



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Máster en Ingeniería Industrial

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**Utilización de inversores bidireccionales comerciales
para la realización de medidas de electroluminiscencia**

Autor: D. Pablo Sánchez Arroyo
Tutor: D. Julián Manuel Pérez García
Tutor: D. Miguel Ángel González Rebollo

Valladolid, noviembre 2023



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Máster en Ingeniería Industrial

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Utilización de inversores bidireccionales comerciales para la realización de medidas de electroluminiscencia

Autor: D. Pablo Sánchez Arroyo
Tutor: D. Julián Manuel Pérez García
Tutor: D. Miguel Ángel González Rebollo

Valladolid, noviembre 2023

RESUMEN Y PALABRAS CLAVE

RESUMEN

El incremento en la producción fotovoltaica y la necesidad de operar las plantas a su máxima capacidad ha hecho que la monitorización y el mantenimiento de los paneles sean tareas esenciales en la actualidad. Dentro de las inspecciones de operación y mantenimiento (O&M), las imágenes de electroluminiscencia se han convertido en una herramienta indispensable para evaluar los fallos y la degradación de los módulos fotovoltaicos con alta resolución.

La electroluminiscencia (EL) es una de las técnicas de O&M con más proyección puesto que diferentes innovaciones están consiguiendo abaratarla y automatizarla (drones, visión artificial, comunicaciones avanzadas, etc.). Sin embargo, los métodos que se emplean actualmente requieren de una fuente de alimentación externa para la inyección de corriente en la instalación, lo que supone complicaciones de seguridad, económicas y de accesibilidad.

En este trabajo se expone la metodología y fundamento de las inspecciones de electroluminiscencia para finalmente aplicarlo mediante la polarización de los módulos fotovoltaicos sin necesidad de una fuente de alimentación externa, empleando un inversor bidireccional comercial, analizando los resultados obtenidos y las ventajas que tiene el dispositivo frente a las fuentes de alimentación convencionales.

PALABRAS CLAVE

Electroluminiscencia, inversor bidireccional, mantenimiento, módulos fotovoltaicos, energía solar fotovoltaica.

ABSTRACT

The increase in photovoltaic production and the need to operate PV plants at their maximum capacity have made monitoring and maintenance essential tasks today. Within the realm of operation and maintenance (O&M) inspections, electroluminescence images have become an indispensable tool to assess failures and degradation of PV modules with high resolution.

Electroluminescence (EL) is one of the most promising O&M technique as different innovations are making it more cost-effective and automate (drones, artificial vision, advanced communications, etc.). However, current methods typically require an external power source for current injection into the installation, leading to security, economic and accessibility complications.

This study presents the methodology and foundation behind EL inspections to finally apply it through the polarization of the photovoltaic modules without the need for an external power source, using a commercial bidirectional inverter. The study analyzes the results and the advantages of the device over conventional power supplies.

KEYWORDS

Electroluminescence, bidirectional inverter, maintenance, photovoltaic modules, photovoltaic solar energy

Agradecimientos

Al Grupo de Semiconductores GdS Optronlab, por ofrecerme todas las facilidades para la realización de este trabajo, y en especial a mis tutores, Julián Manuel Pérez García y Miguel Ángel González Rebollo, por el apoyo constante recibido durante todo el proceso de elaboración de este proyecto.

A mi madre M^a Trinidad, a mi padre Florentino y a mi hermana Elena, por estar siempre apoyándome a lo largo de todos estos años.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS.....	VII
LISTA DE ECUACIONES.....	XI
LISTA DE TABLAS.....	XIII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
2 JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS.....	3
3 MARCO TEÓRICO.....	5
3.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	5
3.1.1 MARCO INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	5
3.1.2 ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA.....	6
3.2 MANTENIMIENTO DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS.....	8
3.2.1 IRT VS EL.....	8
3.2.2 ELECTROLUMINISCENCIA.....	10
4 METODOLOGÍA DE MEDIDA.....	29
4.1 DESCRIPCIÓN DEL INVERSOR.....	29
4.1.1 DESCONEXIÓN DEL EQUIPO.....	30
4.1.2 COMUNICACIONES.....	32
4.1.3 INGECON SUN MONITOR.....	35
4.1.4 INYECCIÓN DE CORRIENTE EN MODO DIURNO.....	42
4.1.5 INYECCIÓN DE CORRIENTE EN MODO NOCTURNO.....	42
4.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA.....	43
4.3 CARACTERIZACIÓN DE LA PLANTA.....	45
4.4 PROCEDIMIENTO DE MEDIDA.....	46
4.4.1 EFECTO DE LA VARIACIÓN DE CORRIENTE EN EL PROCEDIMIENTO DE INYECCIÓN.....	48
4.5 ANÁLISIS DE LAS IMÁGENES.....	50
4.5.1 MÉTODOS CUANTITATIVOS.....	50
4.5.2 MÉTODOS CUALITATIVOS.....	53
5 RESULTADOS.....	57
5.1 MEDIDAS NOCTURNAS Y DIURNAS.....	57
5.2 MEDIDAS CON INVERSOR BIDIRECCIONAL Y CON FUENTE DE ALIMENTACIÓN.....	58
6 CONCLUSIONES Y LÍNEA FUTURA.....	61
7 REFERENCIAS.....	63
ANEXO 1: CIES 2022.....	67
ANEXO 2: HOJA DE CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR.....	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Polarización de todos los paneles conectados al inversor bidireccional utilizado (planta piloto, Edificio LUCIA, Univ. de Valladolid). Fuente: Elaboración propia.	1
Figura 2. Principales tendencias del mercado fotovoltaico. Fuente: [1].....	5
Figura 3. Evolución de la potencia solar fotovoltaica en España. Fuente: [7].....	6
Figura 4. Mix de generación eléctrica en España en 2014 y 2022. Fuente: [9].....	7
Figura 5. Evolución del precio de la electricidad en España. Fuente: [10].....	7
Figura 6. Espectro solar, pico de luminiscencia del silicio y eficiencias cuánticas de los sensores de las cámaras de Si e InGaAs. Fuente:[19].....	10
Figura 7. Procedimiento de toma de imágenes de EL nocturna (ELN). Fuente: Elaboración propia.	11
Figura 8. Procedimiento de toma de imágenes de EL diurna (ELD). Tiempo de exposición 1ms. Irradiancia 950 W/m ² . Imagen 1 (1 ciclo), imagen 2 (50 ciclos), imagen3 (100 ciclos), imagen 4 (300 ciclos). Fuente: Elaboración propia.....	12
Figura 9. Inspección de EL empleando grúas y otras herramientas. Fuente: [3].....	13
Figura 10. Inspección de EL empleando laboratorios móviles y un bloqueador de la radiación solar. Fuente: [3].....	13
Figura 11. Ejemplo de imagen de EL de un string de paneles. Fuente: [3].....	14
Figura 12. Evolución del SNR en función de la irradiancia recibida por los módulos fotovoltaicos. Fuente: [3].....	15
Figura 13. Espectro de la respuesta del filtro óptico. Fuente: [3]	15
Figura 14. Influencia de la cantidad de imágenes tomadas en el SNR. Fuente:[3].....	15
Figura 15. Influencia de la señal de EL en función del tiempo de exposición empleado. Fuente: [3]	16
Figura 16. Incremento de la señal de EL en función de la corriente de polarización. Fuente: [3]	16
Figura 17. Fallos y defectos en función de la etapa de vida del módulo en la que aparecen. Fuente: Adaptado de [25].....	21
Figura 18. Células fotovoltaicas con sombreados que no son fallos. Fuente: [25]	22
Figura 19. Células fotovoltaicas con diferentes tipos de grietas. Fuente: [25].....	22
Figura 20. Células fotovoltaicas con fallos en los fingers. Fuente: [25]	23
Figura 21. Célula fotovoltaica con defecto de corrosión por humedad. Fuente: [25]	23
Figura 22. Células fotovoltaicas con fallos de formación por contacto. Fuente: [25]	23
Figura 23. Células fotovoltaicas con fallo de derivación. Fuente: [25].....	24
Figura 24. Célula fotovoltaica con fallo de interconexión celular desconectada. Fuente: [25]	24
Figura 25. Panel fotovoltaico con degradación inducida por potencial (PID). Fuente: [26]	25

Figura 26. Detección de PID en función del valor de la corriente de polarización. Imagen tomada con un 10% de I_{sc} (izquierda) y con I_{sc} (derecha). Fuente: [25].....	25
Figura 27. Panel fotovoltaico en condiciones óptimas (izquierda) y panel con degradación inducida por la luz (derecha). Fuente:[12]	26
Figura 28. Panel fotovoltaico con degradación inducida por la luz y por temperaturas elevadas (LeTID). Fuente: [28]	27
Figura 29. Panel fotovoltaico con fallos debido a una carga mecánica homogénea pesada. Fuente: [25]	27
Figura 30. Panel fotovoltaico con fallo del diodo by pass. Fuente: [25]	27
Figura 31. Inversor INGECON SUN 20 TL junto con su esquema unifilar. Fuente: [30] ..	29
Figura 32. Sistema de control y de comunicaciones del equipo de medida de EL. Fuente: [18].....	30
Figura 33. Parte inferior del inversor donde se observa la posición ON/OFF del seccionador. Fuente: [30]	31
Figura 34. Protecciones del inversor INGETEAM conectadas (arriba) y desconectadas (abajo). De izquierda a derecha se muestran los fusibles, interruptor diferencial e interruptores automáticos. Fuente: Elaboración propia.....	31
Figura 35. Tipos de comunicaciones locales del inversor. Fuente: [31].....	32
Figura 36. Tipos de comunicaciones remotas del inversor. Fuente: [31].....	33
Figura 37. Tarjeta de comunicaciones Ethernet TCP del inversor. Fuente: Elaboración propia.	34
Figura 38. Flujo de comunicaciones estándar en una petición Modbus-TCP desde un SCADA. Fuente: [31].....	34
Figura 39. Ventana principal INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.	35
Figura 40. Menú principal INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.....	35
Figura 41. Producción acumulada INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.	36
Figura 42. Producción actual INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.....	36
Figura 43. Alarmas INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.	37
Figura 44. Configuración de la Planta INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.	37
Figura 45. Menú de la board interface INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.	38
Figura 46. Menú de monitorización. Fuente: Elaboración propia.....	40
Figura 47. Menú logger INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.....	40
Figura 48. Menú de regulación de la inyección UVA MENU INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.	41
Figura 49. Equipo de medida empleado en la realización de medidas de EL. Fuente: Elaboración propia.	43

Figura 50. Cámara InGaAs, esquema de conexión del interruptor electrónico e interruptor electrónico. Fuente: Elaboración propia.....	44
Figura 51. Software de control. Fuente: Elaboración propia.	44
Figura 52. Fuentes de alimentación. Fuente: [34] [35]	45
Figura 53. Características de los paneles Sharp ND-AR330H. Fuente: [36].....	45
Figura 54. Paneles conectados al inversor bidireccional (planta piloto, Edificio LUCIA, Univ. de Valladolid). Fuente: Elaboración propia.....	46
Figura 55. Gráfica Intensidad (barras amarillas con eje vertical a la izquierda) - Voltaje (línea gris con eje vertical a la derecha) de los paneles de estudio durante una jornada, obtenida a partir del menú de monitorización del inversor. Fuente: Elaboración propia.	46
Figura 56. Ampliación de los tramos 1 y 2. Fuente: Elaboración propia.	47
Figura 57. Representación del procedimiento de toma de medidas. Fuente: Elaboración propia.....	47
Figura 58. Gráfica Intensidad (barras amarillas con eje vertical a la izquierda) - Voltaje (línea gris con eje vertical a la derecha) de los paneles de estudio durante la realización de medidas de EL nocturnas. Fuente: Elaboración propia.....	48
Figura 59. Ampliación de los tramos 1, 2 y 3. Fuente: Elaboración propia	49
Figura 60. Herramienta Threshold de ImageJ. Fuente: Elaboración propia.	50
Figura 61. Histograma de la imagen completa (izquierda) e histograma del módulo fotovoltaico (derecha). Fuente: Elaboración propia.....	51
Figura 62. Menú de ajuste del contraste y el brillo en ImageJ. Fuente: Elaboración propia.	53
Figura 63. Imagen sin corrección (izquierda), imagen con corrección auto (centro), imagen con corrección manual (derecha). Fuente: Elaboración propia.	54
Figura 64. ROI Manager de ImageJ. Fuente: Elaboración propia.	55
Figura 65. Panel con rectángulo y con las esquinas seleccionadas. Fuente: Elaboración propia.	55
Figura 66. Procedimiento de modificación de la perspectiva. Fuente: Elaboración propia.	56
Figura 67. Condiciones de realización de las medidas nocturnas. Fuente: Elaboración propia.	57
Figura 68. Medida de ELD (izquierda) y medida de ELN (derecha). Fuente: Elaboración propia.	57
Figura 69. Medida de ELD con inversor bidireccional y medida de ELD con fuente de alimentación. Fuente: Elaboración propia.....	58
Figura 70. ELD general. Fuente: Elaboración propia.....	58
Figura 71. Equipo de medida de EL con fuente de alimentación (izquierda) y mediante el inversor bidireccional (derecha). Fuente: Elaboración propia.	59

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. SNR.....	52
----------------------	----

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ventajas e inconvenientes de la termografía infrarroja y la electroluminiscencia. Fuente: Elaboración propia.....	9
Tabla 2. Costes representativos de las principales tareas de mantenimiento preventivo. Fuente: [23]	18
Tabla 3. Precios del equipo de medida de EL. Fuente: [3].....	19
Tabla 4. Hoja de características del inversor. [30]	75



1 INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un notable aumento en su capacidad instalada mundial, alcanzando los 1183 GW en 2022.[1] El mercado ha continuado su desarrollo después del impacto de la pandemia, registrando un crecimiento exponencial en los últimos años.

