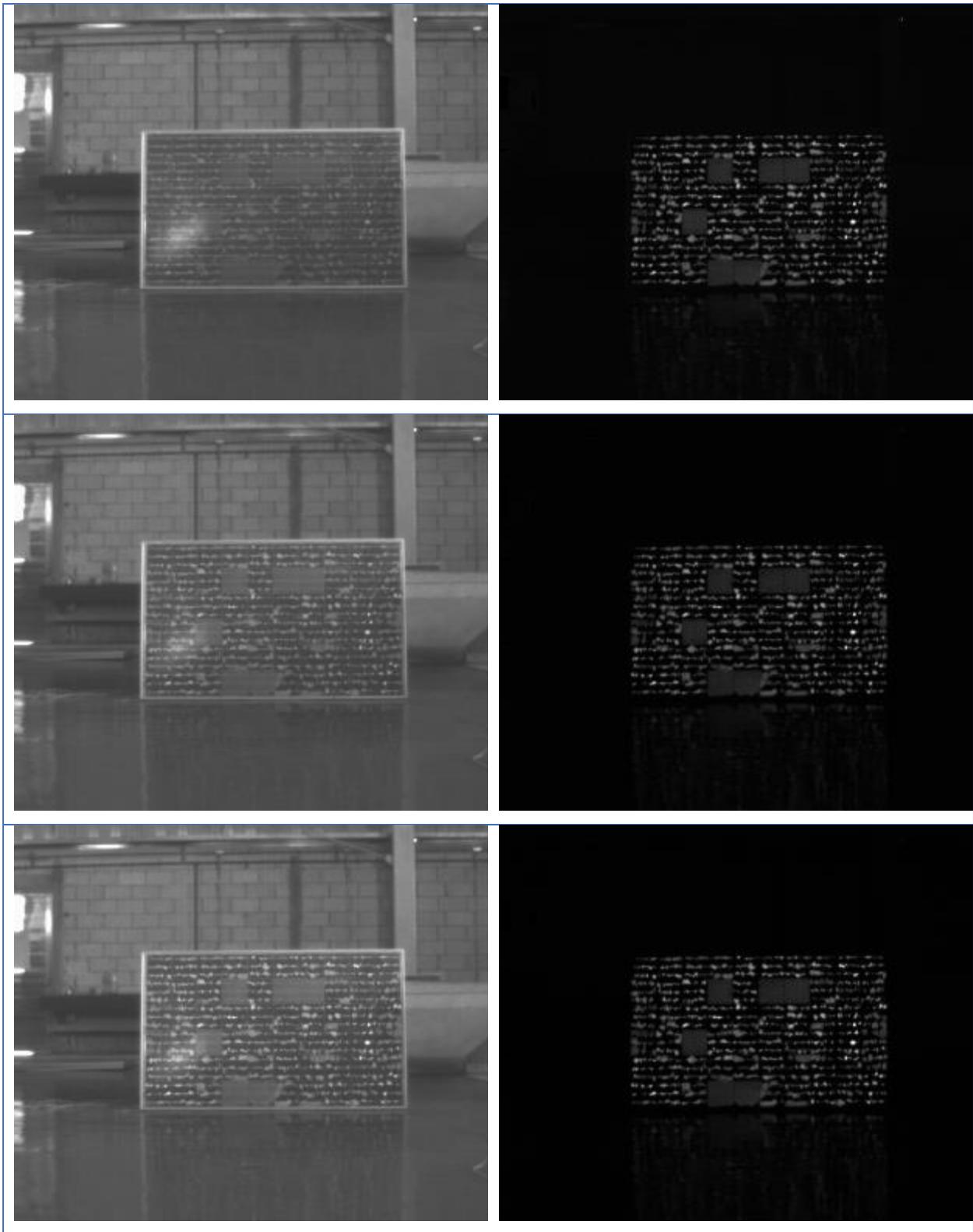
| | | Frecuencia de modulación del circuito | | | | | | | | | |
|--------------------------------|----|---------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| | | 1 Hz | 2 Hz | 3 Hz | 4 Hz | 5 Hz | 6 Hz | 7 Hz | 8 Hz | 9 Hz | 10 Hz |
| Corriente aplicada al circuito | 1A | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | 2A | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | 3A | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | 4A | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | 5A | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | 6A | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | 7A | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | 8A | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| | 9A | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |

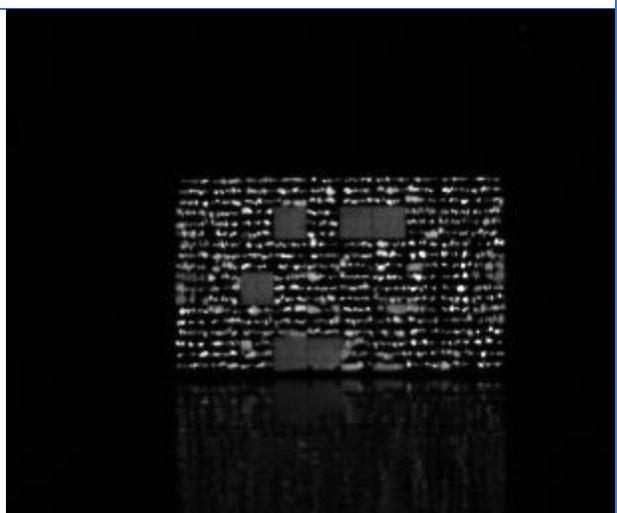
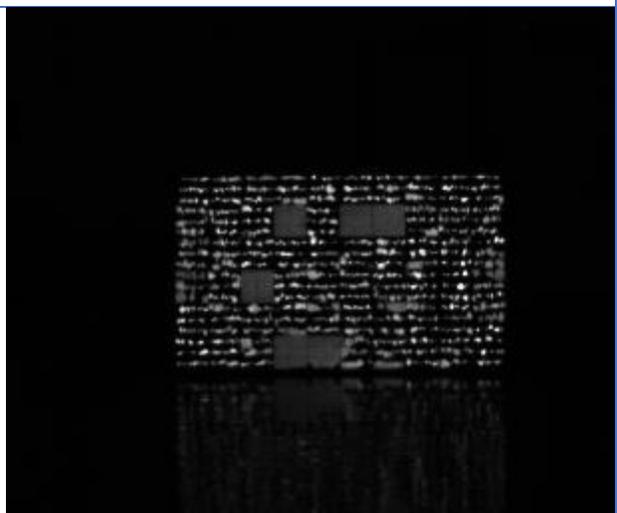
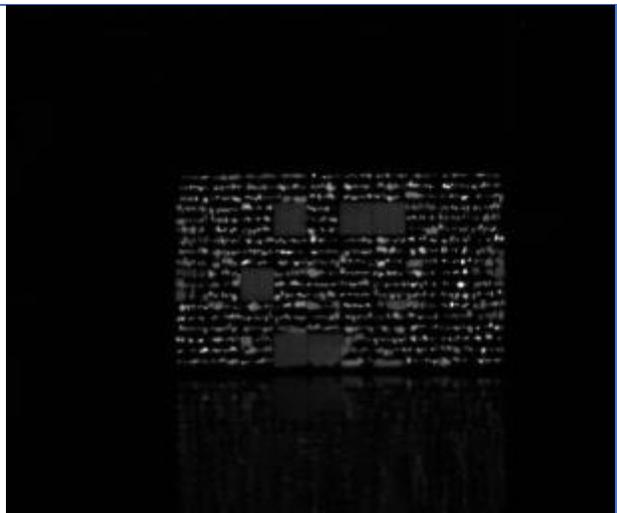
Al finalizar las mediciones, se tienen 90 mil imágenes en sus distintas combinaciones. Se han elegido 1000 imágenes por combinación ya que se busca explorar el número ideal de capturas, pero se presume que pueda ser muy inferior ya que el modelo de los 4 puntos solo requiere las 4 imágenes por periodo completo. Un análisis por explorar es utilizar cada resultado del modelo, sumarlos y promediar para disminuir el ruido en la señal de EL.

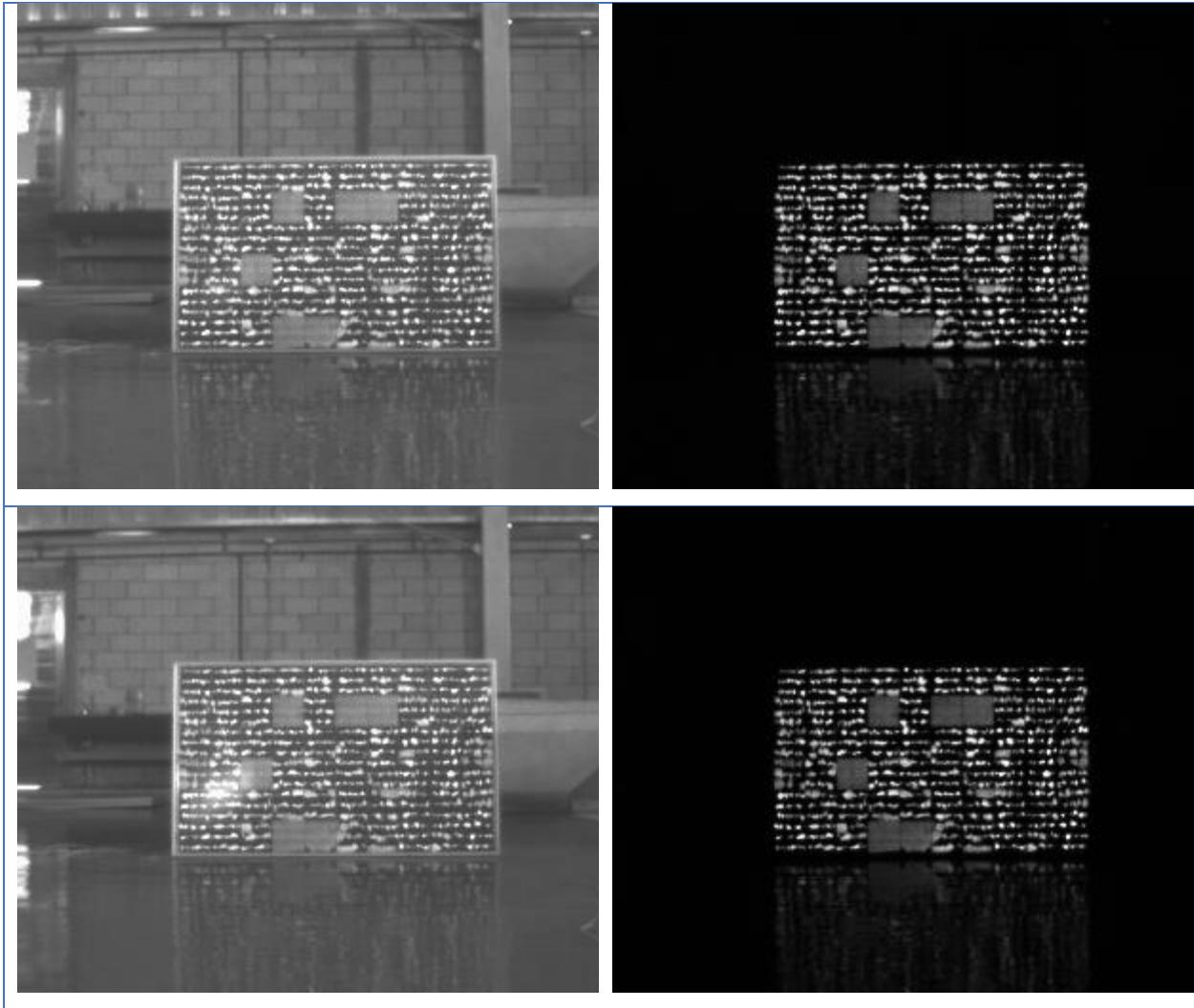
Algunos resultados son los siguientes:

Tabla 3.2 Comparación de EL y ELLI del módulo FV *Bravo* a 1 Hz de frecuencia de modulación. En orden descendente las imágenes corresponden a 1A, 2A, 3A, 4A, 5A, 6A, 7A, 8A y 9A.







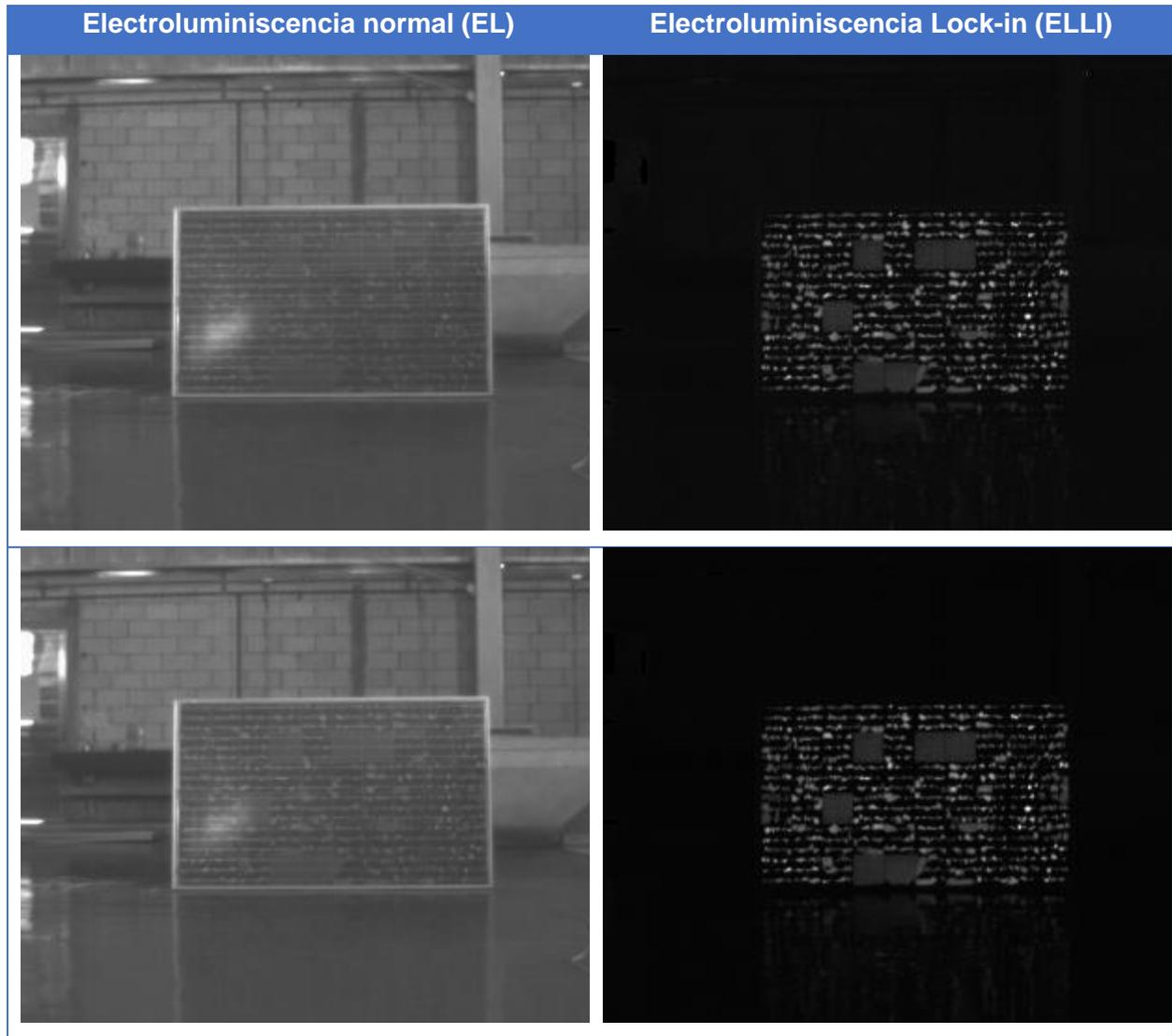


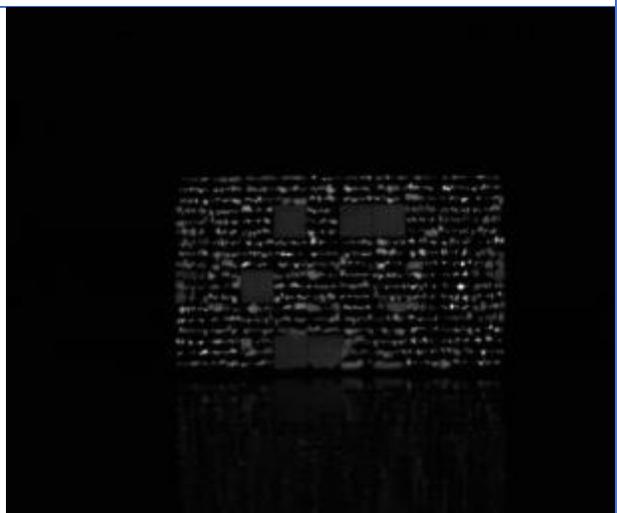
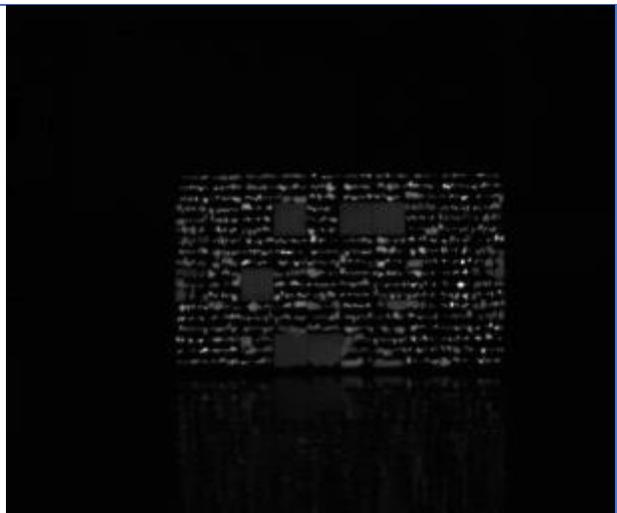
Se puede observar claramente que el algoritmo de 4 puntos consigue eliminar el fondo de las imágenes, ya que toda la luz de fondo es sustraída, dejando únicamente las señales que presentan modulación síncrona. Obsérvese cómo hay una reflexión intensa de luz ambiente (a la izquierda, sobre la segunda celda de la tercera línea), que desaparece de la imagen Lock-in gracias al efecto sustractivo del fondo.

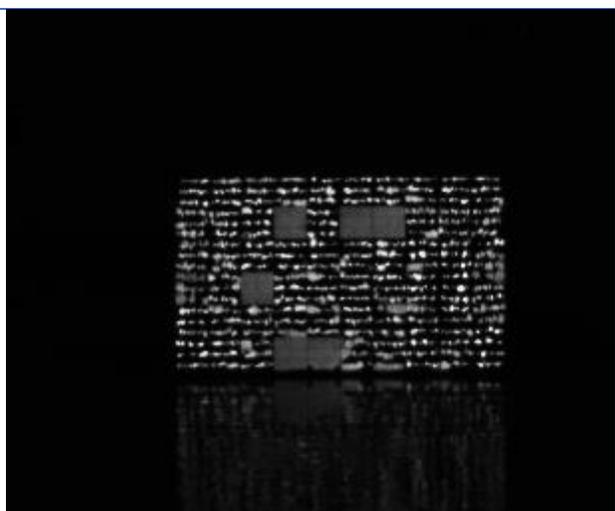
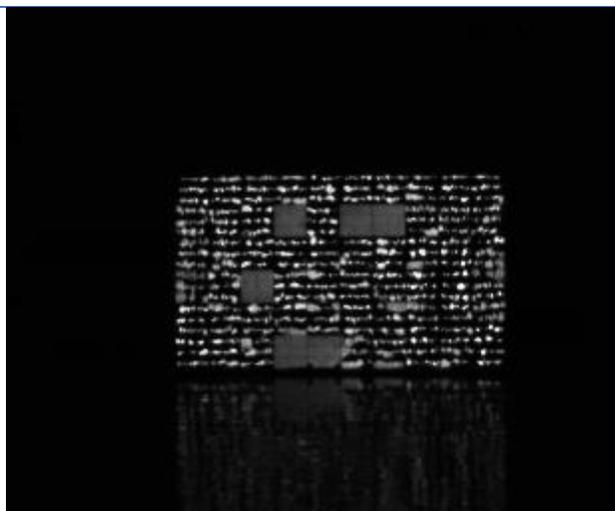
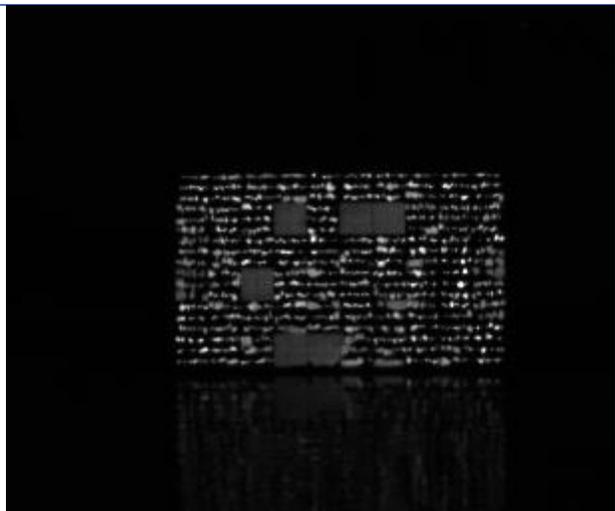
Igualmente, en este caso se observa cómo la intensidad de la señal EL aumenta gradualmente con la amplitud de corriente. Sin embargo, es de resaltar que incluso para la corriente más baja (1A), la imagen ELLI se distingue con claridad, no así la imagen de EL normal, dónde la señal es tenue.

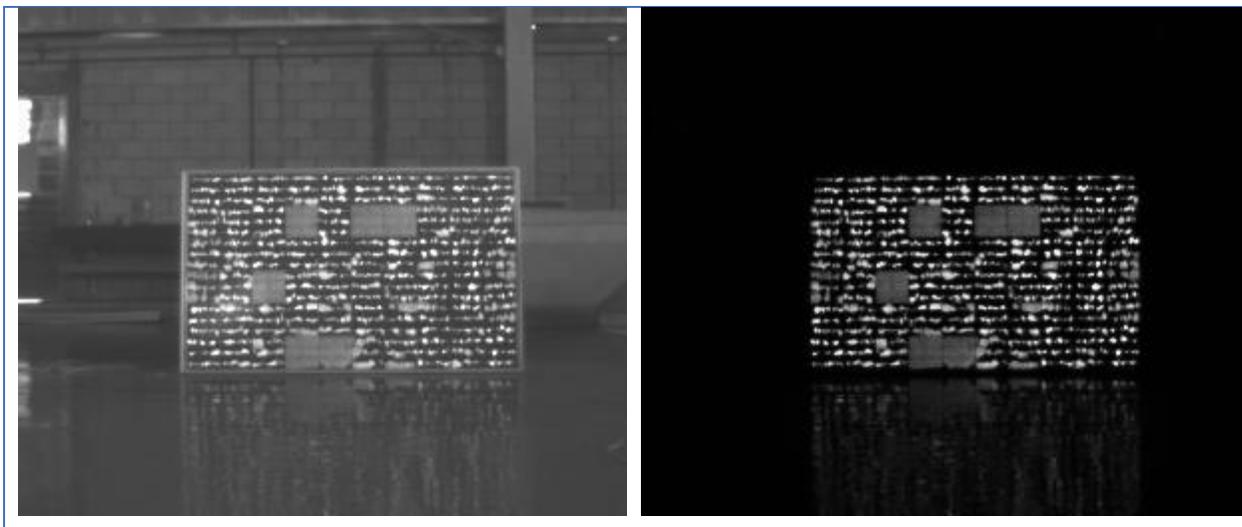
En este panel se observa que solo 6 celdas sobrevivieron a la tormenta tropical.

Tabla 3.3 Comparación de EL y ELLI del módulo FV *Bravo* a 10 Hz de frecuencia de modulación. En orden descendente las imágenes corresponden a 1A, 2A, 3A, 4A, 5A, 6A, 7A, 8A y 9A.









Con una modulación a 10 Hz, se observan resultados similares a los obtenidos con 1 Hz, sin embargo, la adquisición es 10 veces más rápida.

Por otra parte, la inspección termográfica se realizó con los mismos parámetros de frecuencia y corriente elegidos para la electroluminiscencia.

Las imágenes termográficas tradicionales (figura 3.14, izquierda) permiten identificar un gran número de puntos calientes asociados a las celdas fracturadas, también se observan puntos fríos (oscuros) donde ya no hay circulación de corriente. Las celdas no dañadas muestran temperaturas más uniformes en sus superficies.

En lo que toca a las imágenes basadas en Lock-in, el ruido fue más elevado que la señal térmica, imposibilitando una imagen útil del panel solar. Este resultado indica que la imagen térmica corresponde a la temperatura superficial del cristal frontal, antes que las celdas solares. La captura y pérdida de calor se ve retardado por este cristal, por lo que el aumento de calor tiene un desfase con el aumento de corriente que circula hacia el panel solar.

Conociendo esto, se exploró dar espacios de tiempo más prolongados para permitir al cristal variar su temperatura, encontrando un patrón de aumento y descenso de temperatura en los 50 mHz de frecuencia de modulación, como puede observarse en la figura 3.14.