Este crecimiento ha estado marcado principalmente por las mejoras en el rendimiento y las reducciones de los costes asociados a la tecnología. Además, la competitividad fotovoltaica ha experimentado mejoras sustanciales en muchos países, influida en gran medida por el aumento del coste de la energía y más específicamente por el precio de la electricidad. Este escenario ha contribuido a consolidar la posición de la energía solar fotovoltaica como una opción cada vez más atractiva y viable en el panorama energético a nivel global.[2]

Actualmente, uno de los principales focos de interés en el sector fotovoltaico es la monitorización y mantenimiento de forma periódica de los elementos que componen la instalación, con el objetivo de optimizar la producción y garantizar el retorno de la inversión a largo plazo. [3]

Las técnicas de operación y mantenimiento (O&M) más utilizadas son la termografía infrarroja (IRT), la medición de curvas I-V y la electroluminiscencia (EL) siendo esta última una de las más relevantes. La electroluminiscencia consiste en la monitorización de la luz emitida por las células fotovoltaicas que componen los paneles al ser polarizadas mediante una tensión adecuada, situándose esta emisión en el caso del Silicio en torno a los 1150 nm.[4]

Las imágenes de EL permiten visualizar con gran precisión y detalle diferentes tipos de defectos presentes en las células solares a temperatura ambiente, y con ello el estado de degradación de los paneles relacionado directamente con su rendimiento. [5]

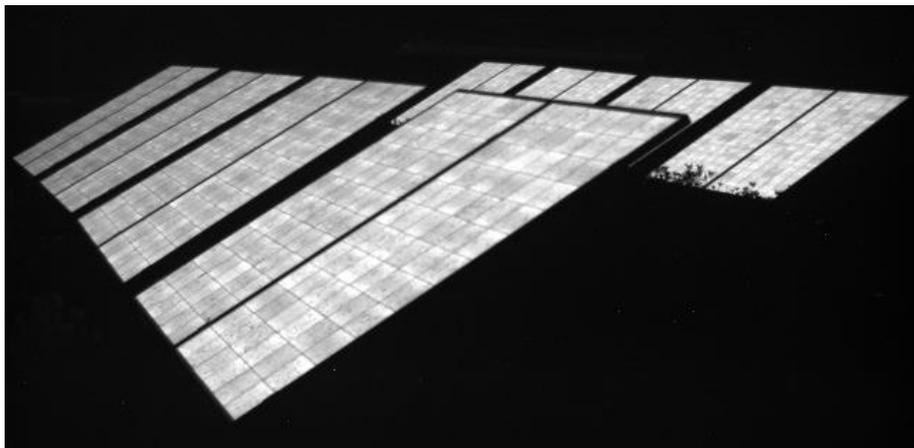


Figura 1. Polarización de todos los paneles conectados al inversor bidireccional utilizado (planta piloto, Edificio LUCIA, Univ. de Valladolid). Fuente: Elaboración propia.



Hasta ahora, esta técnica se llevaba a cabo mayoritariamente durante la noche o en laboratorios móviles para reducir el ruido en las medidas, pero con las actuales mejoras en los hardware y software empleados, su versión diurna ha tomado una importancia muy similar a la nocturna, con todas las ventajas que supone trabajar durante el día en una planta fotovoltaica.

Para poder realizar un estudio de electroluminiscencia, tanto diurna como nocturna, es necesario conectar el panel o string de paneles fotovoltaicos a un dispositivo que permita su polarización. Habitualmente, este dispositivo es una fuente de alimentación de tensión continua, pero en este trabajo se ha investigado la posibilidad de realizarlo utilizando un inversor de topología bidireccional de tipo comercial, capaz de polarizar la totalidad de paneles de una instalación (Figura 1).

Teniendo en cuenta que en las inspecciones de EL se invierte la mayor parte del tiempo en el conexionado eléctrico, con los riesgos asociados que esto conlleva, en este TFM se analizan las ventajas que aporta el inversor bidireccional en la automatización de la técnica.

Todas las ventajas que posee la inspección de electroluminiscencia, junto con las innovaciones actuales, ya sea a través del empleo de inversores bidireccionales comerciales, como su combinación con dispositivos avanzados de comunicación, el empleo de sistemas de visión artificial y la utilización de drones para la captura de imágenes, hace de esta técnica una de las más interesantes del mercado, combinando la calidad de la inspección con la automatización prácticamente completa del proceso.



2 JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS.

El objetivo principal de este trabajo es evaluar las posibilidades que aportan los inversores bidireccionales comerciales en las inspecciones de electroluminiscencia frente al empleo de una fuente de alimentación convencional, además de conocer el interés, los fundamentos y la metodología de las inspecciones mediante esta técnica.

Otro de los principales objetivos del trabajo es la transferencia del conocimiento aprendido, incluyendo una guía de todo el procedimiento empleado y facilitando que cualquier persona pueda utilizar el inversor en futuras pruebas e investigaciones.

A lo largo del trabajo se contextualiza la situación del sector fotovoltaico tanto internacional como en España (3.1), para después incidir en la importancia que tiene el mantenimiento de las plantas fotovoltaicas en el progreso del sector (3.2). En este apartado se comentan las técnicas de análisis e inspección más empleadas en la actualidad, destacando las basadas en la toma de imágenes (3.2.1) y más concretamente la electroluminiscencia (3.2.2), técnica en la que se basa este trabajo.

Dentro del apartado de electroluminiscencia se realiza un amplio análisis de la técnica, desde su principio de funcionamiento (3.2.2.1), pasando por su versión diurna y nocturna (3.2.2.2), las diferentes variantes y modos de inspección (3.2.2.3), la medida de aspectos inciertos (3.2.2.4) y las consideraciones de costes, seguridad y transporte (3.2.2.5) para finalizar con las diferentes innovaciones de la técnica dentro de las cuales se encuentra el inversor bidireccional evaluado en este TFM (3.2.2.6). Después, se comentan los fallos y defectos detectados con EL más comunes en los módulos fotovoltaicos (3.2.2.7).

Se continua con la parte más práctica del trabajo, en la que se describen las características del inversor bidireccional (4.1) imprescindibles para su empleo, junto con todo el conocimiento aprendido durante la realización del trabajo, desde la desconexión del equipo aplicando las medidas de seguridad (4.1.1), la configuración de las comunicaciones (4.1.2), la monitorización y control desde la plataforma online del inversor (4.1.3) y el procedimiento de inyección de corriente tanto en modo diurno (4.1.4) como nocturno (4.1.5). Otros aspectos de importancia son la descripción del equipo de medida (4.2) y de la planta fotovoltaica de pruebas (4.3), antes de continuar con la metodología de medida (4.4) y terminar con las diferentes opciones de análisis de las imágenes resultantes de la inspección de EL (4.5).

En el apartado 5 se aportan los resultados finales de las inspecciones tanto nocturnas como diurnas y se analizan detalladamente las ventajas e inconvenientes que aporta el inversor bidireccional comercial frente al empleo de una fuente de alimentación convencional, para finalmente, en el apartado 6 arrojar las conclusiones obtenidas a lo largo del trabajo junto con posibles líneas de continuación en un futuro.

Finalmente, en el apartado 7 se muestran las referencias empleadas, en el Anexo 1 se adjunta el artículo presentado en el CIES 2022 XVIII Congreso Ibérico y XIV Congreso Iberoamericano de Energía Solar en Palma de Mallorca, y en el Anexo 2 se muestran las características concretas del modelo de inversor objeto de estudio en este documento.



Como paso previo a la realización de este trabajo, se ha realizado una importante búsqueda bibliográfica con el objetivo de encontrar la documentación más relevante acerca del tema propuesto, destacando las publicaciones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA-PVPS) y diferentes artículos de investigación de la Universidad de Valladolid y de la Universidad Técnica de Dinamarca.

3 MARCO TEÓRICO

3.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1.1 MARCO INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Los datos que revelan los últimos informes muestran que el mercado fotovoltaico mundial volvió a crecer significativamente en 2022. En este año se instalaron y pusieron en marcha al menos 236 GW de sistemas fotovoltaicos en el mundo, llegando a final de año a una capacidad total acumulada de al menos 1183 GW (Figura 2). Los 10 países principales representaron alrededor del 81% del mercado fotovoltaico anual mundial, una señal de que el crecimiento del mercado ha sido impulsado por un número limitado de países.[1]

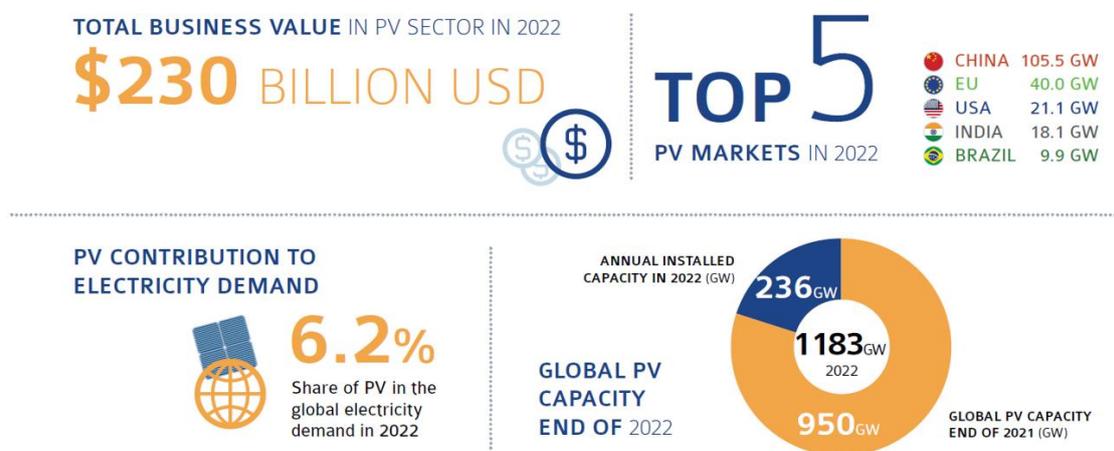


Figura 2. Principales tendencias del mercado fotovoltaico. Fuente: [1].

La expansión de la capacidad instalada está fuertemente marcada por el mercado chino, que ocupa el primer lugar con 105,5 GW instalados en 2022, casi duplicando los valores del año anterior. Este mercado representó el 45% de la instalación global en 2022, posicionándose como líder en capacidad acumulada con 414 GW.

La Unión Europea ocupó el segundo lugar en 2022 al instalar cerca de 40 GW, donde destaca España con 8,5 GW y Alemania con 7,2 GW, seguidos de Polonia (4,9 GW) y Países Bajos (3,9 GW). Seguido de la UE se encuentra Estados Unidos, cuyo mercado disminuyó hasta los 21,1 GW debido a la influencia combinada de problemas comerciales y retrasos en la conexión a la red.

India ocupó el tercer lugar con 18,1 GW instalados y un acumulado de 79,1 GW, y Brasil aparece en la quinta posición como uno de los principales actores mundiales con 9,9 GW instalados y 23,6 GW acumulados.

Tras Brasil, aparece España, que cerraría el Top 5 contando únicamente países (excluyendo la UE), donde se instalaron 8,5 GW llegando a un total acumulado de 29,9 GW. Finalmente, cerraría el Top 10 Alemania (7,2 GW), Japón (6,7 GW), Polonia (4,9 GW), Australia (4,2 GW) y Países Bajos (3,9 GW).

Actualmente, la energía fotovoltaica podría producir casi 1538 TWh de electricidad al año, lo supondría alrededor del 6,2% de la demanda mundial de electricidad. [2]

3.1.1.1 IMPACTO DE LAS PERTURBACIONES DEL COMERCIO INTERNACIONAL

El mercado internacional ha continuado su progreso después del impacto de la pandemia, aunque el incremento de los costes de envío adicionales y de diferentes materiales imprescindibles para la fabricación de los módulos como el silicio, vidrio y aluminio afectó directamente al usuario final, produciendo como resultado un desarrollo del mercado más lento de lo esperado. Sin embargo, el aumento del coste de la energía y del precio de la electricidad ha mejorado la competitividad fotovoltaica en numerosos países.