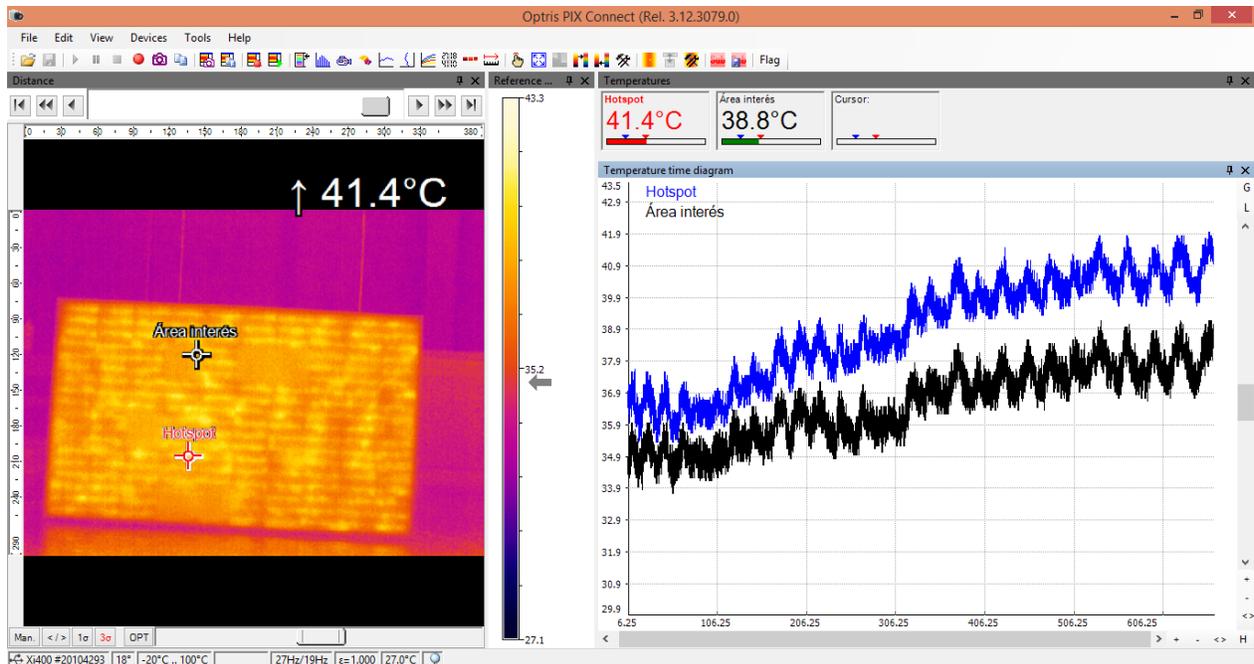


Figura 3.14 Comportamiento térmico en el tiempo del módulo FV *Bravo* con una modulación de 50 mHz y 9A.

La temperatura inicial corresponde a una temperatura ambiente del módulo FV. Esta va incrementando conforme se excita con la corriente de modulación, hasta alcanzar una temperatura superior donde se estabiliza y se obtiene una respuesta térmica modulada. El método de los 4 puntos se ejecutó en la sección estabilizada y el resultado puede observarse en la Figura 3.15.

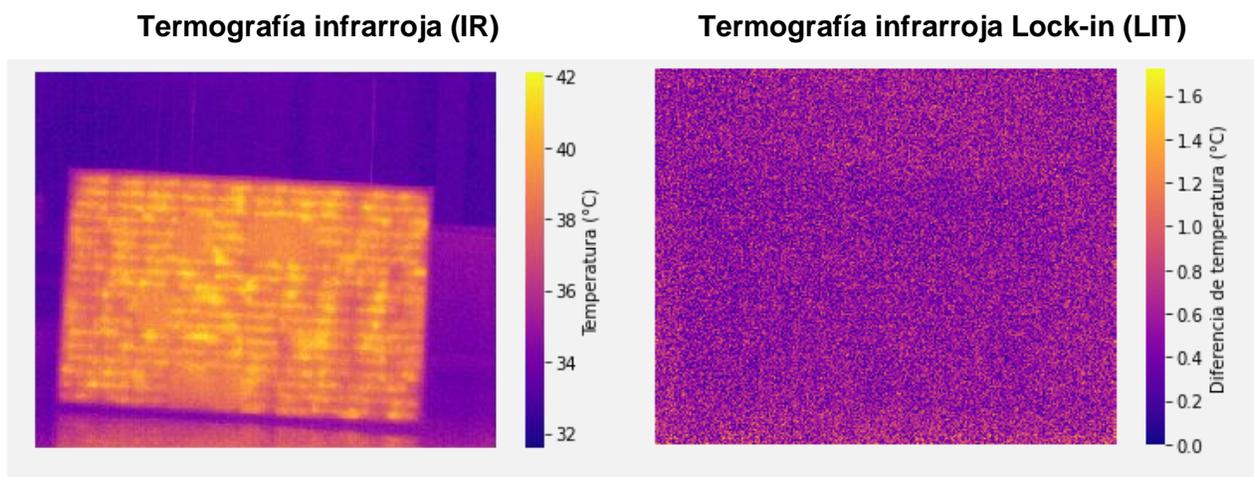


Figura 3.15 Comparación de IR y LIT del módulo FV *Bravo* a 50 mHz de frecuencia de modulación y 9A en corriente.

Una explicación a la falta de señal en la imagen Lock-in, es que las variaciones de temperatura obtenidas son inferiores a la resolución de 0.1 °C, lo que impide su observación. Un problema adicional es que el fondo varía dentro del período de modulación. Como se observa en la figura 3.14, no hay una forma sinusoidal bien definida en toda la sección estudiada, imposibilitando así que los 4 puntos se encuentren equidistantes.

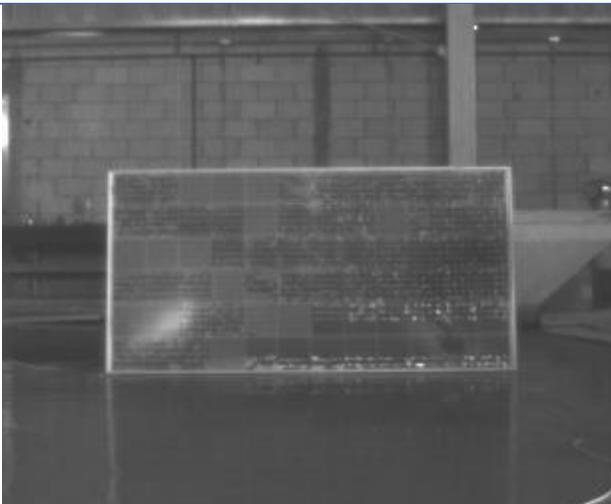
El segundo módulo FV analizado, identificado con la clave “Charlie”, presenta una perforación provocada por otro módulo FV que se separó de su estructura y lo impactó como proyectil. El impacto ha sido severo y visualmente se cataloga como pérdida total.

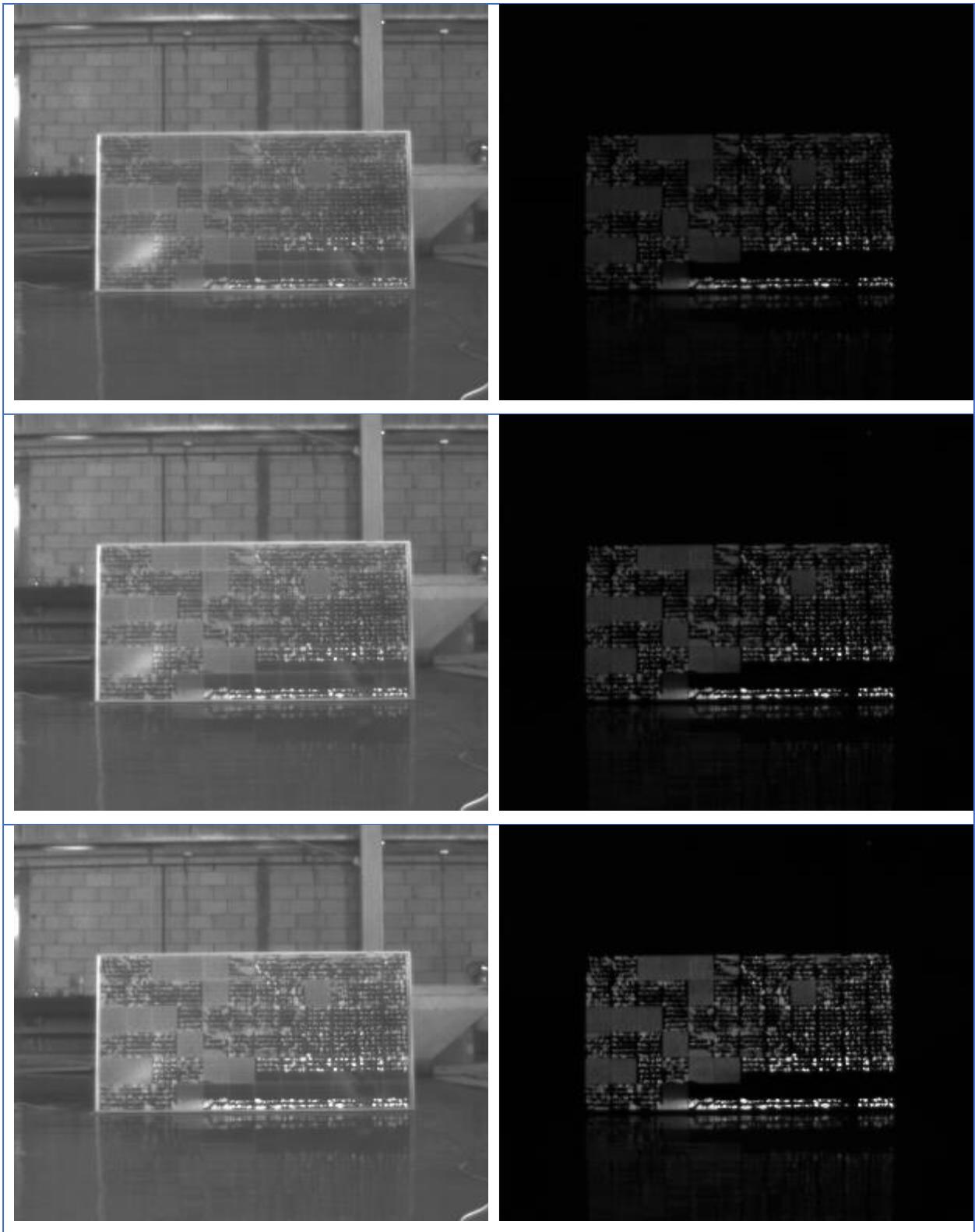


Figura 3.16 Módulo FV *Charlie*.

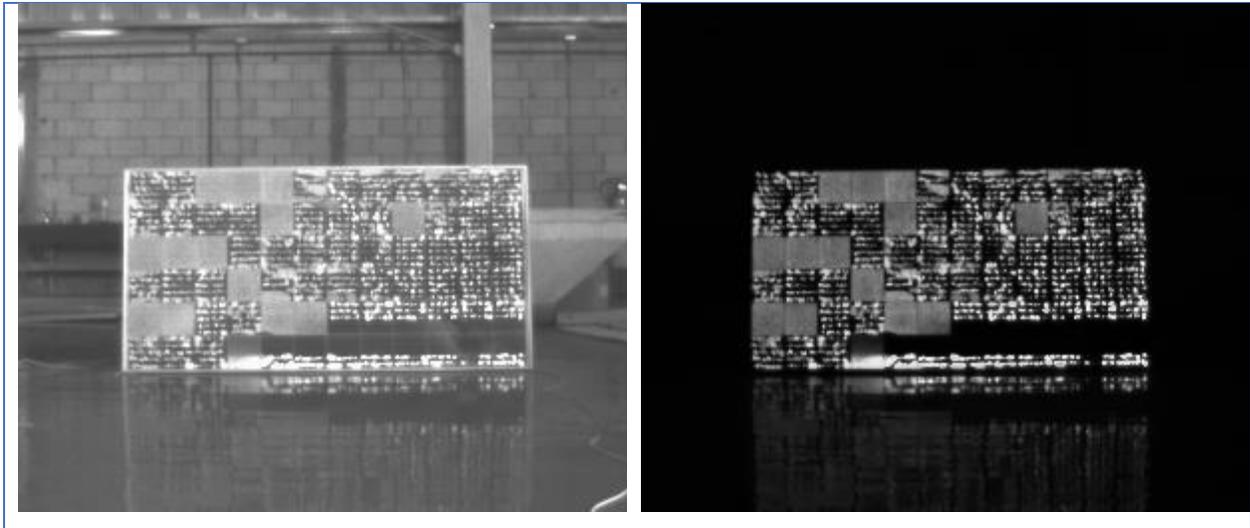
Se realizó el mismo mecanismo de medición que con el módulo FV *Bravo*. Los resultados se observan en la tabla 3.5.

Tabla 3.4 Comparación de EL y ELLI del módulo FV *Charlie* a 1 Hz de frecuencia de modulación. En orden descendente las imágenes corresponden a 1A, 2A, 3A, 4A, 5A, 6A, 7A, 8A y 9 A.

| Electroluminiscencia normal (EL) | Electroluminiscencia Lock-in (ELLI) |
|--|---|
|  |  |
|  |  |





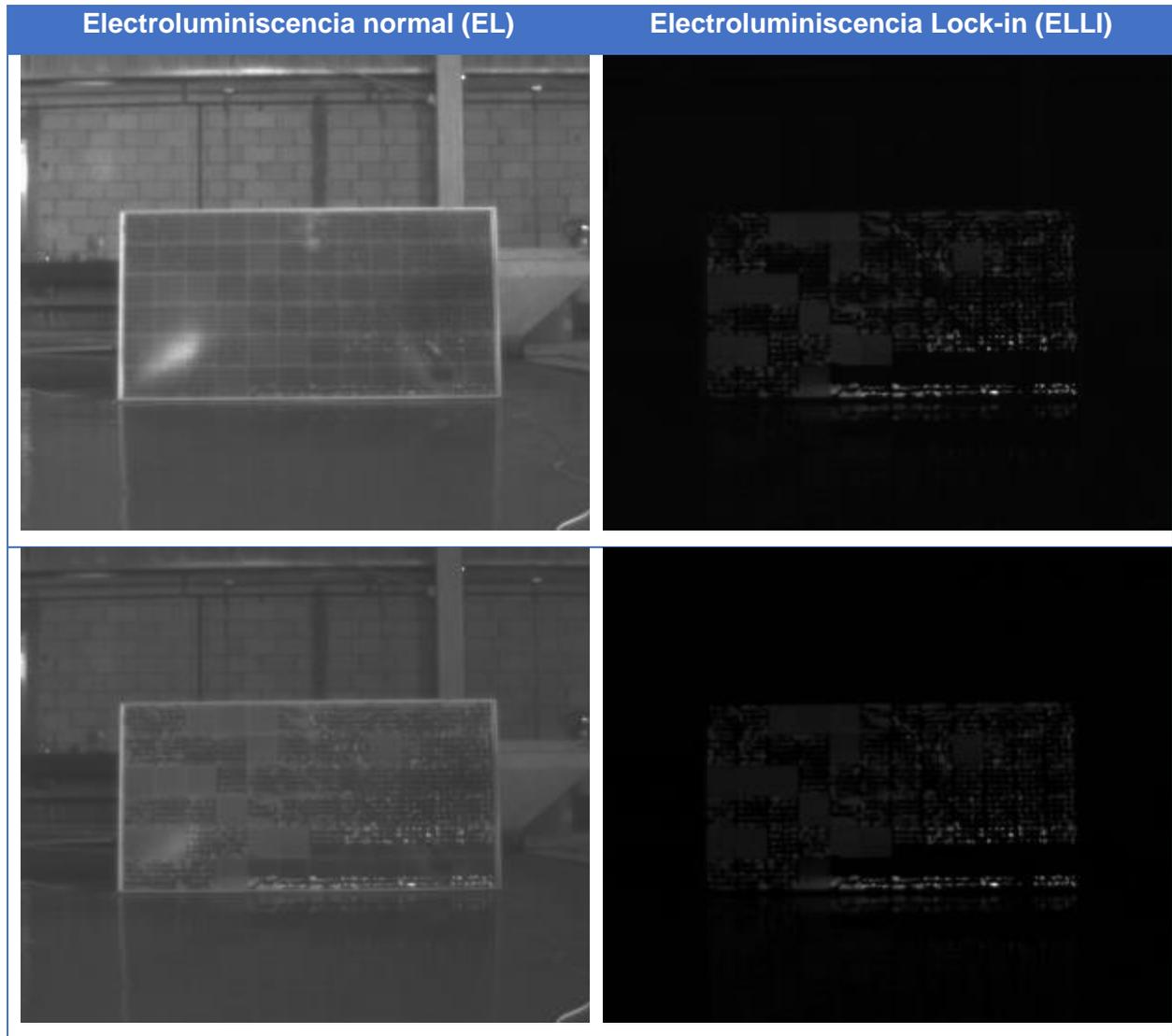


En este panel solar también se puede observar que el algoritmo de 4 puntos consigue eliminar el fondo de las imágenes. Al mismo tiempo la reflexión de la luz ambiente que se observa en las primeras mediciones es suprimido con el esquema Lock-in.

Las mediciones demuestran la magnitud de los daños, pero el esquema ELLI lo exhibe desde la corriente más baja del muestreo (1A).

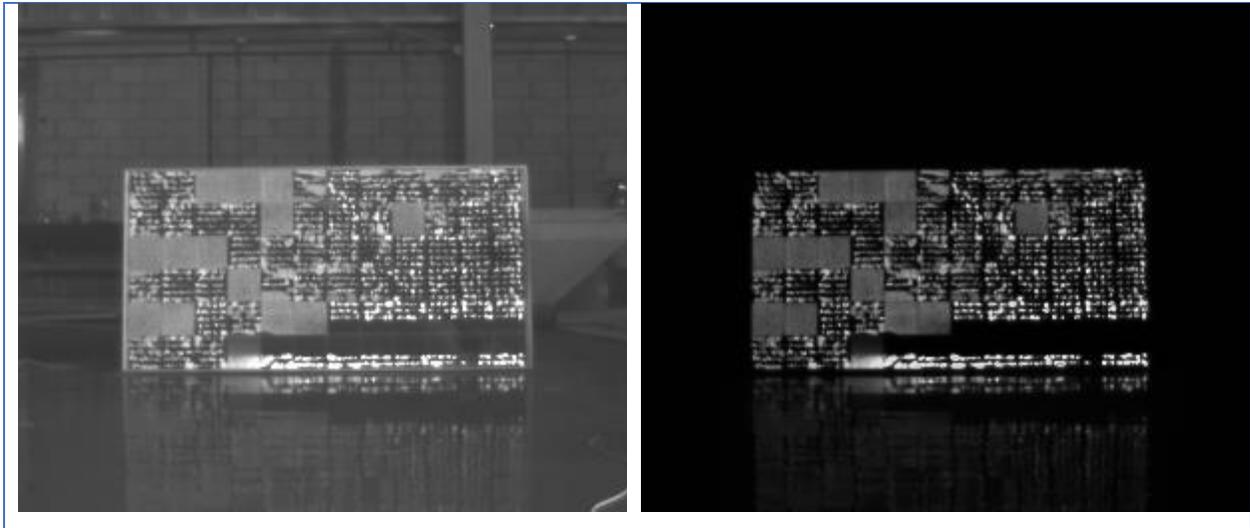
Ya que este panel solar tiene daños visibles más severos que el anterior, se esperaba ver esta tendencia en su señal EL. Sin embargo, se observa que 13 celdas solares resistieron a la tormenta tropical. Esto da pauta a proponer el esquema ELLI sobre la inspección visual para la cuantificación de daños en paneles solares.

Tabla 3.5 Comparación de EL y ELLI del módulo FV *Charlie* a 10 Hz de frecuencia de modulación. En orden descendente las imágenes corresponden a 1A, 2A, 3A, 4A, 5A, 6A, 7A, 8A y 9A.









Al igual que el primer panel solar, con una modulación a 10 Hz se observan resultados similares a los obtenidos con 1 Hz, por lo que podemos dar preferencia a frecuencias altas por su rápida adquisición de imágenes.

La imagen térmica tradicional de este panel solar (figura 3.16, izquierda) ha revelado una zona amplia donde la temperatura no aumentó tanto como sí lo hizo el resto del panel solar. Esto es debido a que no hay circulación de corriente. Incluso se alcanza a observar un punto azul donde se localiza el agujero. En el resto del panel se observan unas pocas celdas que mantienen una temperatura uniforme, el resto se aprecian con variaciones térmicas.

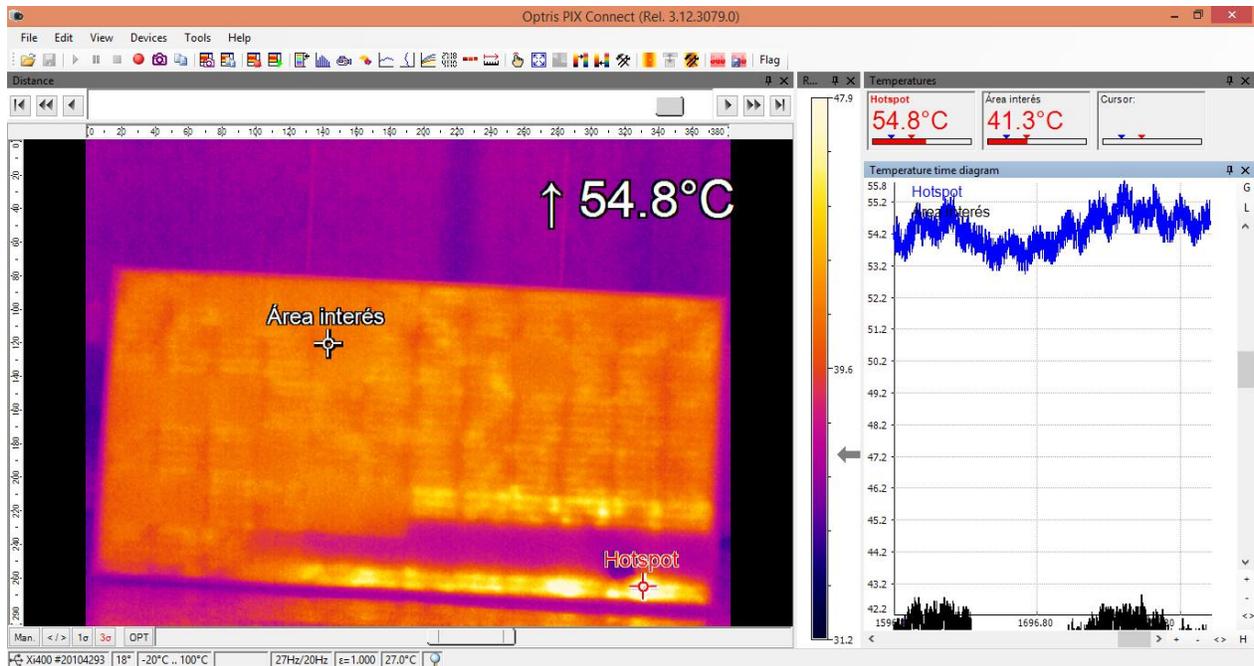


Figura 3.17 Comportamiento térmico en el tiempo del módulo FV *Charlie* con una modulación de 50 mHz y 9A.

Este análisis descubrió pequeñas variaciones entre ciclos de modulación. Posiblemente es producto de la morfología del cristal frontal que se encuentra gravemente dañado. Por su parte, la imagen Lock-in tampoco logra entregar información suficiente, como se puede constatar en la Figura 3.18.

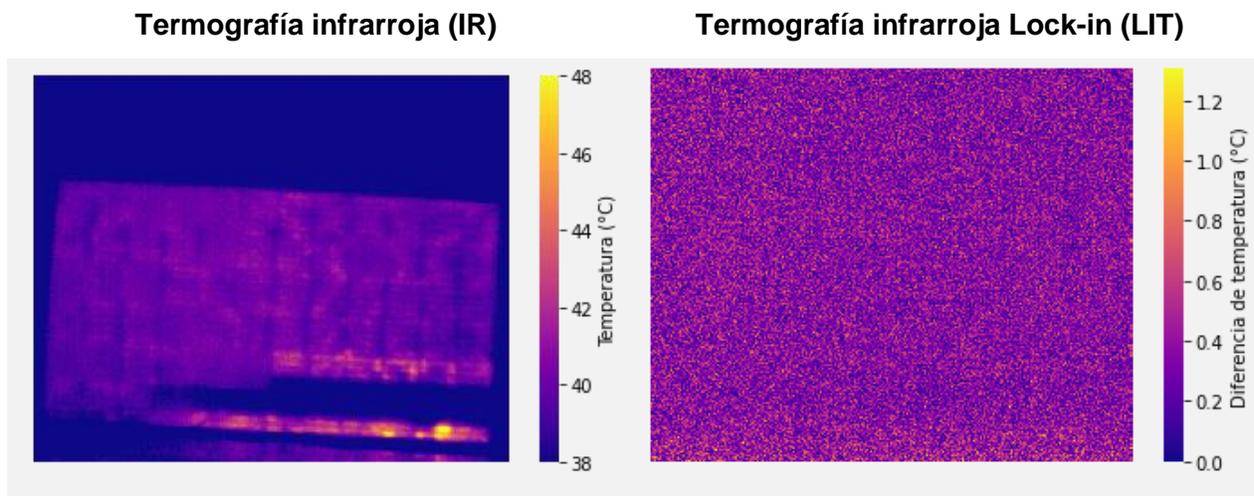


Figura 3.18 Comparación de IR y LIT del módulo FV *Charlie* a 50 mHz de frecuencia de modulación y 9A en corriente.