Es difícil discernir si este efecto de aceleración del mercado debido al coste de la electricidad es más fuerte o débil que el efecto de frenado asociado a las consecuencias de la pandemia, pero en general, se puede considerar que la pandemia de COVID-19 no afectó significativamente al desarrollo del mercado en los años posteriores ya que la mayoría de los mercados clave progresaron y hoy en día en 2023 estos efectos son prácticamente imperceptibles.[2]

La resiliencia del mercado fotovoltaico a pesar de las importantes interrupciones económicas y logísticas es notable y muestra el potencial de la tecnología para limitar este tipo de escenarios. Esto refleja que los planes nacionales de recuperación ecológica junto con la aplicación de mejores regulaciones podrían impulsar a la industria fotovoltaica mucho más allá de las tendencias actuales, aspecto necesario para lograr el Acuerdo de París.[6]

3.1.2 ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

La energía solar fotovoltaica en España atraviesa un gran momento, situándose el país a la cabeza del mercado europeo con 8,5 GW instalados, entrando en el top-5 de potencia instalada a nivel mundial en 2022. En plantas en suelo, la capacidad instalada creció un 30% respecto de 2021, situándose en 5,6 GWp (4,7 GW), mientras que el autoconsumo creció un 108% alcanzando los 3 GWp (2,5 GW), destacando el autoconsumo industrial que supone un 47% del autoconsumo instalado (Figura 3). [7]

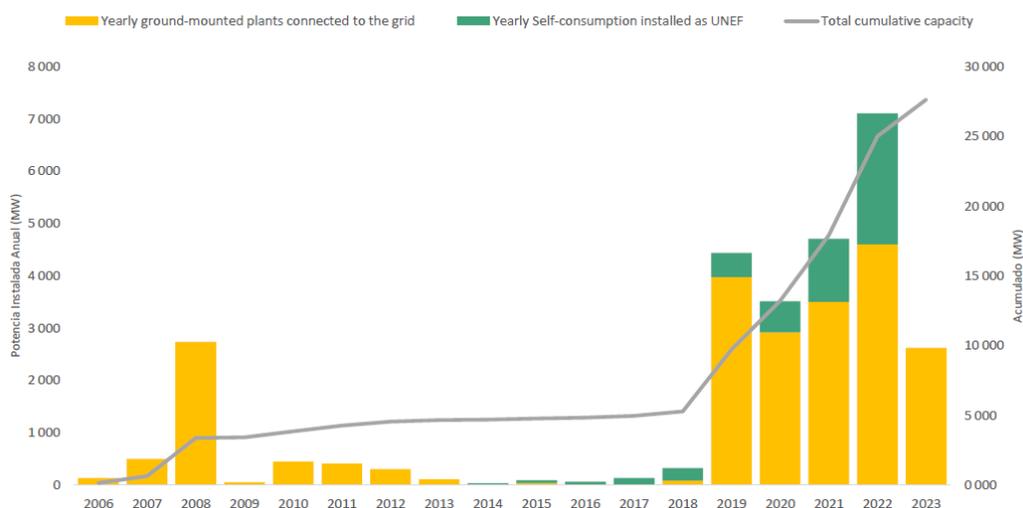


Figura 3. Evolución de la potencia solar fotovoltaica en España. Fuente: [7]

Estos datos ponen de manifiesto la importancia de la energía solar en España en momentos en los que el precio de la electricidad bate récords históricos, y establecen las bases para el cumplimiento de los objetivos del PNIEC para 2030.[8]

El impulso europeo está siendo determinante en el incremento continuo de la capacidad instalada a través de subvenciones y ayudas en el Plan de Recuperación, gracias al cual la fotovoltaica está aumentando su presencia en el mix de generación del país. Mientras que esta tecnología estaba estabilizada en valores del 3% de contribución al mix, esta cifra evolucionó en 2020 al 6,9% y en 2021 hasta el 8,1%, llegando en 2022 al 10% (Figura 4).[9]

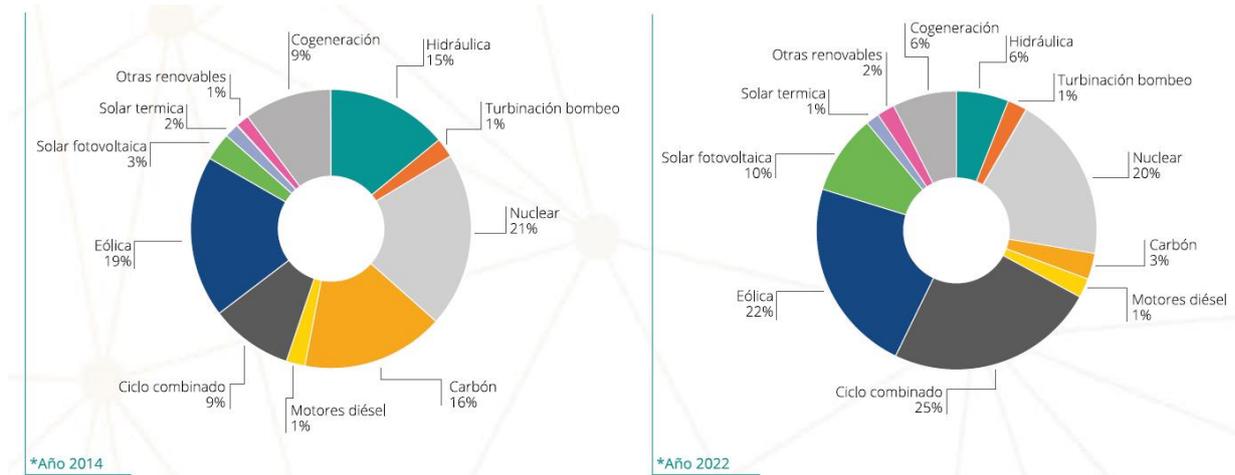


Figura 4. Mix de generación eléctrica en España en 2014 y 2022. Fuente: [9]

Los elevados precios de la electricidad (Figura 5)[10], debido mayoritariamente al alto precio del gas natural, han incentivado la instalación de soluciones de autoconsumo para la industria, comunidades de vecinos y viviendas particulares.[11]

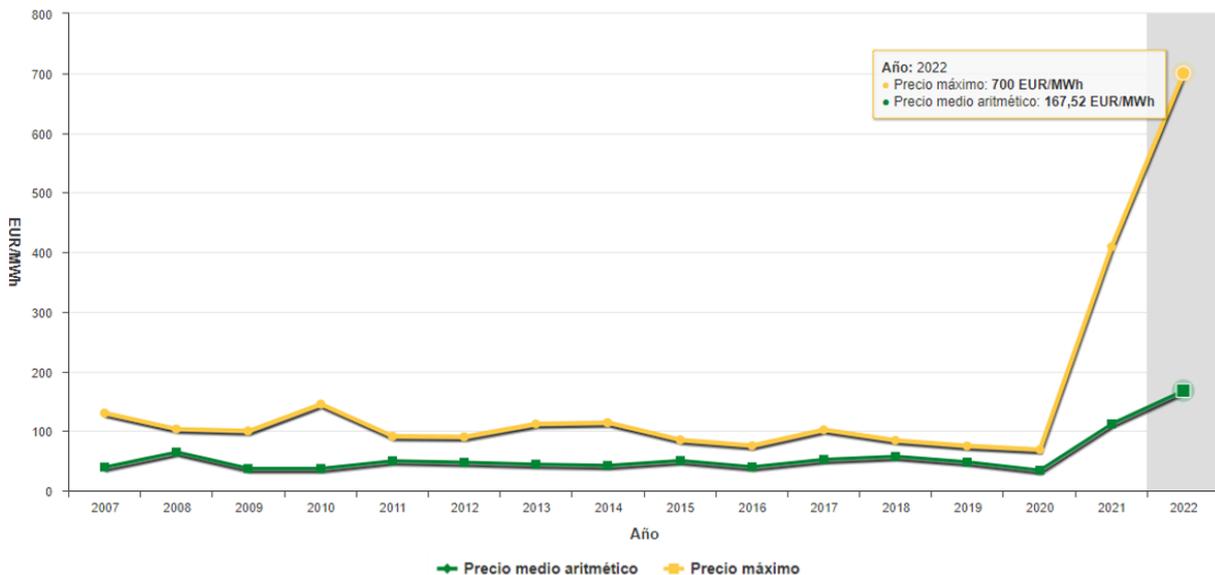


Figura 5. Evolución del precio de la electricidad en España. Fuente: [10]

En la actualidad, numerosos proyectos fotovoltaicos se encuentran en proceso para cumplir con los hitos administrativos, lo que anticipa un importante crecimiento de la capacidad instalada en los próximos años. [7]

3.2 MANTENIMIENTO DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS

A lo largo del ciclo de vida de una planta fotovoltaica se pueden distinguir diferentes fases, desde el desarrollo, diseño, instalación, operación hasta el desmantelamiento. En todas ellas, las plantas fotovoltaicas están expuestas a diferentes tipos de problemas que pueden producir una degradación de su rendimiento. [5]

Los riesgos en una instalación fotovoltaica a menudo derivan de una mala planificación y adquisición de componentes, un manejo incorrecto durante la instalación o el funcionamiento, un transporte inadecuado o una estimación incorrecta de la degradación a lo largo del tiempo. Todos estos factores pueden conducir a fallos y defectos de diferente gravedad en la instalación por lo que el objetivo es identificarlos, prevenirlos y reducirlos al mínimo.[12]

La necesidad de operar las plantas a su máxima capacidad ha hecho que la monitorización y el mantenimiento de los paneles sean tareas esenciales en la actualidad, incentivando el diseño y desarrollo de diferentes técnicas de O&M tanto correctivas como preventivas y predictivas.

Actualmente existen diferentes técnicas de O&M que permiten la caracterización de los módulos de una instalación y se pueden clasificar en varias categorías. La medición de la curva I-V es una medida directa de las propiedades eléctricas de un módulo fotovoltaico que refleja su rendimiento con gran detalle. En cambio, los métodos basados en imágenes como la inspección visual (VI), termografía infrarroja (IR-T), fluorescencia ultravioleta (UV-F), electroluminiscencia (EL) o fotoluminiscencia (PL) permiten visualizar y localizar los defectos en el módulo fotovoltaico.

Si bien las curvas corriente-voltaje (I-V) muestran directamente el comportamiento eléctrico de un panel fotovoltaico y cuantifican las pérdidas de energía resultantes, no es factible realizarlas en todos los módulos de una planta fotovoltaica [13]. La inspección visual, se puede hacer mucho más rápido, pero solo permite la detección de defectos visibles en un estado avanzado. La IRT es un método rápido que muestra anomalías térmicas en los paneles fotovoltaicos y se puede aplicar a través de drones (RPAS) [14]. Su coste y simplicidad la convierten en la técnica de inspección estándar en la actualidad, aunque las reclamaciones de garantía de módulos de bajo rendimiento requieren un análisis más exhaustivo que habitualmente se realiza mediante EL, aportando imágenes de alta resolución.[15]

Existen más métodos de inspección que se centran en técnicas o materiales muy específicos, como UV-F, o que aún están en una fase de desarrollo como la EL realizada a partir de RPAS [16] o la fotoluminiscencia diurna (dPL).[17]

3.2.1 IRT VS EL

Dentro de las técnicas de O&M basadas en la estimación de fallos y defectos a través de imágenes destacan la termografía infrarroja y la electroluminiscencia.

La termografía infrarroja (IRT) es una técnica de medida no destructiva que permite evaluar de manera rápida y en tiempo real los módulos fotovoltaicos, ya sea en condiciones nocturnas o diurnas y siendo este último caso el más habitual. Es la técnica más extendida debido a su fácil implementación en drones y a que no requiere modificaciones en el

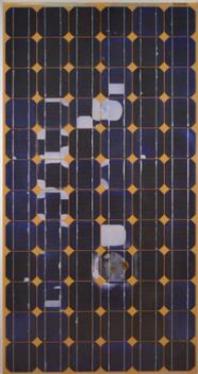
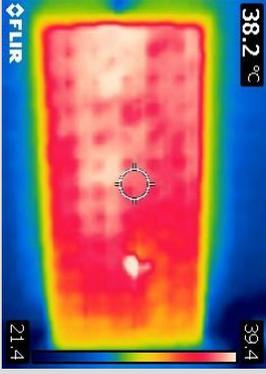
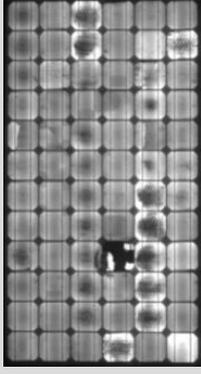
conexión de la instalación ni la parada de la producción, consiguiendo con todo ello una gran reducción del coste de la inspección siendo una técnica de O&M muy económica.

En el caso diurno, la IRT se realiza en condiciones de funcionamiento, donde la corriente que fluye a través de las células aumenta la temperatura del módulo fotovoltaico. Se utiliza como un método sin contacto para la evaluación de defectos térmicos y eléctricos comunes en los paneles fotovoltaicos y consiste en análisis de la temperatura de los componentes del panel que se calientan más que los que lo rodean o más que los valores nominales esperados.

Sin embargo, la IRT no puede detectar la totalidad de fallos posibles debido a que no todos ellos implican un aumento en temperatura del módulo. La electroluminiscencia sí que permite una localización más amplia de defectos y con imágenes de mayor resolución, a pesar de ser una técnica más costosa, difícil de implementar en drones y requiere la interrupción del circuito eléctrico.[18]

Las principales ventajas e inconvenientes de ambas técnicas se reflejan en la Tabla 1.

Tabla 1. Ventajas e inconvenientes de la termografía infrarroja y la electroluminiscencia. Fuente: Elaboración propia.

	Termografía infrarroja	Electroluminiscencia
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Rápida • Económica • No requiere modificaciones en la planta fotovoltaica • Fácil implementación de drones 	<ul style="list-style-type: none"> • Permite localizar una gran cantidad de defectos • Proporciona imágenes de gran calidad y resolución
Inconvenientes	<ul style="list-style-type: none"> • No todos los defectos conllevan un aumento de temperatura • Presenta dificultades para determinar la posición exacta de los fallos 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere inyección de corriente • Precio elevado • Requiere la parada de la producción o la realización de medidas nocturnas
		

3.2.2 ELECTROLUMINISCENCIA

La electroluminiscencia es una técnica de O&M muy relevante en la inspección de paneles solares y particularmente interesante en la inspección de grandes plantas. Habitualmente, las medidas de EL se realizan durante la noche y se recogen con CCD (Charged-Coupled Device) de Si con buenas resoluciones y precios relativamente bajos. Sin embargo, los CCD de InGaAs permiten analizar los paneles durante el día, evitando los riesgos asociados a las inspecciones nocturnas.

Dependiendo de la cantidad de módulos a evaluar y el presupuesto disponible, la inspección se puede realizar enviando los módulos a un laboratorio o mediante una inspección de campo nocturna, diurna o en laboratorio móvil. La norma de referencia para la EL nocturna (ELN) es la IEC TS 60904-13 aunque también puede servir de base para su variante diurna (ELD).[3]

3.2.2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

La electroluminiscencia consiste en la emisión de radiación óptica resultante de la aplicación de energía eléctrica a las células solares. Esta emisión de luz puede ser captada por una cámara generando así imágenes de EL, las cuales permiten detectar diferentes tipos de defectos que se observan de manera más oscura en la imagen. Algunos de estos defectos son grietas, corrosión de los busbar, problemas de conexión, derivaciones o degradación inducida por potencial (PID), entre otras. En función de estos fallos, la EL permite estimar la degradación de una planta fotovoltaica. [5]

En definitiva, el principio de EL consiste en emplear un módulo fotovoltaico como un diodo emisor de luz aplicándole una corriente continua y recoger la luminiscencia emitida mediante un CCD.

Habitualmente se emplean cámaras con detector de Si, debido a su buena resolución y coste relativamente bajo. El principal inconveniente de los CCD de Si es la poca eficiencia cuántica (QE) (400 – 850 nm) en el rango espectral de emisión del silicio, situada en torno a los 1100 nm, lo que permite únicamente la obtención de imágenes en ambientes oscuros con tiempos de adquisición muy cortos, del orden de unos pocos milisegundos. Existen otros tipos de CCD de InGaAs con una mejor respuesta espectral a la emisión de luminiscencia del silicio (Figura 6), que requieren tiempos de adquisición más cortos y se pueden utilizar en una gama de aplicaciones mucho más amplia como en la toma de medidas diurna o a través de drones.[19]

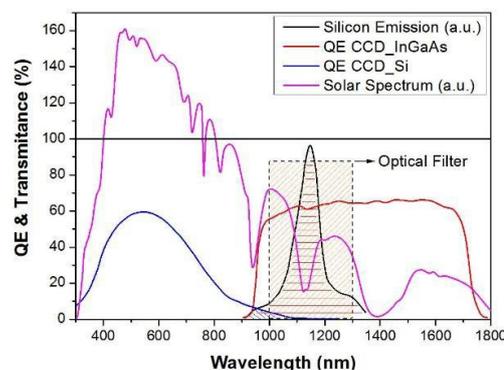


Figura 6. Espectro solar, pico de luminiscencia del silicio y eficiencias cuánticas de los sensores de las cámaras de Si e InGaAs. Fuente:[19]

3.2.2.2 ELECTROLUMINISCECIA NOCTURNA VS DIURNA

Las cámaras con CCD de Si, a pesar de aportar una gran resolución a bajo coste, requieren de condiciones de total oscuridad para realizar las medidas de EL. Es esta la razón por la que las primeras inspecciones a módulos fotovoltaicos se tuvieron que realizar bien en un laboratorio móvil, desmontando el panel de la instalación y estudiándolo en condiciones de oscuridad o bien tomando las medidas durante la noche.

En estos ambientes oscuros, las imágenes se pueden obtener con un tiempo de adquisición muy reducido. Sin embargo, la toma de medidas implica numerosas complicaciones tales como la necesidad de dismantelar el panel en el caso de los laboratorios móviles, con su riesgo asociado al transporte, o las dificultades que presenta la manipulación de las conexiones eléctricas, la propia toma de medidas o el control de la seguridad durante la noche, el trabajo en condiciones ambientales adversas y el uso de iluminación extra, lo que dificulta su implementación a gran escala.[20]

El procedimiento empleado para la toma de imágenes consiste en la resta del fondo o background de la imagen con el panel polarizado. En la Figura 7 se muestra a modo de ejemplo el cálculo realizado para la toma de una imagen de EL en el laboratorio. Se observa como las condiciones no son de completa oscuridad, pudiéndose apreciar perfectamente el fondo y visualizando así de mejor forma como se substraee el background mediante la resta de ambas imágenes. A efectos prácticos la irradiancia dentro del laboratorio es muy cercana a cero, obteniendo una imagen de alta calidad sin necesidad de tomar varias fotografías o emplear los procedimientos de la ELD para la eliminación del ruido.



Figura 7. Procedimiento de toma de imágenes de EL nocturna (ELN). Fuente: Elaboración propia.

El mayor desafío que plantea la toma de medidas de EL durante el día es que la emisión del infrarrojo cercano (NIR) de la luz solar es más alta que la emisión del panel, por lo que es necesario filtrar la señal irradiada por las células. Como el trabajo nocturno supone numerosos inconvenientes y costes adicionales, se han desarrollado diferentes metodologías de captura de imagen que permiten minimizar el ruido y optimizar la calidad de la imagen, obteniendo resultados totalmente similares a los nocturnos a pesar de no poder emplear para la ELD las cámaras con CCD de Si.

La aparición en los últimos años de nuevas cámaras con CCD de InGaAs con eficiencias mucho más elevadas, ha permitido el desarrollo de la técnica y su implementación progresiva en inspecciones diurnas, con el objetivo principal de obtener imágenes de calidad similar a las nocturnas y con tiempos de adquisición bajos, reduciendo así el tiempo que debe estar parada la planta fotovoltaica durante sus horas de producción.[21]

Si bien todas las metodologías de captura de imágenes de EL diurna comparten unos mismos principios, se pueden emplear diferentes estrategias para filtrar la luz de fondo y optimizar la calidad de la imagen. El procedimiento empleado en este trabajo consiste en la resta sucesiva del background a la imagen del panel polarizado, de tal manera que tras varios ciclos de medida permite eliminar el ruido de la imagen y obtener fotografías de alta calidad en condiciones de alta irradiancia (1000 W/m^2), totalmente similares a las realizadas de forma nocturna, y en pocos segundos (20 s).

En la Figura 8 se observa cómo según se aumentan los ciclos de medida, se elimina el ruido de la imagen progresivamente hasta finalmente obtener la calidad deseada.

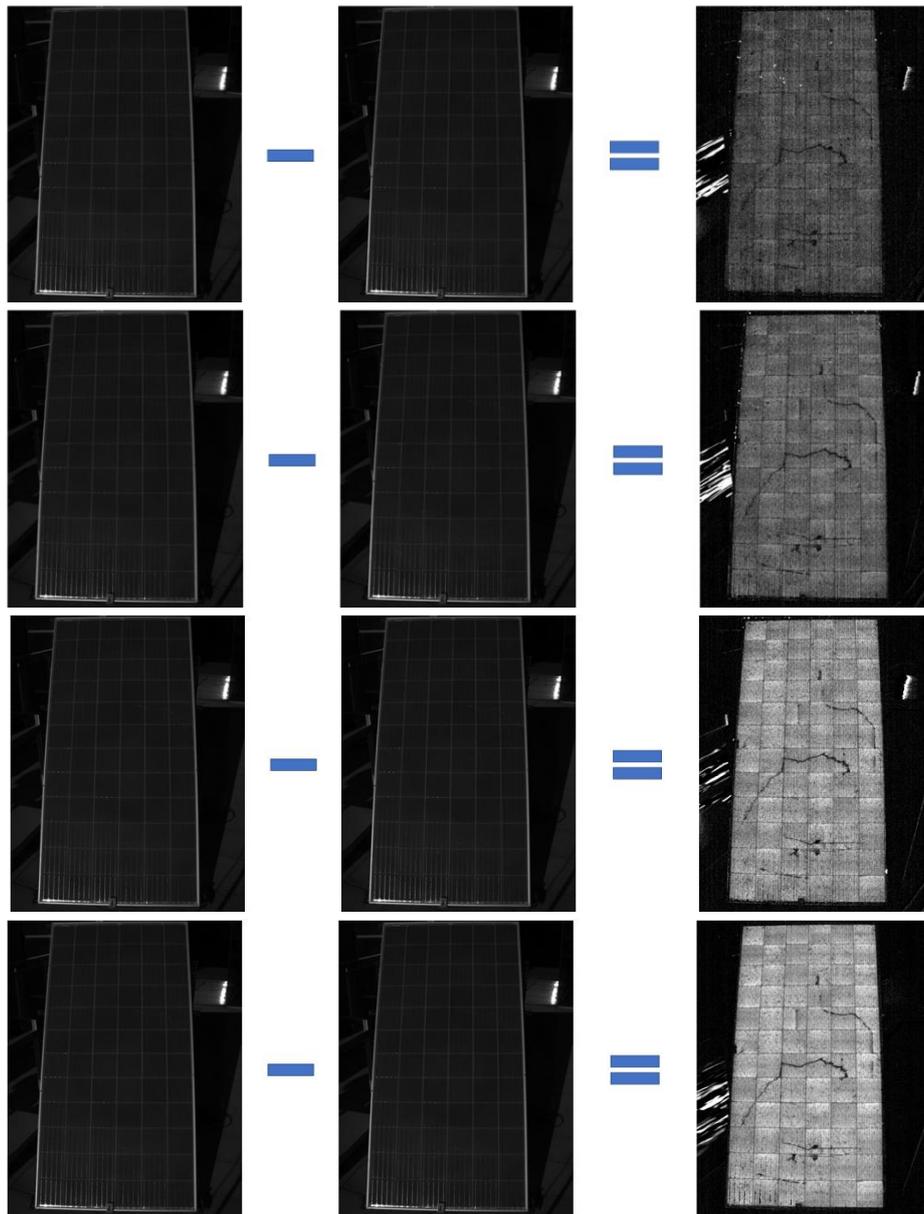


Figura 8. Procedimiento de toma de imágenes de EL diurna (ELD). Tiempo de exposición 1ms. Irradiancia 950 W/m^2 . Imagen 1 (1 ciclo), imagen 2 (50 ciclos), imagen3 (100 ciclos), imagen 4 (300 ciclos). Fuente: Elaboración propia.

El empleo de cámaras con CCD de InGaAs no solo posibilita la realización de medidas diurnas, si no que da lugar a diferentes innovaciones en la técnica tales como su implementación en drones e incluso la grabación de video, debido al tiempo de adquisición tan reducido que proporcionan estos dispositivos en la oscuridad, del orden del milisegundo.

3.2.2.3 MODOS DE INSPECCIÓN

Si bien a lo largo de este documento se ha visto que las dos principales variantes de EL son su versión nocturna y diurna, existen dos enfoques principales de inspección en función de si esta es terrestre o aérea.

La inspección de EL terrestre se realiza habitualmente utilizando trípodes para estabilizar la cámara durante la toma de imágenes. Este elemento es necesario para las cámaras con CCD de Si que requieren largos tiempos de exposición, así como para los procedimientos de medición de ELD que requieren la adquisición de múltiples imágenes. Los métodos de inspección terrestre pueden emplear vehículos como grúas o herramientas de inspección portátiles como las de la Figura 9.



Figura 9. Inspección de EL empleando grúas y otras herramientas. Fuente: [3]

Otra de las posibilidades es la inspección en laboratorios móviles, que permite aplicar diferentes técnicas de evaluación a parte de la EL, aunque requiere desmontar los paneles para su estudio. Finalmente, otra metodología consiste en cubrir un módulo fotovoltaico bloqueando totalmente la radiación solar, y proceder como una ELN, polarizando el módulo y tomando las imágenes con una cámara integrada. Ambas metodologías se observan en la Figura 10.



Figura 10. Inspección de EL empleando laboratorios móviles y un bloqueador de la radiación solar. Fuente: [3]

La EL aérea tiene un gran potencial a la hora de aumentar la rapidez en la inspección, pero aún se encuentra en etapa de desarrollo y enfrenta desafíos tecnológicos. Esta variante aérea sería efectiva durante la noche o en condiciones de muy poca luz y su principal complicación es la estabilidad del dron. La solución más viable es la grabación de vídeo empleando una cámara InGaAs, teniendo en cuenta el número de fotogramas por segundo y las limitaciones del hardware.