Del estudio térmico podemos rescatar la imagen IR, que es el estándar en análisis de módulos FV. En estas imágenes se observan anomalías térmicas provocadas por rupturas severas, aunque no se alcanza a percibir a detalle las celdas que están saludables, a diferencia de las imágenes de electroluminiscencia.

3.3 Caso de estudio: paneles solares de LENERSE – CICY.

Para observar un módulo FV sin afectaciones, se realizó una inspección termográfica al sistema FV del edificio LENERSE de la Unidad de Energía Renovable de CICY, ubicado en el Parque Científico y Tecnológico de Yucatán (PCTY).



Figura 3.19 Sistema FV de LENERSE, ubicado en el PCTY.

Cuando se realizó la medición, sin embargo, se pudo observar que existen paneles solares que tienen degradaciones que se manifiestan con la presencia de hotspot, como se puede observar en la figura 3.18. Estos hotspot tienen patrones irregulares tanto de forma individual como en conjunto (sistema FV), por lo que es poco probable que se hayan originado por sombras en el sistema.

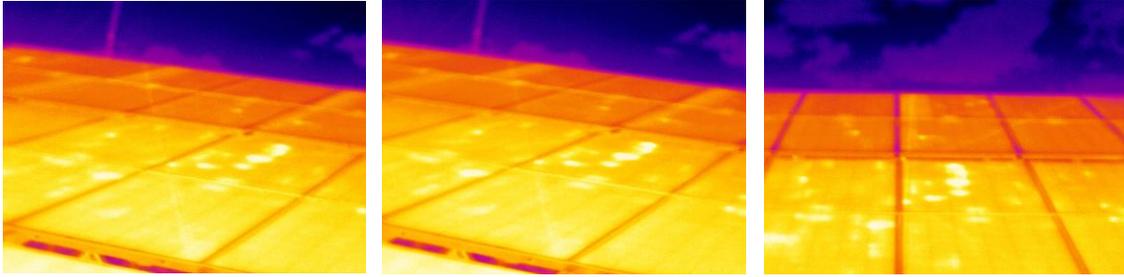


Figura 3.20 Sistema FV de LENERSE con hotspot.

Con esta observación se ha podido tomar acciones que lleven a mitigar los daños en el sistema FV. Se observó, por ejemplo, la presencia de hotspot en línea recta que obedece a la trayectoria de un lazo que se utilizó para proteger al sistema ante los vientos de la temporada de huracanes. Este lazo, sin embargo, ocasionó sombras que después de un tiempo llevó a la aparición de hotspot. El resto de hotspot que se pueden observar merecen un estudio individual para determinar causas que lleven a tomar acciones en beneficio del sistema, para preservarlo por más tiempo.

Se ha tomado uno de los módulos FV más saludables -de acuerdo con el estudio térmico en sitio- de este sistema, para una evaluación con nuestro esquema ELLI. Este módulo FV se le asigna la clave “Alpha” como identificación.

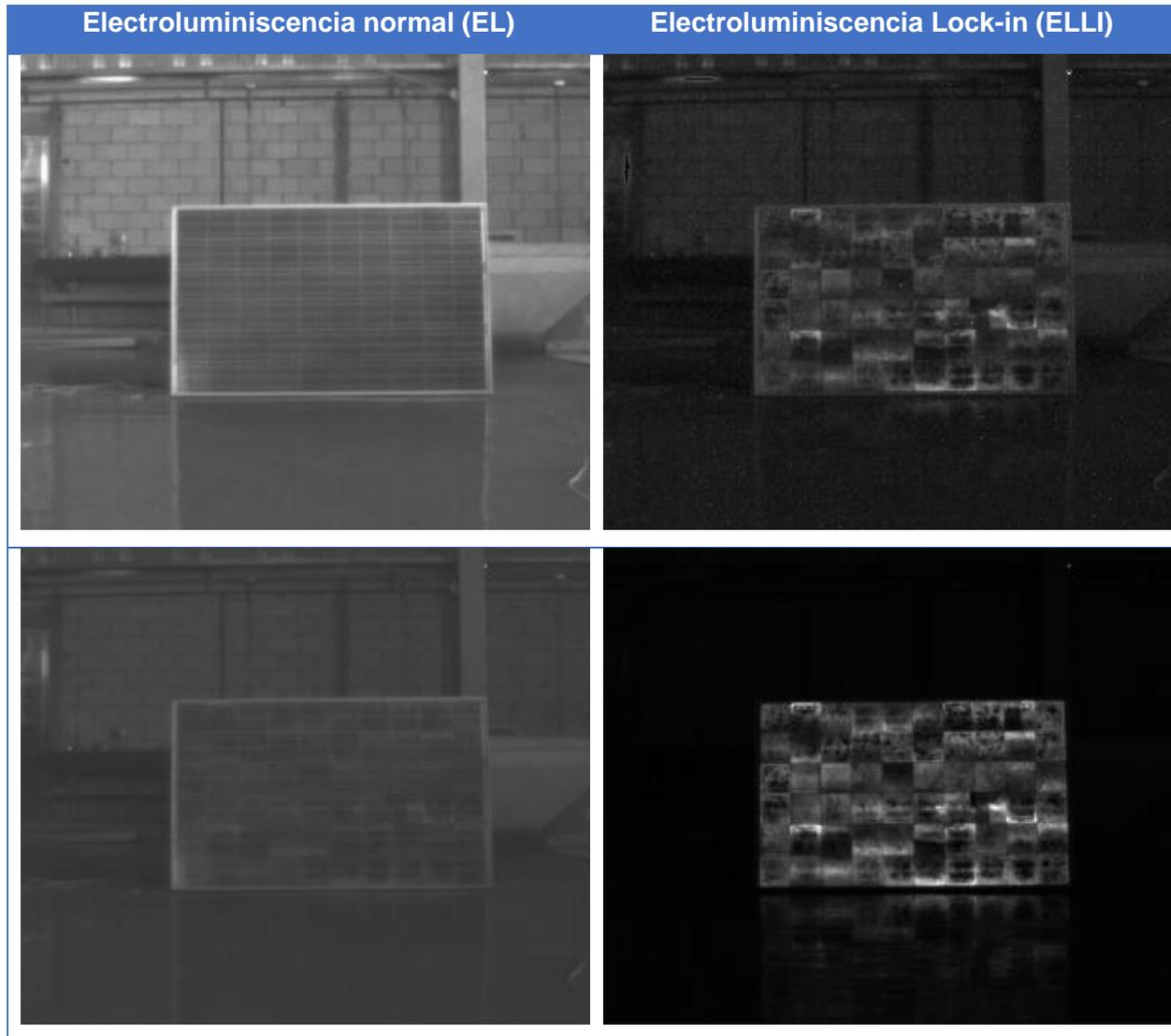


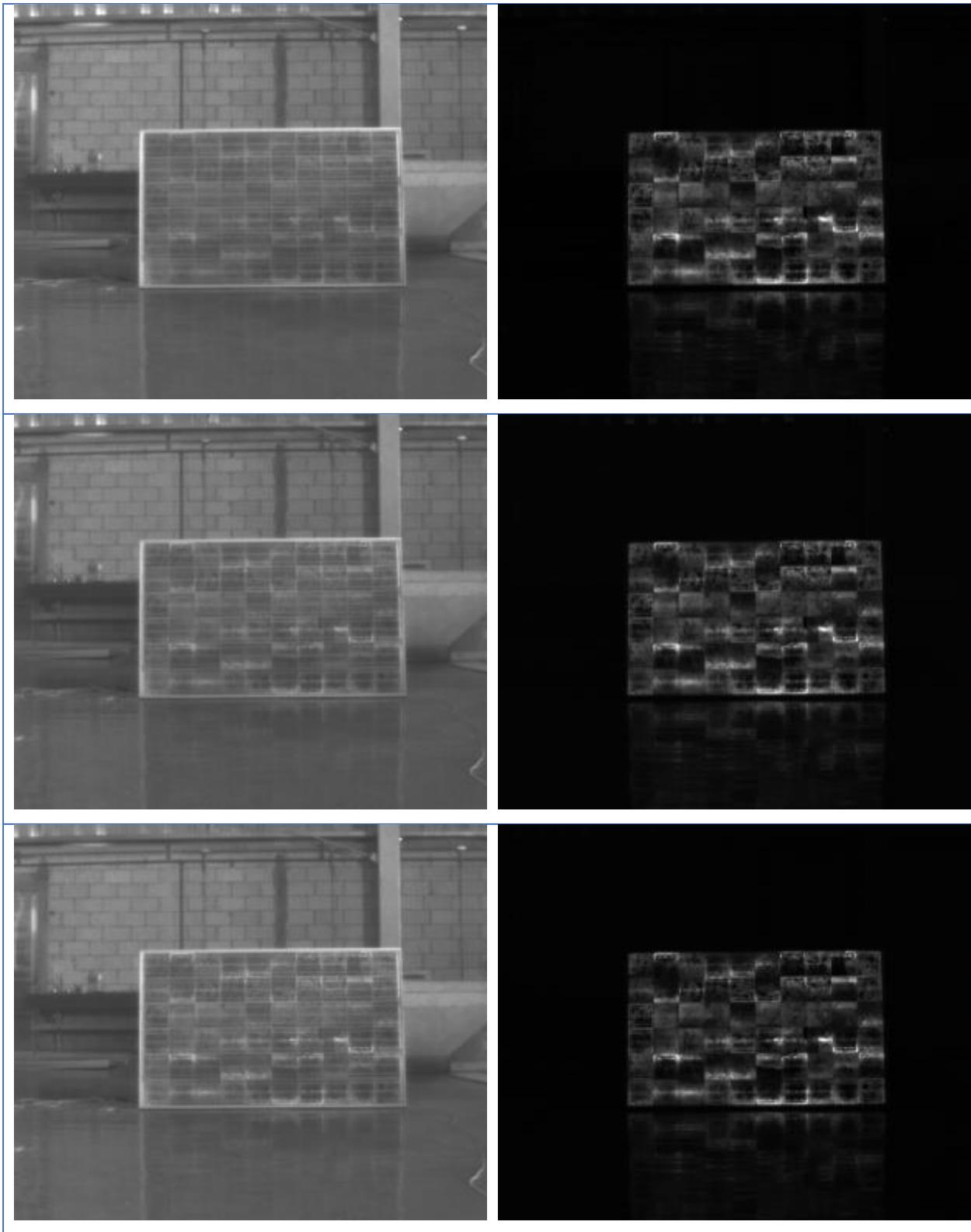
Figura 3.21 Módulo FV *Alpha*, seleccionado para las mediciones ELLI.