Las diferentes variantes de EL planteadas se pueden aplicar a los módulos individualmente, pero algunas permiten analizar strings de paneles, mejorando la eficiencia de la inspección y ahorrando tiempo y costes. La imagen de EL se debe tomar desde una distancia adecuada y la cantidad de módulos fotovoltaicos que se incluyen en una imagen depende de la resolución requerida y la configuración de montaje del string. Habitualmente se registran entre 3 y 12 módulos, como se observa en la Figura 11.[3]

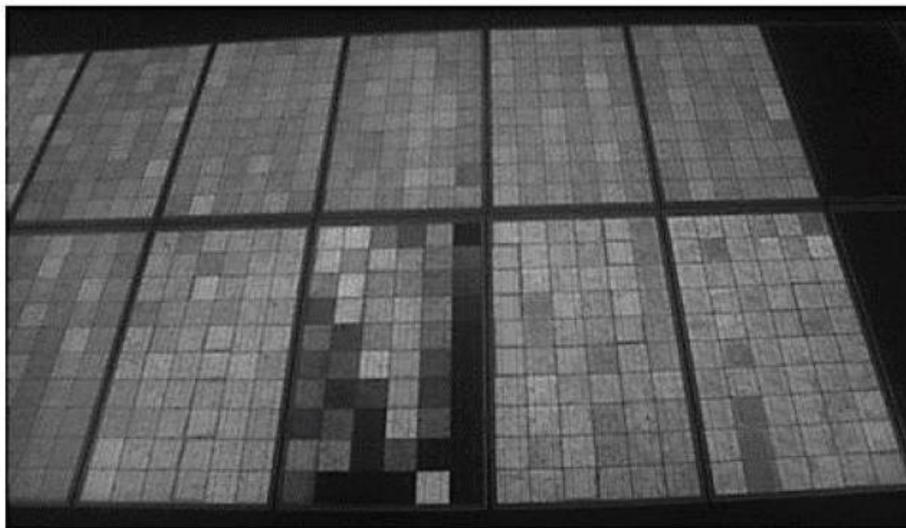


Figura 11. Ejemplo de imagen de EL de un string de paneles. Fuente: [3]

3.2.2.4 MEDIDA DE ASPECTOS INCIERTOS

En este apartado se reflejan los principales aspectos que afectan a la calidad de las medidas de EL, y más concretamente a su versión diurna puesto que el nivel de ruido es superior y el SNR (ratio señal-ruido) inferior a las medidas nocturnas. El parámetro SNR_{50} se define en la norma IEC TS 60904-13 [22] y en el apartado 4.5.1.1 de análisis de las imágenes se explica detalladamente su cálculo e interpretación.

INTENSIDAD Y VARIABILIDAD DE LA LUZ AMBIENTAL

La intensidad de la luz ambiental tiene un gran impacto en la calidad de la ELD, aumentando el nivel de ruido en las imágenes. Una parte de este ruido ambiental se puede reducir aplicando los procedimientos explicados en el apartado 3.2.2.2. Sin embargo, la alta variabilidad de la luz ambiental y las limitaciones del aparato de medida pueden hacer que este método sea menos efectivo.

En la Figura 12 se muestra como el SNR_{50} aumenta a medida que la irradiancia disminuye, y por tanto la calidad de la imagen de EL resultante es cada vez mayor.

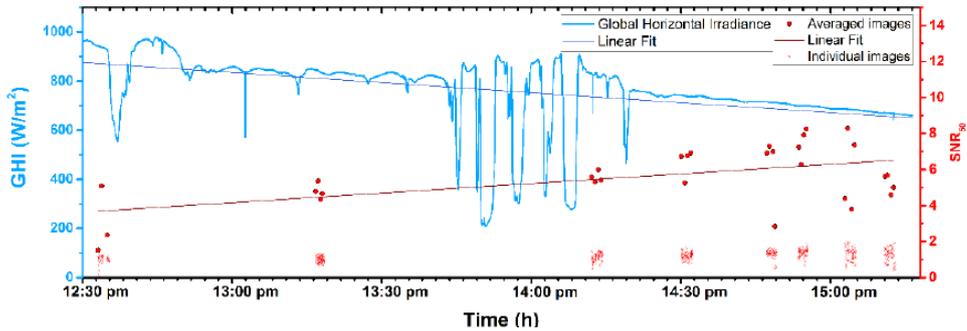


Figura 12. Evolución del SNR en función de la irradiancia recibida por los módulos fotovoltaicos. Fuente: [3]

FILTROS ÓPTICOS

La intensidad de la señal de EL es varios órdenes de magnitud inferior a la de la luz solar, lo que provoca la obtención de un SNR bajo. Por esta razón, es necesario bloquear la luz fuera de la banda de luminiscencia del silicio utilizando filtros ópticos tipo pasabanda con una longitud de onda central de 1150 nm (Figura 13).

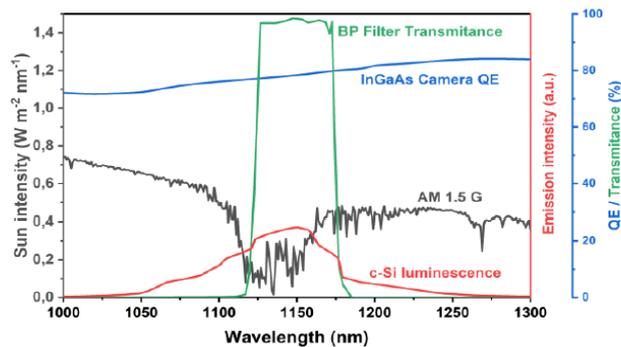


Figura 13. Espectro de la respuesta del filtro óptico. Fuente: [3]

CANTIDAD DE IMÁGENES TOMADAS

La metodología de medida empleada en la captura de las imágenes de EL influye notablemente en la calidad y en el nivel de ruido de la imagen final. Como se ha comentado en el apartado 3.2.2.2, existen diferentes procedimientos para obtener la ELD y uno de los aspectos más influyentes es el número de imágenes tomadas y la cantidad de imágenes por ciclo. En la Figura 14 se muestra la influencia de la cantidad de imágenes tomadas en el SNR, observándose como este aumenta a medida que se toman más fotografías y se repite más veces el procedimiento de resta del background.

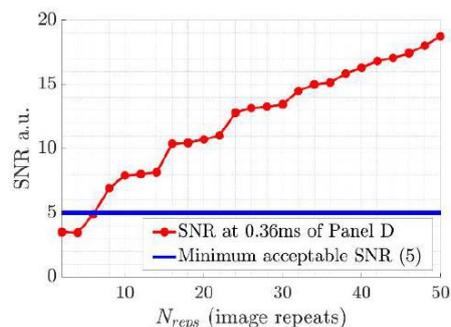


Figura 14. Influencia de la cantidad de imágenes tomadas en el SNR. Fuente:[3]

TIEMPO DE EXPOSICIÓN DE LA CÁMARA

El tiempo de exposición es uno de los parámetros clave a la hora de realizar medidas de EL y su valor máximo factible está limitado por la intensidad de la luz ambiental durante la toma de imágenes y el movimiento de la cámara. Siempre que el sensor no esté saturado por la luz ambiental, el tiempo de exposición de la cámara es proporcional a la magnitud de la señal de EL, tal como se muestra en la Figura 15. Además, la gráfica evidencia como las cámaras con CCD de InGaAs permiten obtener la misma señal con tiempos muy inferiores a las cámaras con CCD de Si.

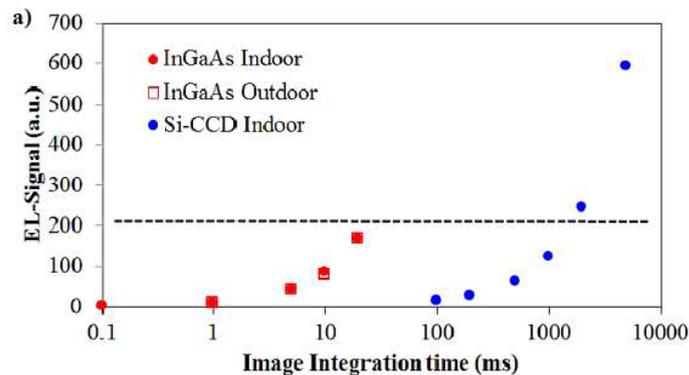


Figura 15. Influencia de la señal de EL en función del tiempo de exposición empleado. Fuente: [3]

AMPLITUD DE LA CORRIENTE DE POLARIZACIÓN

La amplitud de la corriente empleada para polarizar los módulos fotovoltaicos es un factor directamente relacionado con la intensidad de la señal de EL. Para obtener una imagen de buena calidad, la fuente de alimentación debe proporcionar al menos el suficiente voltaje para llegar al valor de intensidad de cortocircuito (I_{sc}). Según la tecnología del módulo, el valor del voltaje requerido puede ser igual o significativamente mayor al voltaje de circuito abierto (V_{oc}).

Aunque la polarización de los módulos es una técnica no destructiva que no daña el módulo fotovoltaico, puede provocar rechazo en algunos propietarios de plantas fotovoltaicas. Existen varios estudios que verifican este hecho, en los que se han polarizado paneles con intensidades considerablemente superiores a la I_{sc} y durante días (situación mucho más adversa a la que se someten en una inspección) sin cuantificar una pérdida de rendimiento en ellos después de las pruebas.

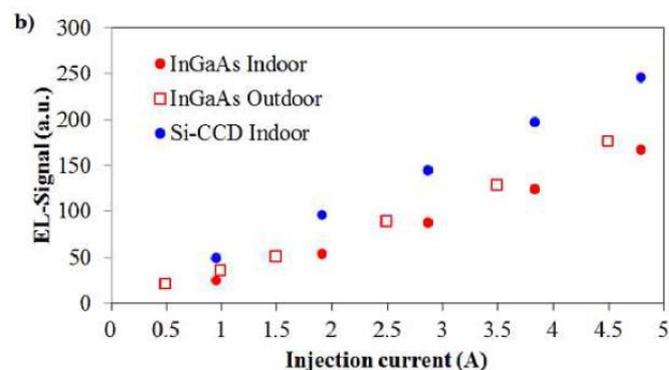


Figura 16. Incremento de la señal de EL en función de la corriente de polarización. Fuente: [3]



En la Figura 16 se representa como aumenta la señal de EL a medida que se incrementa el valor de corriente de polarización para distintos CCD en diferentes condiciones. Para las medidas con la cámara InGaAs se ha empleado un tiempo de exposición de 20 ms mientras que para la de CCD de Si un tiempo de 2000 ms.

PERSPECTIVA DE LA CÁMARA

Las imágenes de EL generalmente se toman desde una perspectiva no perpendicular a la superficie del módulo fotovoltaico por lo que es necesario un tratamiento de la imagen para corregir este efecto. En el apartado 4.5.2.2 se describe detalladamente este procedimiento y como se ha aplicado en este trabajo.

3.2.2.5 OTROS ASPECTOS A TENER EN CUENTA

SEGURIDAD

Para la realización de inspecciones de EL es obligatorio el empleo de Equipos de Protección Individual (EPI), especialmente en el conexionado de la fuente de alimentación a los módulos. Se debe seguir el manual de operación, las instrucciones de seguridad y si es necesario se debe solicitar asistencia técnica. Además, se deben cumplir las normas de trabajo en tensión incluyendo tanto las normativas nacionales como las definidas por el operador, y el aspecto más crítico es la desconexión y conexión de los módulos en condiciones de elevada radiación solar, lo que requiere de personal cualificado.

La toma de medidas diurna implica un riesgo al conectar los paneles fotovoltaicos en funcionamiento a la fuente de alimentación. El flujo de corriente inversa proveniente de los módulos podría poner en peligro las protecciones internas de la fuente por lo que el empleo de una fuente de alimentación bidireccional podría ser la opción más segura.[3]

COSTES

Los costes asociados al mantenimiento de plantas fotovoltaicas son muy variables en función de factores como el tamaño de la planta (residencial o de pequeña escala, industrial o utility-scale), de sus características, tanto en términos de diseño y layout de la planta como la tecnología fotovoltaica empleada, la localización (ubicación y características del terreno, clima), acuerdos contractuales y la rigurosidad del plan de O&M adoptado.[23]

La electroluminiscencia es una tecnología costosa en comparación con otras técnicas de O&M y depende de diferentes aspectos como la realización de las medidas nocturnas o diurnas, la calidad y el nivel de detalle de las imágenes, la cantidad de módulos a inspeccionar, las condiciones y localización de la planta fotovoltaica o el personal necesario para llevar a cabo la inspección.

En la Tabla 2 se muestran los costes representativos de las principales tareas de mantenimiento preventivo.

Tabla 2. Costes representativos de las principales tareas de mantenimiento preventivo. Fuente: [23]

DISPOSITIVO	COSTE	OBSERVACIONES
ALCANCE BÁSICO DE O&M	6 – 14 €/kWp/año	Incluye alcance de mantenimiento preventivo completo y seguridad, a excepción de las inspecciones de IRT y EL. Varía mucho con las características del sitio, la mano de obra y la frecuencia de actividad.
LIMPIEZA/LAVADO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	0,5 – 2,5 €/kWp/año	Varía según la tecnología del módulo, la mano de obra, el método de limpieza y las condiciones climáticas.
IRT	0,5 – 3,0 €/módulo	Incluye inspecciones en drones e informes con los resultados del análisis
EL	3,0 – 10,0 €/módulo	

El personal requerido para las inspecciones de EL es de dos a tres personas. Una para operar con la fuente de alimentación y las conexiones de los módulos, otra para encargarse de la cámara y la toma de imágenes, y una última de ayuda para mover el equipo a lo largo de la instalación.

En cuanto a la cantidad de módulos a evaluar, en una inspección de calidad media en condiciones favorables evaluando strings de paneles se podrían analizar en torno a 100 módulos por hora, teniendo en cuenta que el nivel de detalle sería inferior en comparación con inspecciones de módulos individualmente. Con este enfoque, en una jornada laboral sería posible evaluar unos 800 paneles fotovoltaicos.[3]

Respecto al equipo de medida, un aspecto de los más influyentes es el coste de la cámara, que varía en función de sus especificaciones siendo las principales la resolución, la eficiencia cuántica del sensor y el sistema de refrigeración. Otro factor a tener en cuenta es la fuente de alimentación, ya sea para inspecciones de un solo panel o de grandes strings, además de la necesidad o no de un generador para alimentar dicha fuente de alimentación. Finalmente, un último aspecto a considerar es el coste del software empleado. En la Tabla 3 se muestran precios orientativos del equipo de medida necesario para las inspecciones.[3]



Tabla 3. Precios del equipo de medida de EL. Fuente: [3]

DISPOSITIVO	RANGO DE PRECIOS (\$ USD)
CÁMARA	1.000 – 100.000
FUENTE DE ALIMENTACIÓN 60V/10A	1.000
FUENTE DE ALIMENTACIÓN 1000V/5A	6.000 – 10.000
GENERADOR 2kWp	700
GENERADOR 10kWp	2.000

TRANSPORTE

El equipo para la toma de medidas de EL en ocasiones es pesado y ocupa un gran volumen, principalmente en inspecciones de muchos paneles o strings, por lo que son variables importantes a la hora de considerar su transporte al lugar de medida.

La cámara y el objetivo pesan entre 0,5 kg y 2 kg dependiendo de la tecnología. Para polarizar un solo módulo fotovoltaico, la fuente de alimentación es de al menos 60 V/10 A y su peso orientativo es de 4 kg. No obstante, para inspecciones de strings de paneles, la fuente es de al menos 1000 V/5 A y tiene un peso notablemente mayor, en torno a los 25 kg.

En el caso de necesitar un generador, para la inspección de un solo módulo se emplean generadores de 2 kW y 25 kg de peso, mientras que para strings, el generador debe proporcionar más de 10 kW y su peso puede llegar hasta los 100 kg.

Finalmente hay que tener en cuenta otro tipo de equipamiento requerido en función de la tecnología utilizada como el trípode de la cámara, ordenador portátil, dispositivo de medida de irradiancia para ELD, iluminación para ELN, un dron o un espacio oscuro móvil para la inspección de un solo módulo durante el día como el que se muestra en la Figura 10. [3]

3.2.2.6 INNOVACIONES Y LÍNEA FUTURA EN EL MANTENIMIENTO MEDIANTE EL

Con el fin de aprovechar las ventajas que presenta esta técnica de O&M, principalmente en cuanto a la alta resolución de imagen obtenida y a la precisión en la localización de los defectos del panel, actualmente se están desarrollando diferentes avances que permitirán su implementación a gran escala y de manera cada vez más autónoma. Estos avances tienen el objetivo de resolver inconvenientes de la EL como:

- La estimación cualitativa de defectos a través de imágenes es difícil de implementar a gran escala.
- La inspección requiere de la modificación del conexionado de la instalación, con los riesgos asociados a ello y alargando el tiempo empleado en el mantenimiento.
- La EL puede presentar problemas de accesibilidad en lugares alejados de una toma de corriente donde conectar la fuente de alimentación, donde se necesita un generador adicional.
- El alto coste de la inspección, consecuencia de los anteriores inconvenientes citados.

En cuanto al análisis de las imágenes, existen métodos cuantitativos basados en el cálculo de diferentes parámetros estadísticos e interpretación de los histogramas que, aunque aún no permiten clasificar los defectos de forma inequívoca, posibilitan la escalabilidad de las inspecciones. Además, la implementación de nuevas tecnologías basadas en big data y machine learning en el estudio y tratamiento de los datos extraídos de las inspecciones, posibilitará un gran avance en el análisis de las imágenes.[24]

Otro tipo de mejora que facilita la realización de medidas a gran escala es la utilización de cámaras de sensor de InGaAs de cada vez más calidad. Estos CCD permiten su implementación en drones y, a pesar de la poca resolución que aportan en estos dispositivos aéreos, permiten la toma de imágenes y vídeo de una gran cantidad de paneles en un tiempo reducido. Además, esta metodología se puede combinar con la aplicación de sistemas de visión artificial que mejoran notablemente la inspección.[16]

Finalmente, en cuanto a las innovaciones referidas al procedimiento de inyección, seguridad y accesibilidad, cobra importancia el dispositivo evaluado en este trabajo. La utilización de inversores bidireccionales permite resolver los principales problemas que plantean las fuentes de alimentación convencionales, y junto con las mejoras planteadas anteriormente, posibilita la obtención de un gran nivel de automatización de la técnica, abaratando notablemente las inspecciones.

3.2.2.7 FALLOS Y DEFECTOS DETECTADOS CON EL

Según la documentación existente, no existe un consenso para la definición del término que describe la degradación de los módulos fotovoltaicos. Los términos fallo y defecto no están claramente definidos, y en la práctica, se utilizan indistintamente para describir los efectos irreversibles que causan una pérdida de rendimiento en un panel fotovoltaico.[12]

Por lo general, los fallos que afectan a los módulos se pueden clasificar en tres categorías en función de la etapa en la que aparecen: fallos prematuros, fallos intermedios o de mediana edad y fallos en la etapa final de vida del panel. En la Figura 17 se muestran los fallos más representativos en cada una de estas fases. [25]

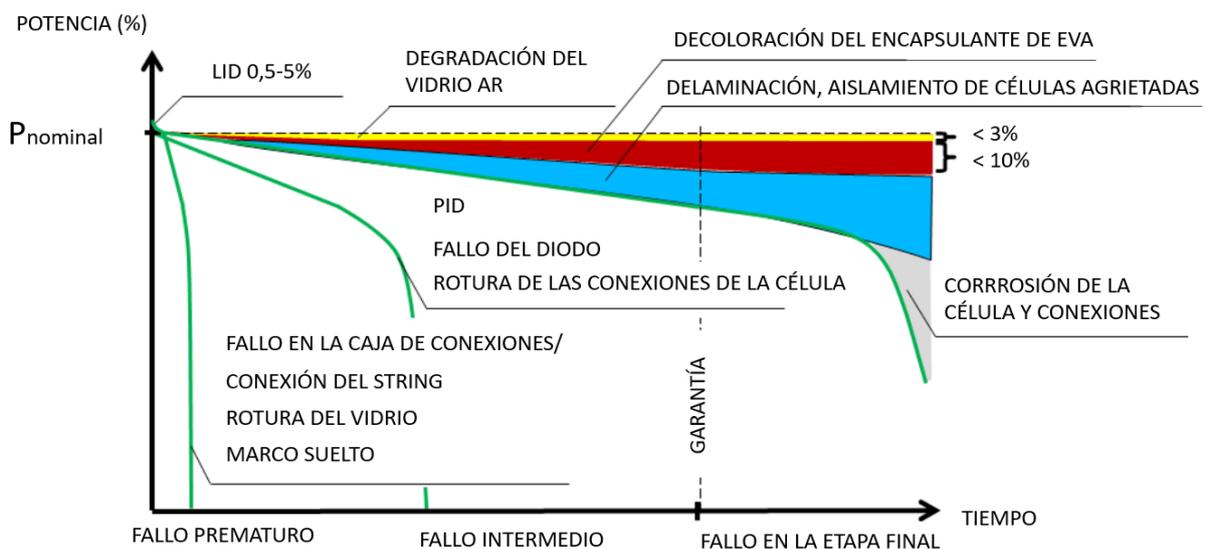


Figura 17. Fallos y defectos en función de la etapa de vida del módulo en la que aparecen. Fuente: Adaptado de [25]

Los fallos prematuros ocurren al comienzo de la vida útil de un módulo fotovoltaico. Los principales motivos de fallo en esta fase tan temprana suelen estar asociadas a módulos inicialmente defectuosos o a daños durante el transporte o instalación, siendo el desplazamiento de los paneles la causa del 5% de todos los casos de avería. Los defectos más comunes son la rotura del vidrio, fallos en la caja de conexiones, la interconexión defectuosa de células, el marco suelto y delaminación.

Además de los defectos mencionados, muchos módulos fotovoltaicos muestran una degradación de energía inducida por la luz (LID) justo después de la instalación. El LID es un tipo de fallo que siempre ocurre y la potencia nominal de la hoja de características del módulo fotovoltaico generalmente se ajusta teniendo en cuenta la pérdida de potencia esperada debida a este defecto.

En cuanto a la etapa intermedia, se prevé que el 2% de los módulos fotovoltaicos no cumplen con la garantía del fabricante (90% de la producción a los 10 años, 80% a los 25 años) después de los 10-12 años de funcionamiento. En esta fase, los fallos más comunes son interconexiones defectuosas en el módulo y la rotura del vidrio, además de los fallos en la caja de conexiones y cables, marcas de quemaduras en las células y defectos en el encapsulante.

La mayoría de los módulos fotovoltaicos sufren un proceso de desgaste que conlleva una caída de rendimiento determinante en la rentabilidad de la planta. Los fallos por desgaste ocurren al final de la vida útil de los paneles, la cual finaliza en el momento en el que se produce un problema de seguridad o la potencia cae por debajo de cierto nivel, habitualmente entre el 70% y el 80% de la potencia nominal inicial.

Las imágenes de EL, gracias a la alta resolución que proporcionan, facilitan especialmente la detección de grietas en los módulos fotovoltaicos, mostrándose como líneas oscuras en la célula solar, además de otros fallos en los fingers y en los contactos, corrosión por humedad, fallos de derivación, fallos en el diodo bypass y otros tipos de degradaciones que se manifiestan en forma de patrones en las células como PID, LID o LeTID.[25]

A continuación, se muestra cómo se identifican los diferentes tipos de defectos a través de imágenes de electroluminiscencia y se describen algunos de los más importantes.

- **Sombreados que no son fallos:**

Antes de comentar las claves en la identificación de defectos con EL, es de especial importancia destacar que tipos de sombreados o manchas oscuras en la imagen no son fallos, como las dislocaciones del cristal en una oblea multicristalina, las células sombreadas en un borde o la presencia de un sombreado en forma de anillos, como se muestra respectivamente en la Figura 18 .[25]

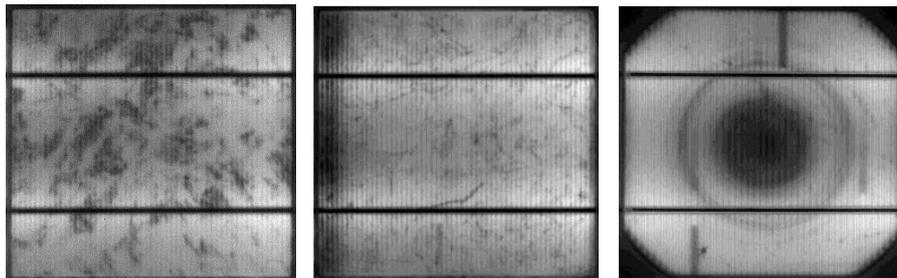


Figura 18. Células fotovoltaicas con sombreados que no son fallos. Fuente: [25]

- **Fallos en las células:**

Grietas:

En la Figura 19 se muestran varios tipos de grietas de diferente importancia. En la primera, la grieta no influye en el flujo de corriente mientras que en la segunda si que afecta en el flujo hacia el busbar de la célula, a pesar de que está todavía conectada. En el tercer caso la grieta aísla completamente partes de la célula y en el último se muestra una grieta en forma de línea cruzada.

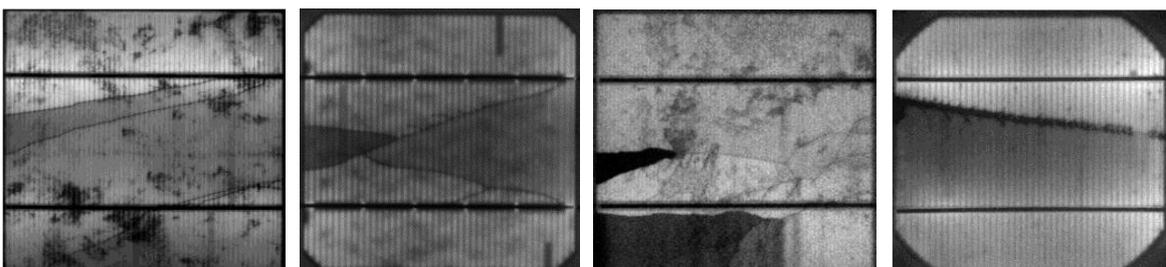


Figura 19. Células fotovoltaicas con diferentes tipos de grietas. Fuente: [25]

Fallos en los fingers:

Los fallos en los fingers de las células pueden ir desde pequeñas interrupciones del finger (imagen 1, Figura 20) hasta interrupciones causadas por grietas (imagen 2, Figura 20) o por soldadura (imagen 3, Figura 20).

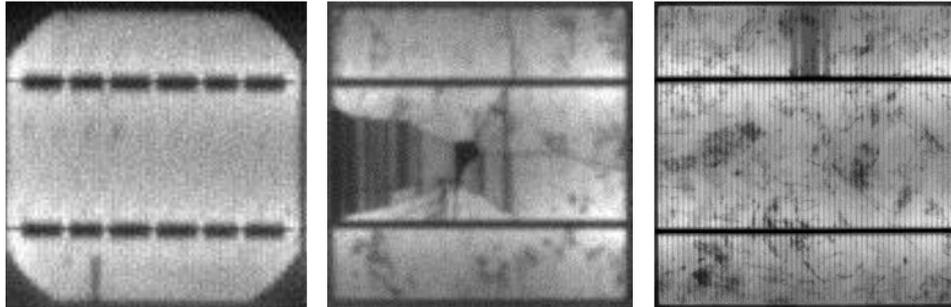


Figura 20. Células fotovoltaicas con fallos en los fingers. Fuente: [25]

Corrosión por humedad:

La corrosión por humedad se diferencia por sombreados como el de la Figura 21.