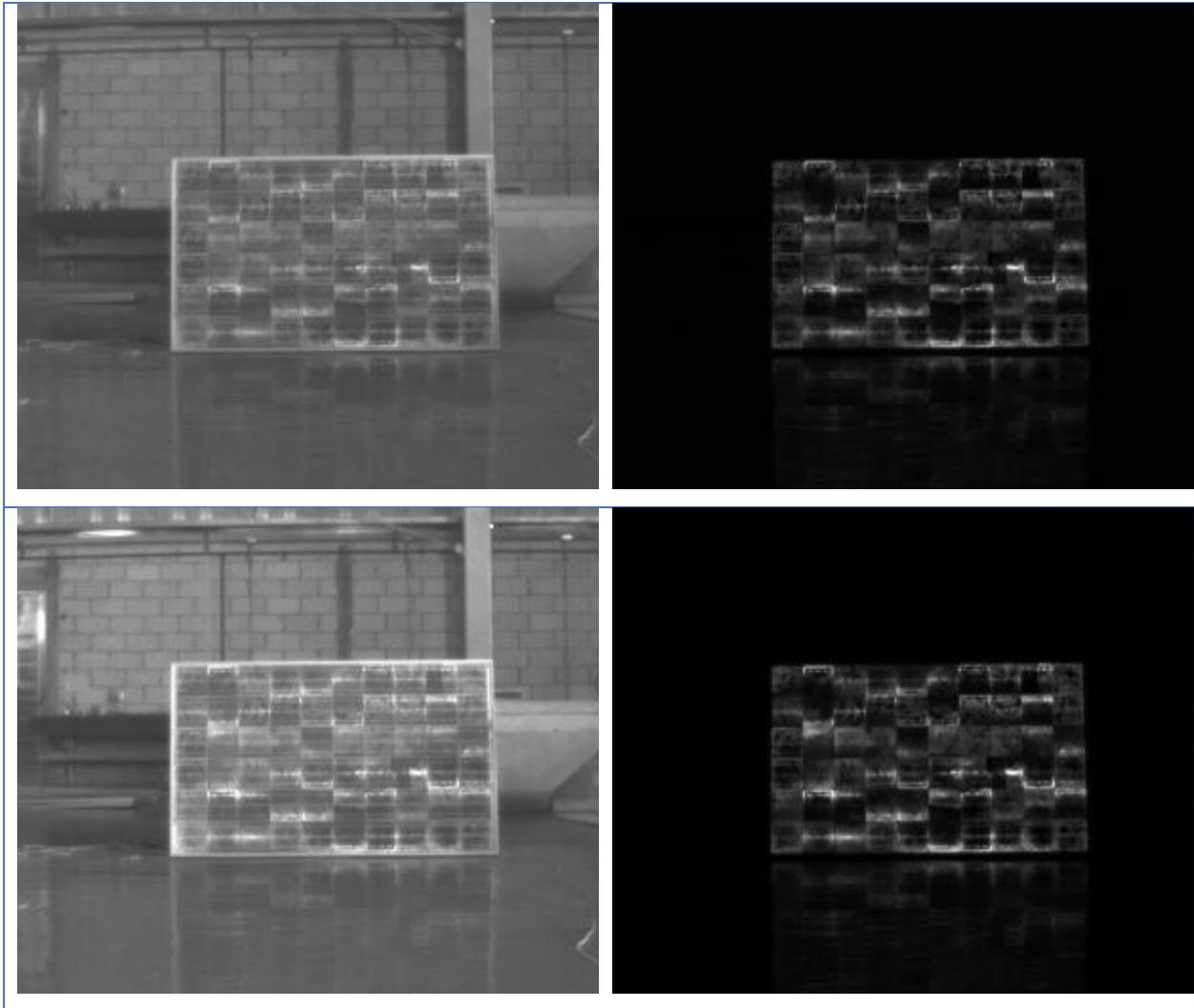
Estos módulos FV no tienen de manera visible las características técnicas, por lo que los valores de I_{sc} y V_{oc} se hallaron de forma práctica. La corriente máxima que permiten circular es de 7A, por lo que la corriente modulada termina en este valor.

Los resultados del análisis EL y ELLI se pueden observar en la tabla 3.8.

Tabla 3.6 Comparación de EL y ELLI del módulo FV *Alpha* a 1 Hz de frecuencia de modulación. En orden descendente las imágenes corresponden a 1A, 2A, 3A, 4A, 5A, 6A, 7A, 8A y 9 A.



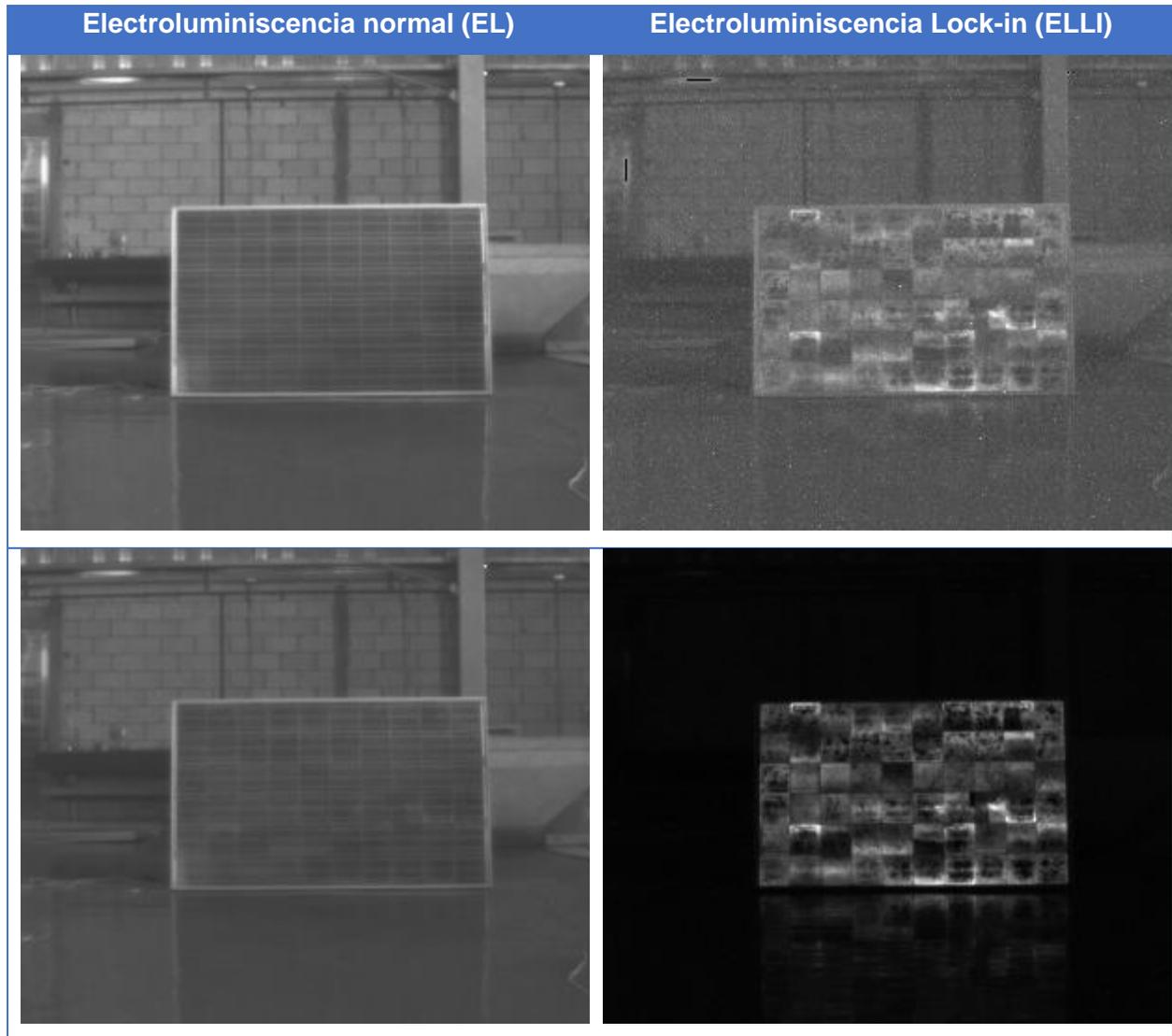


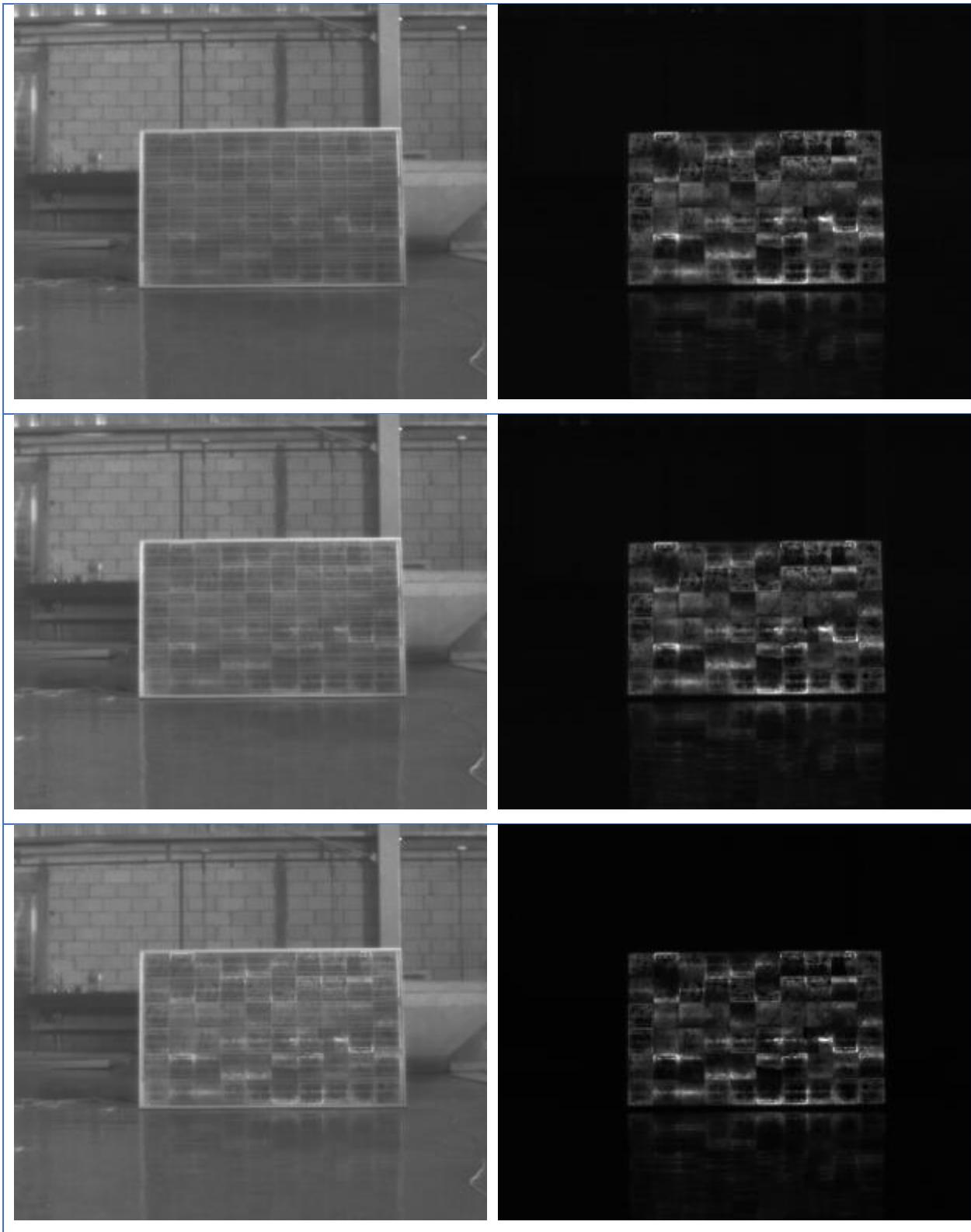


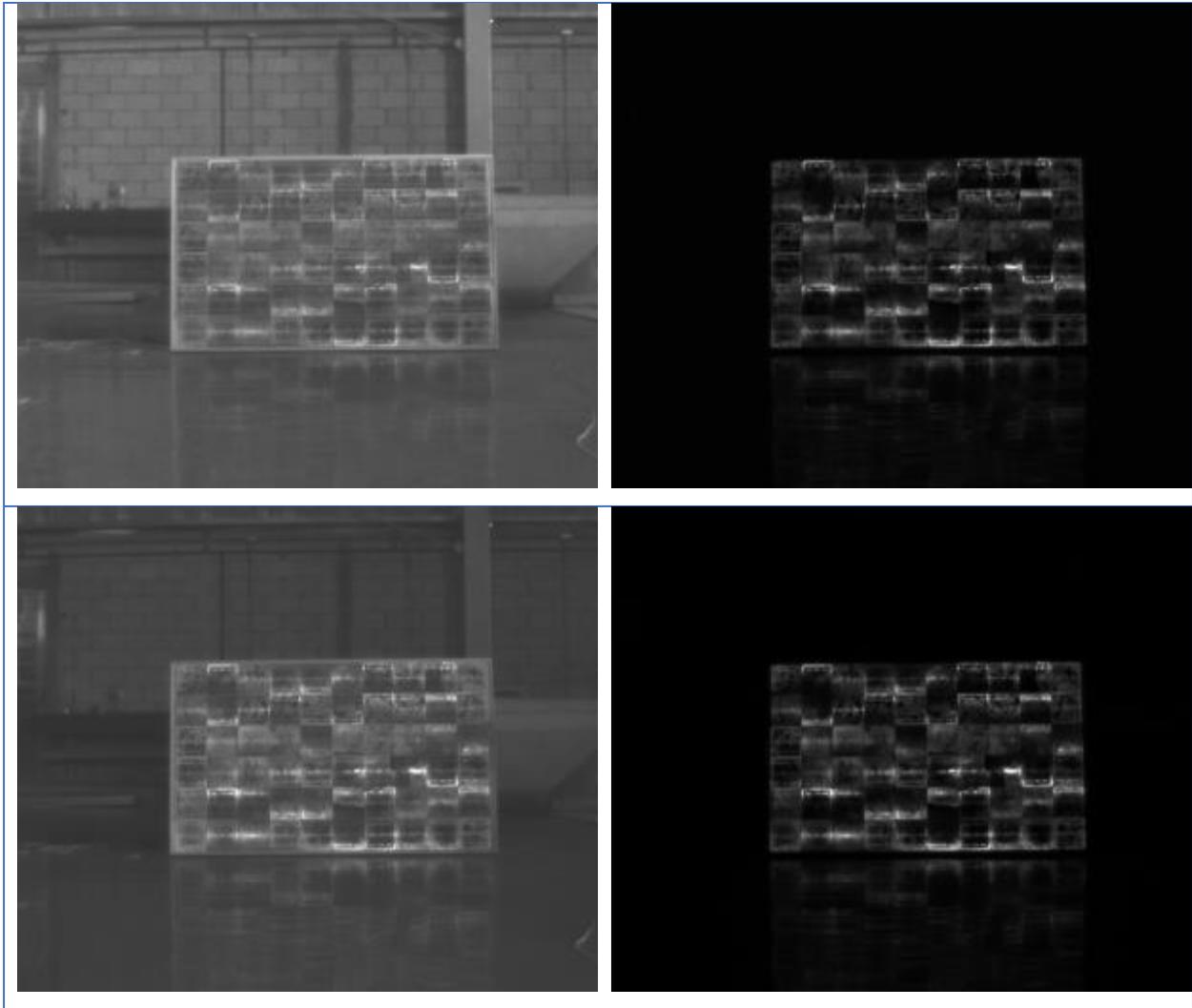
En este caso práctico, el algoritmo de 4 puntos funciona correctamente para eliminar el fondo, como en los anteriores paneles solares. La primer imagen, sin embargo, se alcanza a observar un poco. Esto pudo deberse a la baja variación en la intensidad de la señal ELLI.

Las mediciones demuestran anomalías en casi todas las celdas. El tipo de señal obtenida es parecida a las señales térmicas y EL cuando el fenómeno de PID está presente.[28]

Tabla 3.7 Comparación de EL y ELLI del módulo FV *Alpha* a 10 Hz de frecuencia de modulación. En orden descendente las imágenes corresponden a 1A, 2A, 3A, 4A, 5A, 6A, 7A, 8A y 9A.







Nuevamente las señales capturadas a 10 Hz de modulación son de la misma calidad que las señales capturadas a 1 Hz, por lo que podemos continuar con la preferencia de esta frecuencia.

La inspección termográfica se realizó siguiendo la misma dinámica que con *Bravo* y *Charlie* (figura 3.20, izquierda). La imagen termográfica obtenida revela anomalías térmicas derivadas de un mal funcionamiento del panel solar. Las variaciones de temperatura se encuentran extendidas en todo el panel, por lo que es difícil determinar el estado de cada celda individual.

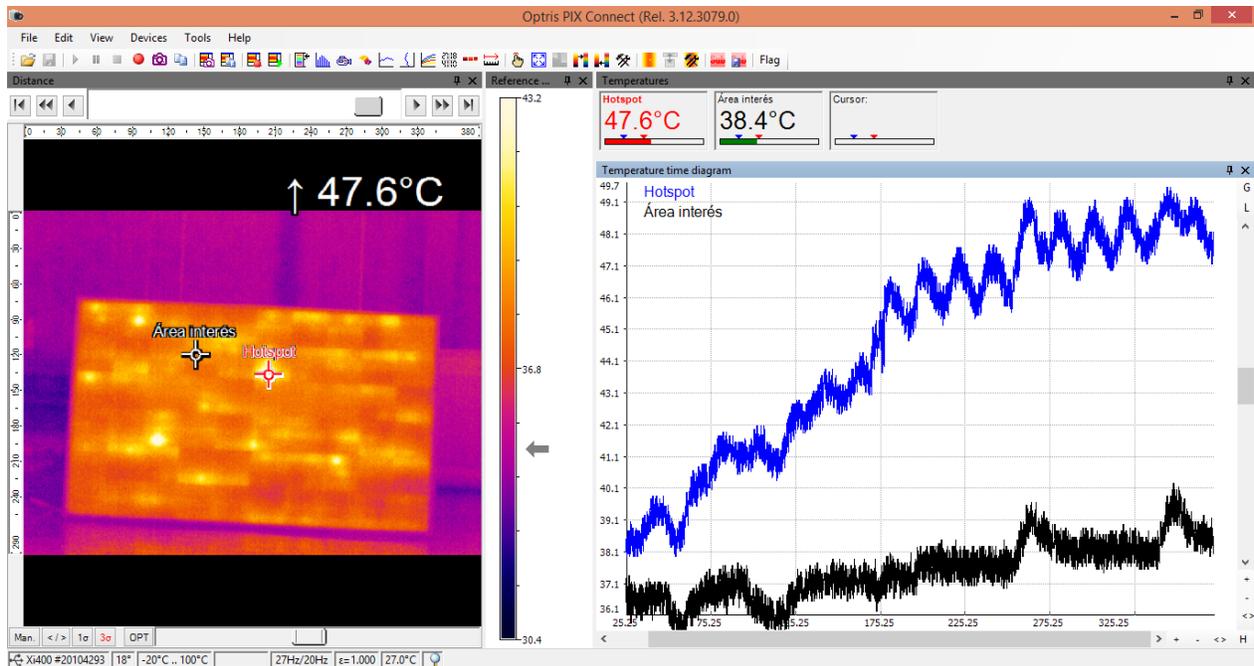


Figura 3.22 Comportamiento térmico en el tiempo del módulo FV *Alpha* con una modulación de 50 mHz y 9A.

Con la experiencia previa se tenía previsto que no se alcanzara a ejecutar correctamente el algoritmo Lock-in, mismo que se observa en la Figura 3.23.

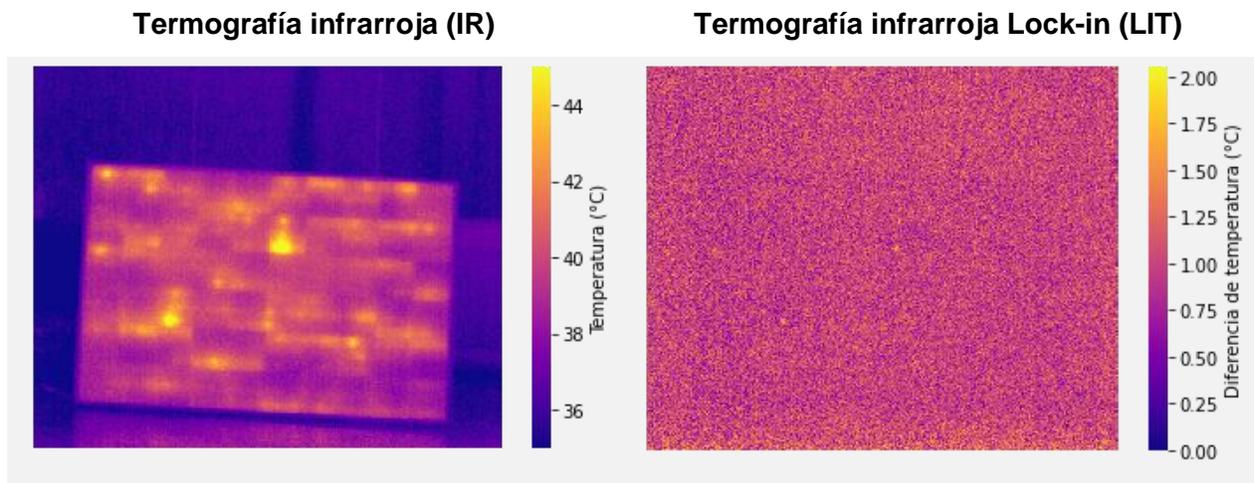


Figura 3.23 Comparación de IR y LIT del módulo FV *Alpha* a 50 mHz de frecuencia de modulación y 7A en corriente.

CONCLUSIONES

Se exploró diversas formas de aplicar la termografía infrarroja (IR) y la electroluminiscencia (EL) para el estudio del estado de módulos FV.

El análisis termográfico en esquema Lock-in (LIT), no dio los resultados esperados. Sin embargo, su aplicación permitió desarrollar la técnica para evolucionar el análisis de EL a ELLI.

Se construyó el circuito de control para el set de ELLI para paneles solares. Este circuito fue escalando hasta lograr convertirse en un MVP que permitiera mediciones en paneles solares.

Los paneles solares elegidos para este proyecto sufrieron inclemencias reales. El objetivo de esto ha sido descubrir el estado de las celdas solares dentro de estos paneles solares que sin duda serían desechados. Descubrir que aún existen celdas solares en buen estado, incluso dentro de paneles solares considerados como pérdida total, podría abrir la discusión sobre la viabilidad de la recuperación de estas celdas, ya que se podrían reutilizar en paneles solares “reacondicionados”, disminuyendo su impacto ambiental.

Una revisión cualitativa de los resultados obtenidos de ELLI frente a EL, nos muestra una clara ventaja del esquema Lock-in. La reducción del ruido es muy elevada y la claridad del estado de las celdas solares incrementa notoriamente.

Por otra parte, el esquema ELLI se ve beneficiado por muestreos rápidos del panel; esto es, frecuencias elevadas. Aunque la potencia requerida es la misma con bajas o altas frecuencias, tener frecuencias altas (10 Hz) se traduce en un consumo de energía inferior, ya que este depende directamente del tiempo ($E = P * t$). Este resultado ha sido muy favorable ya que las mediciones se han podido disminuir a una décima del tiempo. Mediciones más rápidas no se exploraron ya que este trabajo buscaba un régimen que permitiera obtener señales térmicas en régimen pulsado.

Por otra parte, una corriente pequeña (1A) tiene un bajo impacto negativo en nuestro esquema ELLI desarrollado, frente al esquema EL tradicional. Este descubrimiento sienta las bases a desarrollar nuevos dispositivos ELLI con menos demanda de corriente, logrando que puedan ser más pequeños y económicos.

Este trabajo da la pauta para la creación de nuevos dispositivos que utilicen al esquema ELLI como un fuerte candidato a mejorar los análisis en campos fotovoltaicos; así mismo invita a que se continúen las investigaciones en este sentido para los retos que quedan a resolver, como pueden ser la transportabilidad, análisis en tiempo real y modulación de grandes cantidades de paneles solares en campo.

PERSPECTIVAS

El set experimental propuesto demostró su correcto funcionamiento ante las mediciones a las que se puso a prueba. Dada sus características, podemos catalogarlo como un *producto mínimo viable* (MVP, por sus siglas en inglés), ya que cumple con su objetivo, se ha construido en relativamente poco tiempo y no tuvo costos excesivos en su construcción.

Una vez validado su funcionamiento se proponen algunas mejoras que contribuyan a la adopción del sistema ELLI.

La primer propuesta de mejora es sustituir las conexiones de cables y circuitos independientes, por una placa de circuito impresa (PCB, por sus siglas en inglés) diseñada para este fin. Dicha placa mejorará la transportación del set, así como también disminuirá la probabilidad de algún fallo en la comunicación por movimientos involuntarios de los componentes. El sistema de control también sería beneficiado ya que mejoraría la precisión con la que los paneles son excitados, tanto en corriente como en frecuencia.

Posteriormente la fuente de poder puede ser sustituida por una batería. Esto debido a que se demostró que no se requieren altas corrientes para obtener una señal ELLI lo suficiente clara. Las ventajas que esto podría generar son variadas, en el sentido de la transportación del sistema. Por ejemplo, se abre la posibilidad de usar el sistema en campo, sin la necesidad de extraer los paneles solares de la instalación, como sí tuvimos que realizar con el sistema FV de LENERSE. Una inspección con estas condiciones permitiría mayores facilidades para usar esta técnica.

Los sistemas FV interconectados a la red, a nivel doméstico, por lo general son pequeños (inferior a 10 kWp). Estos sistemas serían ideales para inspeccionarlos con nuestro esquema ELLI, ya que se podría realizar la inspección en un solo día. En condiciones de baja iluminación ambiental, bastaría con apagar el sistema FV y conectar cada panel solar (una instalación regular tiene 12 paneles solares) uno por uno a la batería y al sistema de modulación y control. Adquirir las imágenes con la cámara SWIR y volver a encender el sistema FV. Todo el proceso podría tener una duración aproximada de 1 hora. El procesamiento de las imágenes se puede realizar en una sesión distinta, para entregar un informe del estado del sistema FV.