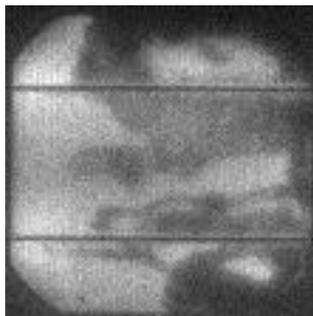


Figura 21. Célula fotovoltaica con defecto de corrosión por humedad. Fuente: [25]

Fallo de fabricación

Las faltas de homogeneidad de temperatura de la cinta transportadora durante el proceso de cocción de la célula pueden producir un fallo en los contactos que deriva en la aparición de una huella similar a la de un neumático (imagen 1, Figura 22) o de un sombreado en la parte central de la célula (imagen 2, Figura 22).

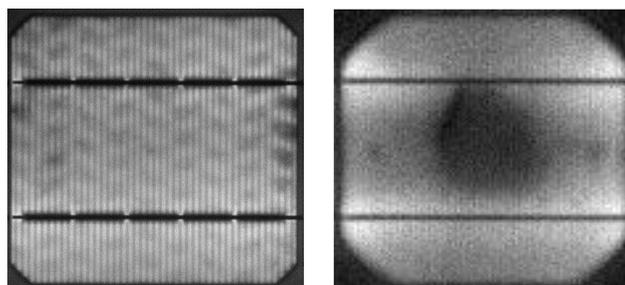


Figura 22. Células fotovoltaicas con fallos de formación por contacto. Fuente: [25]

Fallo de derivación

Pueden existir diferentes fallos de derivación ya sea en la célula solar (imagen 2, Figura 23) o debido a la interconexión de células (imagen 2, Figura 23).

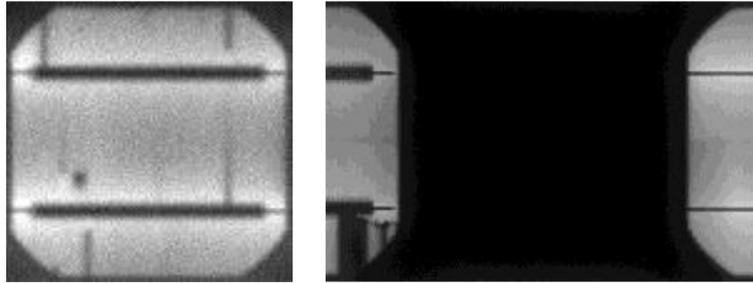


Figura 23. Células fotovoltaicas con fallo de derivación. Fuente: [25]

Interconexión de la célula desconectada

Este tipo de fallo se diferencia por sombreados como el de la Figura 24.

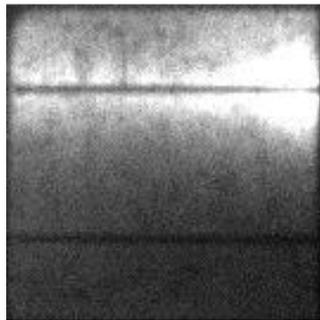


Figura 24. Célula fotovoltaica con fallo de interconexión celular desconectada. Fuente: [25]

- **Fallos en función de patrones en las imágenes de EL**

Degradación inducida por potencial (PID)

El PID es un efecto de degradación causado por las corrientes de fuga entre las células del módulo fotovoltaico y el resto de sus componentes. Se produce un flujo de corriente entre el marco de aluminio, el vidrio y el EVA hasta las células del panel, lo que deriva en una reducción de su rendimiento. La diferencia de potencial es especialmente alta en los extremos del módulo y por lo tanto, las células más oscuras en una imagen de EL cercanas al marco enfatizan la presencia de este defecto (Figura 25).[26], [27]

Todos los tipos de módulos pueden experimentar este defecto, que puede verse influenciado por diferentes factores:

- Condiciones medioambientales. La pérdida de energía debido al PID se incrementa con las condiciones climáticas como la temperatura y la humedad.
- Condiciones eléctricas de la instalación fotovoltaica. Cuanto mayor sea la tensión del string, existen más posibilidades de que aparezca PID.

- Calidad y materiales del módulo fotovoltaico. Un panel solar de calidad está más preparado y tiene menos posibilidades de verse afectado por el PID.

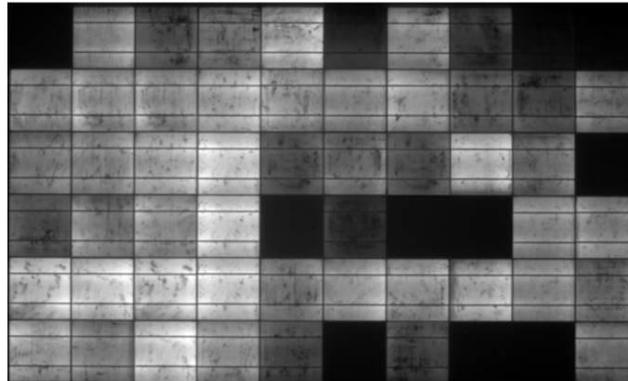


Figura 25. Panel fotovoltaico con degradación inducida por potencial (PID). Fuente: [26]

Los paneles fotovoltaicos afectados por PID se pueden recuperar y reducir la pérdida de potencia asociada a este fallo mediante diferentes procedimientos:

- Manteniendo el módulo a temperatura ambiente, proceso que se puede acelerar mediante mecanismos de recuperación térmica en los que la tasa de regeneración se incrementa con la temperatura del panel.
- Mediante la aplicación de una polarización, que puede dar como resultado una recuperación completa.

Los fallos de PID son posibles de identificar de forma prematura, antes de suponer una pérdida de rendimiento, tomando imágenes de EL polarizando los módulos con un 10% de la corriente de cortocircuito (I_{sc}). De esta manera se observa en la imagen una mayor proporción de células sombreadas. (Figura 26)

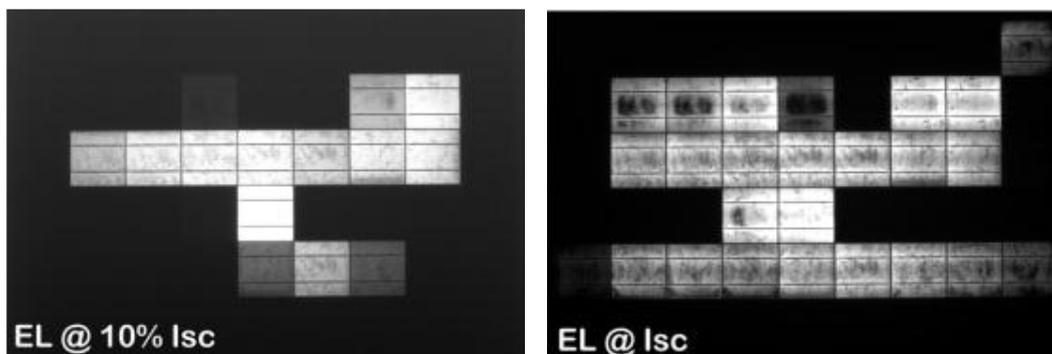


Figura 26. Detección de PID en función del valor de la corriente de polarización. Imagen tomada con un 10% de Isc (izquierda) y con Isc (derecha). Fuente: [25]

Degradación inducida por la luz (LID)

La degradación inducida por la luz (LID) describe la disminución del rendimiento de un módulo fotovoltaico en su primera etapa de funcionamiento justo después de su instalación, debido a su exposición a la luz solar.

Este defecto puede llegar a suponer pérdidas de un 10% de la potencia inicial del panel en el primer mes después de su instalación. Además, en los primeros años de vida las pérdidas son mucho mayores que en los años posteriores, produciéndose un efecto de estabilización de la degradación en la que la magnitud del LID se reduce progresivamente en los siguientes años de uso. Otro aspecto a tener en cuenta es que el rendimiento suele tender a recuperarse parcialmente durante los meses de verano y vuelve a disminuir durante el invierno. [12], [27]

Este fenómeno se puede detectar a través de imágenes de EL observando patrones aleatorios de células más oscuras como se muestra en la Figura 27.

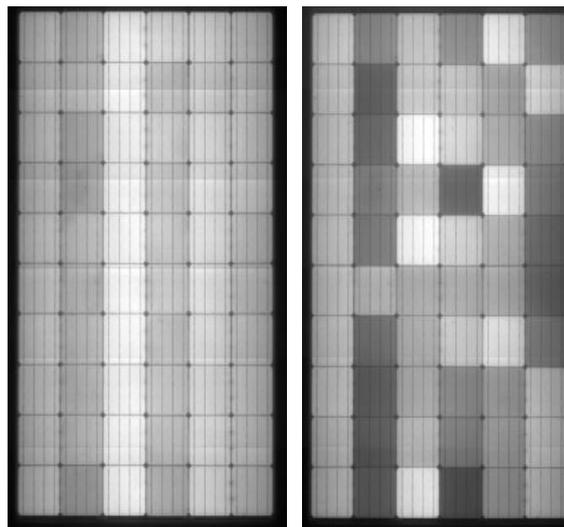


Figura 27. Panel fotovoltaico en condiciones óptimas (izquierda) y panel con degradación inducida por la luz (derecha). Fuente:[12]

Degradación inducida por luz y temperatura elevada (LeTID)

El efecto LeTID es un tipo de degradación que fue descubierto en las células fotovoltaicas de tipo PERC y, a diferencia del LID, aparece a altas temperaturas de operación, superiores a los 50°C. Las células afectadas experimentan una disminución en la señal de luminiscencia en las imágenes de EL, dando como resultado un patrón aleatorio de células más oscuras en la imagen (Figura 28). Estas zonas más oscuras afectadas por LeTID no tienen actividad eléctrica, por lo que disminuyen notablemente el rendimiento del panel.

El efecto LeTID puede provocar pérdidas superiores al 10% de potencia en el panel fotovoltaico, e incluso en algunas ocasiones este valor puede superar el 20% después de dos o tres años de funcionamiento. [28], [29]

Mientras que en el caso del LID la regeneración del panel se produce durante los dos primeros años, en el LeTID esta estabilización es mucho más lenta, afectando a gran parte de la vida útil del módulo y poniendo en riesgo su rentabilidad económica. Las principales mejoras propuestas para reducir el efecto de LeTID en la fabricación de células de tipo PERC son:

- Utilizar materias primas bajas en hidrógeno.
- Reducir las temperaturas de tratamiento de las células.
- Emplear obleas más finas.

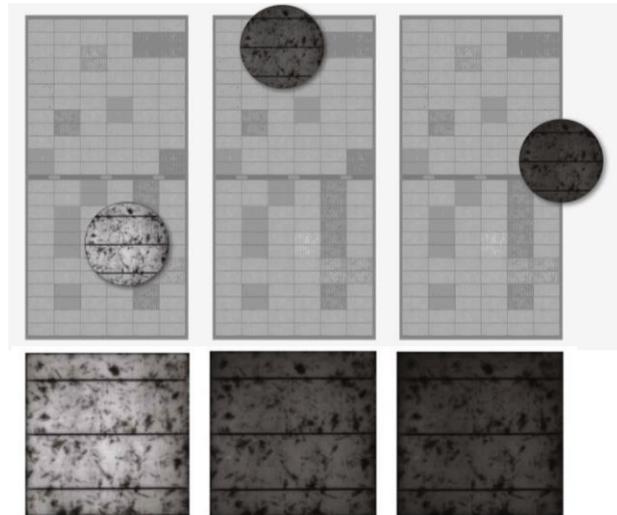


Figura 28. Panel fotovoltaico con degradación inducida por la luz y por temperaturas elevadas (LeTID). Fuente: [28]

Carga mecánica homogénea pesada

El patrón de grietas de un módulo sometido a una carga homogénea adquiere una forma de X como el de la Figura 29.

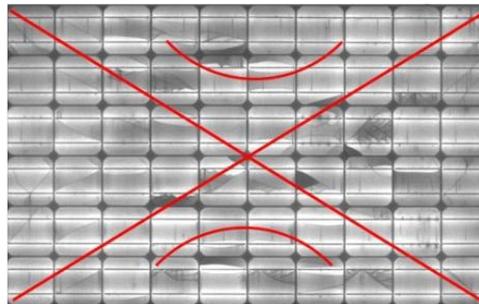


Figura 29. Panel fotovoltaico con fallos debido a una carga mecánica homogénea pesada. Fuente: [25]

Fallo en el diodo by pass

Se observa la interrupción en el flujo de corriente en un string completo de células tal como se muestra en la Figura 30.

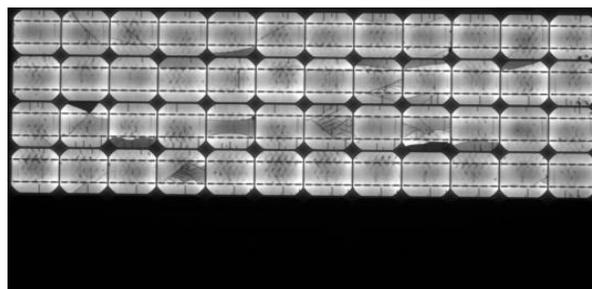


Figura 30. Panel fotovoltaico con fallo del diodo by pass. Fuente: [25]



4 METODOLOGÍA DE MEDIDA

4.1 DESCRIPCIÓN DEL INVERSOR

Se dispone de un inversor de 20 kWn de la marca INGETEAM modelo INGECON SUN 20 TL como el de la Figura 31, donde se muestra junto con su esquema unifilar. En el Anexo 2 se pueden consultar las características concretas del inversor.