Cabe aclarar que el mantenimiento de sistemas FV a pequeña escala es un nicho de oportunidad que apenas se está explorando en México, pues los típicos mantenimientos incluyen la limpieza de los cristales de los paneles solares, reajuste de tuercas, mediciones eléctricas e inspección visual por técnicos. Una de las funciones de la inspección visual es determinar si no existen nuevas sombras que estén afectando negativamente al sistema FV. Sin embargo, por nuestra

posición en el hemisferio, la posición de las sombras se va desplazando a lo largo del año, por lo que el sistema podría ya tener una afectación por sombras que no sería detectada si los técnicos llegan en una época donde las sombras no inciden en el sistema FV.

Para profesionalizar las inspecciones visuales, nuestro sistema ELLI podría ser utilizado en estas condiciones. Como pudimos constatar en nuestra inspección al sistema FV de LENERSE, los hotspot son una consecuencia de sombras continuas en el sistema que pueden llegar a observarse con su señal ELLI.

Una etapa más avanzada y ambiciosa del diseño del sistema ELLI, incluye sistemas embebidos que permitan la instalación y transportación de la cámara SWIR en drones, con una adaptación del trigger que permita hacer el Lock-in a distancia. Este sistema estaría acompañado de una batería o múltiples baterías de mayor capacidad para inspeccionar filas enteras que estén conectadas en serie. La desventaja de esta alternativa es que la captura de imágenes sería muy lenta y posiblemente más cara, en comparación a una inspección termográfica aérea que es la que se utiliza actualmente en sistemas FV de mayor tamaño.

Una solución elegante a este reto sería utilizar la señal EL que los sistemas FV generan cuando están en funcionamiento. Nuestro esquema ELLI permite eliminar el ruido de fondo que no esté sincronizado con la modulación seleccionada. De esta manera, los esfuerzos se centrarían en descubrir cómo modular la corriente generada por los paneles solares expuestos a la irradiación solar. Si esto es posible y es adaptable a diferentes sistemas, el esquema ELLI podría no solo ser un auxiliar en las inspecciones FV de todos los tamaños, si no que podría incluso llegar a ser candidata a sustituir a la inspección térmica para estos trabajos, por la cantidad de información que entrega en comparación con las imágenes térmicas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Nasr Esfahani, S.; Asghari, S.; Rashid-Nadimi, S. (2017). A numerical model for soldering process in silicon solar cells, *Solar Energy*, Vol. 148, 49–56. doi:10.1016/j.solener.2017.03.065
- [2] Lai, C. M.; Lin, K. M.; Su, C. H. (2014). The effects of cracks on the thermal stress induced by soldering in monocrystalline silicon cells, *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part E: Journal of Process Mechanical Engineering*, Vol. 228, No. 2, 127–135. doi:10.1177/0954408913487285
- [3] Yoon, P.; Baek, T.; Chung, H.; Song, H. eun; Shin, S. (2014). Numerical simulation of bowing phenomenon in ultra-thin crystalline silicon solar cells, *Solar Energy*, Vol. 105, 705–714. doi:10.1016/j.solener.2014.04.027
- [4] Yixian, L.; Tay, A. A. O. (2012). Stress analysis of silicon wafer based photovoltaic modules in operation, *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 3172–3177. doi:10.1109/PVSC.2012.6318252
- [5] Maturi, L.; Belluardo, G.; Moser, D.; Del Buono, M. (2014). BiPV system performance and efficiency drops: Overview on PV module temperature conditions of different module types, *Energy Procedia* (Vol. 48), Elsevier B.V., 1311–1319. doi:10.1016/j.egypro.2014.02.148
- [6] Li, G.; Akram, M. W.; Jin, Y.; Chen, X.; Zhu, C.; Ahmad, A.; Arshad, R. H.; Zhao, X. (2019). Thermo-mechanical behavior assessment of smart wire connected and busbarPV modules during production, transportation, and subsequent field loading stages, *Energy*, Vol. 168, 931–945. doi:10.1016/j.energy.2018.12.002
- [7] Waqar Akram, M.; Li, G.; Jin, Y.; Chen, X.; Zhu, C.; Zhao, X.; Aleem, M.; Ahmad, A. (2019). Improved outdoor thermography and processing of infrared images for defect detection in PV modules, *Solar Energy*, Vol. 190, No. March, 549–560. doi:10.1016/j.solener.2019.08.061
- [8] Xiong, H.; Gan, C.; Hu, Z.; Niu, H.; Li, J.; Si, J.; Xing, P.; Luo, X. (2017). Formation and Orientational Distribution of Cracks Induced by Electromagnetic Induction Soldering in Crystalline Silicon Solar Cells, *IEEE Journal of Photovoltaics*, Vol. 7, No. 4, 966–973. doi:10.1109/JPHOTOV.2017.2693442
- [9] Tsanakas, J. A.; Ha, L.; Buerhop, C. (2016). Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, 695–709. doi:10.1016/j.rser.2016.04.079
- [10] Du, B.; Yang, R.; He, Y.; Wang, F.; Huang, S. (2017). Nondestructive inspection, testing and evaluation for Si-based, thin film and multi-junction solar cells: An overview, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 78, No. May, 1117–1151. doi:10.1016/j.rser.2017.05.017
- [11] Dhimish, M.; Holmes, V.; Dales, M.; Mather, P.; Sibley, M.; Chong, B.; Zhang, L. (2017). The impact of cracks on the performance of photovoltaic modules, *2017 IEEE Manchester PowerTech*, IEEE, 1–6. doi:10.1109/PTC.2017.7980824
- [12] Haase, F.; Kasewieter, J.; Nabavi, S. R.; Jansen, E.; Rolfes, R.; Kontges, M. (2018). Fracture probability, crack patterns, and crack widths of multicrystalline silicon solar cells in PV modules

- during mechanical loading, *IEEE Journal of Photovoltaics*, Vol. 8, No. 6, 1510–1524.
doi:10.1109/JPHOTOV.2018.2871338
- [13] Kntges, M.; Kunze, I.; Kajari-Schrder, S.; Breitenmoser, X.; Bjørneklett, B. (2011). The risk of power loss in crystalline silicon based photovoltaic modules due to micro-cracks, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 95, No. 4, 1131–1137. doi:10.1016/j.solmat.2010.10.034
- [14] Ferrara, C.; Philipp, D. (2012). Why do PV modules fail?, *Energy Procedia*, Vol. 15, No. 2011, 379–387. doi:10.1016/j.egypro.2012.02.046
- [15] Paggi, M.; Corrado, M.; Berardone, I. (2016). A global/local approach for the prediction of the electric response of cracked solar cells in photovoltaic modules under the action of mechanical loads, *Engineering Fracture Mechanics*, Vol. 168, 40–57. doi:10.1016/j.engfracmech.2016.01.018
- [16] Khatri, R.; Agarwal, S.; Saha, I.; Singh, S. K.; Kumar, B. (2011). Study on long term reliability of photo-voltaic modules and analysis of power degradation using accelerated aging tests and electroluminescence technique, *Energy Procedia*, Vol. 8, 396–401.
doi:10.1016/j.egypro.2011.06.156
- [17] Israil, M.; Anwar, S. A.; Abdullah, M. Z. (2013). Automatic detection of micro-crack in solar wafers and cells: A review, *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, Vol. 35, No. 5, 606–618. doi:10.1177/0142331212457583
- [18] Israil, M. (2014). Non-destructive Microcracks Detection Techniques in Silicon Solar Cell, *Physical Science International Journal*, Vol. 4, No. 8, 1073–1087. doi:10.9734/psij/2014/8754
- [19] Abdelhamid, M.; Singh, R.; Omar, M. (2014). Review of microcrack detection techniques for silicon solar cells, *IEEE Journal of Photovoltaics*, Vol. 4, No. 1, 514–524.
doi:10.1109/JPHOTOV.2013.2285622
- [20] Haunschild, J.; Glatthaar, M.; Kasemann, M.; Rein, S.; Weber, E. R. (2009). Fast series resistance imaging for silicon solar cells using electroluminescence, *Physica Status Solidi - Rapid Research Letters*, Vol. 3, Nos. 7–8, 227–229. doi:10.1002/pssr.200903175
- [21] Fuyuki, T.; Kondo, H.; Yamazaki, T.; Takahashi, Y.; Uraoka, Y. (2005). Photographic surveying of minority carrier diffusion length in polycrystalline silicon solar cells by electroluminescence, *Applied Physics Letters*, Vol. 86, No. 26, 1–3. doi:10.1063/1.1978979
- [22] Frazão, M.; Silva, J. A.; Lobato, K.; Serra, J. M. (2017). Electroluminescence of silicon solar cells using a consumer grade digital camera, *Measurement*, Vol. 99, 7–12.
doi:10.1016/j.measurement.2016.12.017
- [23] Koshida, N.; Koyama, H. (1992). Visible electroluminescence from porous silicon, *Applied Physics Letters*, Vol. 60, No. 3, 347–349. doi:10.1063/1.106652
- [24] Buerhop, C.; Schlegel, D.; Niess, M.; Vodermayr, C.; Weißmann, R.; Brabec, C. J. (2012). Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 107, 154–164. doi:10.1016/j.solmat.2012.07.011

- [25] Garma, T.; Cvetković, M.; Bandalo, V. (2017). Experimental prediction of shaded solar cells hot-spots, *2017 2nd International Multidisciplinary Conference on Computer and Energy Science, SpliTech 2017*
- [26] Chen, Y. S.; Hung, Y. Y.; Ng, S. P.; Huang, Y. H.; Liu, L. (2008). Review and comparison of shearography and active thermography for nondestructive testing and evaluation (NDT&E), X. He; H. Xie; Y. Kang (Eds.), *ICEM 2008: International Conference on Experimental Mechanics 2008* (Vol. 7375), International Society for Optics and Photonics, 73754W. doi:10.1117/12.839322
- [27] Teubner, J.; Kruse, I.; Scheuerpflug, H.; Buerhop-Lutz, C.; Hauch, J.; Camus, C.; Brabec, C. J. (2017). Comparison of Drone-based IR-imaging with Module Resolved Monitoring Power Data, *Energy Procedia*, Vol. 124, 560–566. doi:10.1016/j.egypro.2017.09.094
- [28] Kaden, T.; Lammers, K.; Möller, H. J. (2015). Power loss prognosis from thermographic images of PID affected silicon solar modules, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 142, 24–28. doi:10.1016/j.solmat.2015.05.028
- [29] Schütze, M.; Junghänel, M.; Koentopp, M. B.; Cwikla, S.; Friedrich, S.; Müller, J. W.; Wawer, P. (2011). Laboratory study of potential induced degradation of silicon photovoltaic modules, *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 000821–000826. doi:10.1109/PVSC.2011.6186080
- [30] Moretón, R.; Lorenzo, E.; Narvarte, L. (2015). Experimental observations on hot-spots and derived acceptance/rejection criteria, *Solar Energy*, Vol. 118, 28–40. doi:10.1016/j.solener.2015.05.009
- [31] Jahn, U.; Herz, M.; Rheinland, T. (2018). *Review on Infrared (IR) and Electroluminescence (EL) Imaging for Photovoltaic Field Applications*, (U. Jahn & M. Herz, Eds.) *IEA-Photovoltaic Power Systems Programme* (Report IEA.)
- [32] LASER-COMPONENTS. (n.d.). Lock-in amplifiers combat noise, 1
- [33] Breitenstein, O.; Warta, W.; Langenkamp, M. (2005). *Lock-in Thermography*, Springer. doi:10.1007/978-3-642-55908-2_1
- [34] Ranjit, S.; Kang, K.; Kim, W. (2015). Investigation of Lock-in Infrared Thermography for Evaluation of Subsurface Defects Size and Depth, Vol. 16, No. 11, 2255–2264. doi:10.1007/s12541-015-0290-z
- [35] Bauer, J.; Breitenstein, O.; Wagner, J. M. (2009). Lock-in thermography: A versatile tool for failure analysis of solar cells, *Electronic Device Failure Analysis*, Vol. 11, No. 3, 6–12
- [36] Veldman, D.; Bennett, I. J.; Brockholz, B.; De Jong, P. C. (2011). Non-destructive testing of crystalline silicon photovoltaic back-contact modules, *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 003237–003240. doi:10.1109/PVSC.2011.6186628
- [37] Lopez-Lopez, D.; Patino-López, L. D. (2020). LA SHEAROGRAFIA CON LUZ ELECTROLUMINISCENTE PARA LA ESTIMACION DE ESFUERZOS Y LOCALIZACION DE FALLAS: UN ESTUDIO DE VIABILIDAD EN CELDAS SOLARES DE SILICIO. Tesis de Maestría, CICY, México.