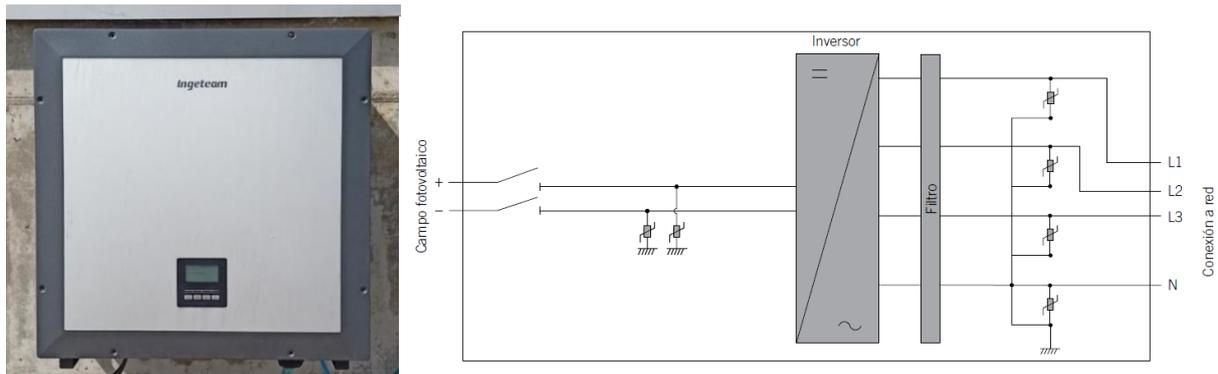


Figura 31. Inversor INGECON SUN 20 TL junto con su esquema unifilar. Fuente: [30]

La finalidad de un inversor radica en transformar la corriente continua generada por la planta fotovoltaica en corriente alterna para su inyección en la red eléctrica y hacer que la instalación trabaje en su punto de máxima potencia. Este modelo consigue un alto rendimiento con una curva plana gracias a su estructura de potencia, la cual permite minimizar el coste y el peso del inversor.

El inversor incluye de serie comunicación vía RS-485, lector de tarjetas SD para la actualización de firmware y un relé libre de potencial para señalización. Además, permite incorporar diferentes accesorios complementarios de comunicación, tarjeta de entradas digitales o kit de autoconsumo. Finalmente, una de las propiedades principales de este inversor que posibilita la realización de este trabajo es su característica bidireccional, siendo capaz de gestionar el flujo de corriente en ambos sentidos, facilitando así la realización de inspecciones de EL. [30]

Los inversores bidireccionales son dispositivos bastante comunes en la actualidad debido a su utilidad en las instalaciones que emplean sistemas de almacenamiento por baterías. Estos inversores permiten transformar la corriente desde la instalación fotovoltaica o la batería hasta la red y también cargar la batería directamente de la red. Incluso permiten cargar la batería desde la fotovoltaica y desde la red simultáneamente, en aquellas situaciones en las que la producción de energía es menor y el precio de mercado es lo suficientemente bajo.

En la actualidad, existe una gran variedad de topologías de convertidores de electrónica de potencia orientados a aplicaciones en plantas fotovoltaicas, en función de las necesidades de cada situación específica. A su vez, para su aplicación bidireccional también existen diferentes tipos de inversores, y en [18] se discute de manera más específica las características de las diferentes topologías existentes que pueden utilizarse en inspecciones de EL. En dicho artículo se concluye que el hardware disponible en las

grandes plantas fotovoltaicas actuales, en la mayoría de los casos permite o se puede modificar para permitir el mantenimiento mediante imágenes de EL.

Con el objetivo de conseguir un alto nivel de automatización en la inspección es necesario un control en tiempo real tanto del inversor bidireccional, como de la cámara y el interruptor electrónico. Se requiere de un sistema de control capaz de sincronizar la captura de imágenes con la polarización del módulo de estudio, tal como se muestra en la Figura 32, y para ello se necesita un sistema de comunicaciones, explicado en el apartado 4.2, además del propio sistema de comunicaciones del inversor, explicado en el apartado 4.1.2.

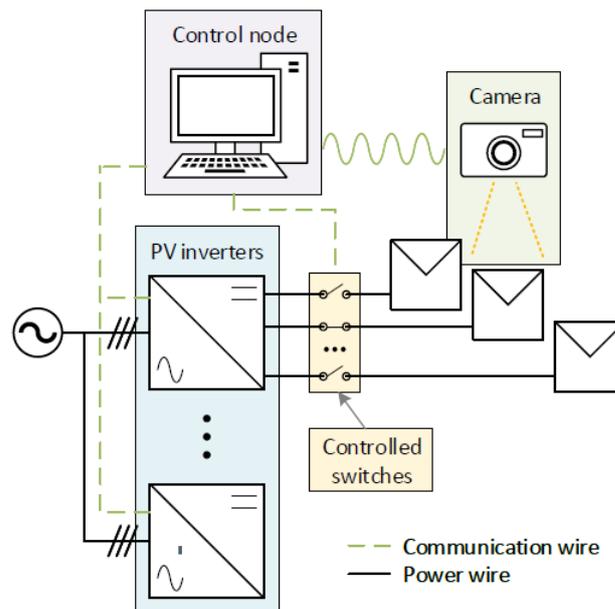


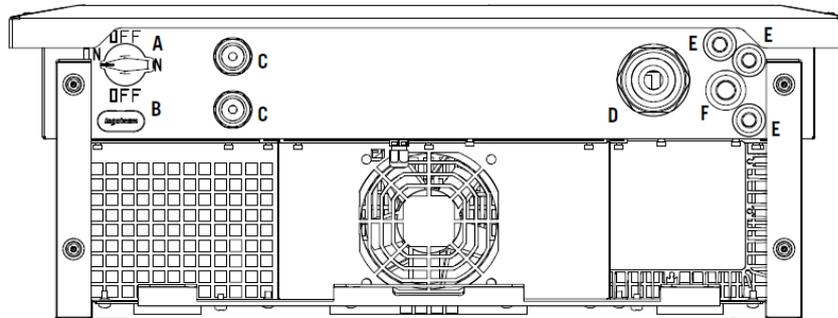
Figura 32. Sistema de control y de comunicaciones del equipo de medida de EL. Fuente: [18]

4.1.1 DESCONEXIÓN DEL EQUIPO

El conocimiento del procedimiento de desconexión del inversor de forma segura es una labor esencial en las tareas de mantenimiento de la instalación fotovoltaica. A continuación, se detallan las medidas que se deben tomar:

1. Cambiar el inversor a modo paro desde el display del equipo (acceder al menú principal, Inicio/Paro y modificarlo mediante la tecla OK).
2. Quitar la tensión AC desde un medio de desconexión externo al equipo (actuando sobre el interruptor diferencial e interruptores automáticos como se muestra en la Figura 34)
3. Quitar tensión DC desde un medio de desconexión externo al equipo o mediante el seccionador (actuar sobre el seccionador (Figura 33) y los fusibles (Figura 34)).
4. Esperar 5 minutos a que se descarguen las capacitancias internas existentes, a que se enfríen los elementos internos y a que se detenga el movimiento residual de las aspas de los ventiladores.
5. Comprobar la ausencia de tensión en las entradas DC y AC.
6. Señalar la zona de corte (Vac y Vdc) con un cartel de "Atención prohibido maniobrar..." en caso de ser necesario delimitar la zona de trabajo.

No obstante, se debe tener en cuenta que para el caso concreto de este trabajo, las operaciones necesarias para medidas de electroluminiscencia no requieren delimitar la zona de trabajo ni se opera directamente con los componentes internos del inversor.



- | | |
|--|--|
| <p>A. Seccionador DC.</p> <p>B. Lector de tarjetas SD.</p> <p>C. Prensaestopos M25 para cableado de DC. Rango de diámetros de cable admitidos 7 ~ 17 mm, utilizando el reductor previsto.</p> <p>D. Prensaestopos M50 para cableado de AC. Rango de diámetros de cable admitidos 16 ~ 35 mm.</p> | <p>E. Orificios para prensaestopos M16 para accesorios. Rango de diámetros de cable admitidos 4,5 ~ 10 mm.</p> <p>F. Orificio para prensaestopos M20 para accesorio de comunicación vía Ethernet. Rango de diámetros de cable admitidos 6 ~ 13 mm.</p> |
|--|--|

Figura 33. Parte inferior del inversor donde se observa la posición ON/OFF del seccionador. Fuente: [30]

Otro aspecto a tener en cuenta es que las protecciones del inversor INGECON SUN 20 TL son las situadas en la parte superior de la caja de conexiones, siendo las inferiores las correspondientes con el inversor de la marca FRONIUS SYMO.



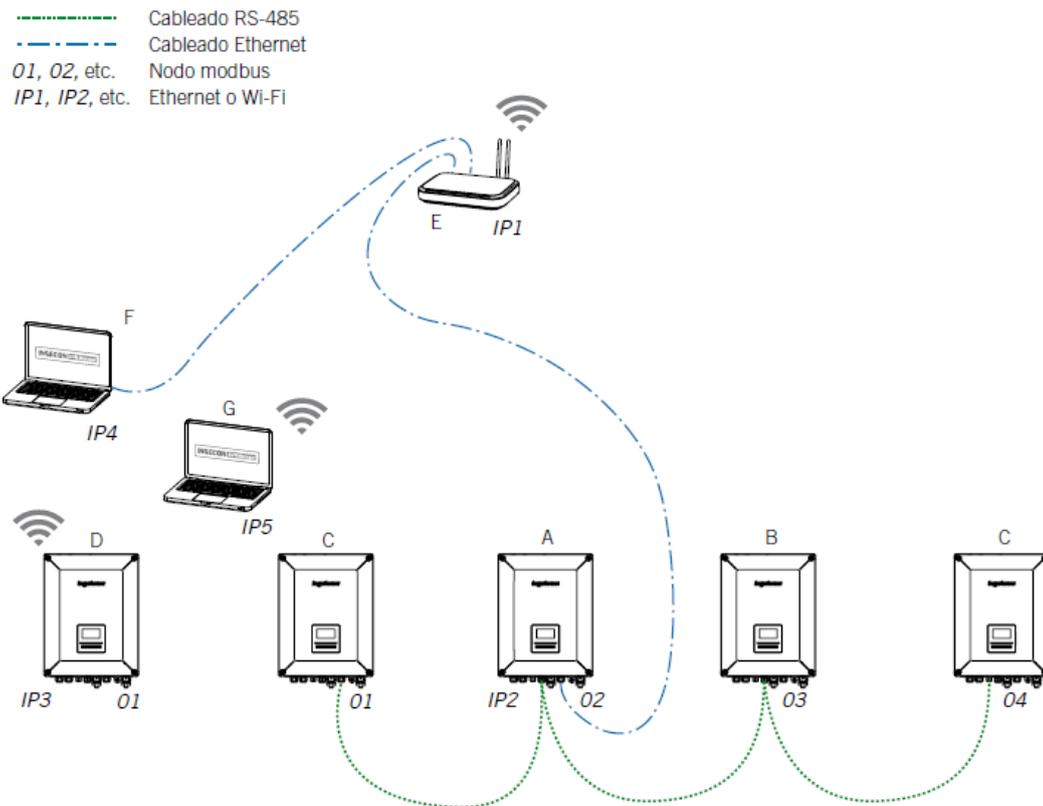
Figura 34. Protecciones del inversor INGETEAM conectadas (arriba) y desconectadas (abajo). De izquierda a derecha se muestran los fusibles, interruptor diferencial e interruptores automáticos. Fuente: Elaboración propia.

4.1.2 COMUNICACIONES

Los inversores de Ingeteam ofrecen la posibilidad de comunicación vía Ethernet o Wi-Fi mediante el uso de los accesorios correspondientes tanto de forma local como de forma remota.[31]

4.1.2.1 COMUNICACIÓN LOCAL

Es aquella en la que un PC y el inversor se encuentran en la misma red de comunicaciones y se ha empleado principalmente para la configuración del dispositivo cuando no tenía acceso a Internet o para la propia configuración de la red. En la Figura 35 se muestran las posibilidades que aporta el inversor en cuanto a los diferentes tipos de comunicaciones locales.



Configuraciones IP:
 IP: 192.168.1.X
 Net Mask: 255.255.255.0
 Gateway: 192.168.1.1

IP1: 192.168.1.1
 IP2: 192.168.1.2
 IP3: 192.168.1.3
 IP4: 192.168.1.4
 IP5: 192.168.1.5

- | | |
|--|------------------------------------|
| A. Equipo INGECON con tarjeta Ethernet y RS-485 | E. Router |
| B. Equipo INGECON conectado al bus RS-485 | F. PC local conectado por Ethernet |
| C. Equipo INGECON conectado al bus RS-485 (fin de línea) | G. PC local conectado por Wi-Fi |
| D. Equipo INGECON conectado por Wi-Fi | |

Figura 35. Tipos de comunicaciones locales del inversor. Fuente: [31]

4.1.2.2 COMUNICACIÓN REMOTA

Es aquella en la que un PC y el inversor de la instalación se encuentran en redes diferentes y es la empleada junto con la aplicación INGECON SUN MONITOR para monitorizar de forma totalmente remota e instantánea la instalación fotovoltaica, siendo un factor imprescindible para conseguir una elevada automatización en las inspecciones de O&M mediante EL. En la Figura 36 se muestran las posibilidades que aporta el inversor en cuanto a los diferentes tipos de comunicaciones remotas.

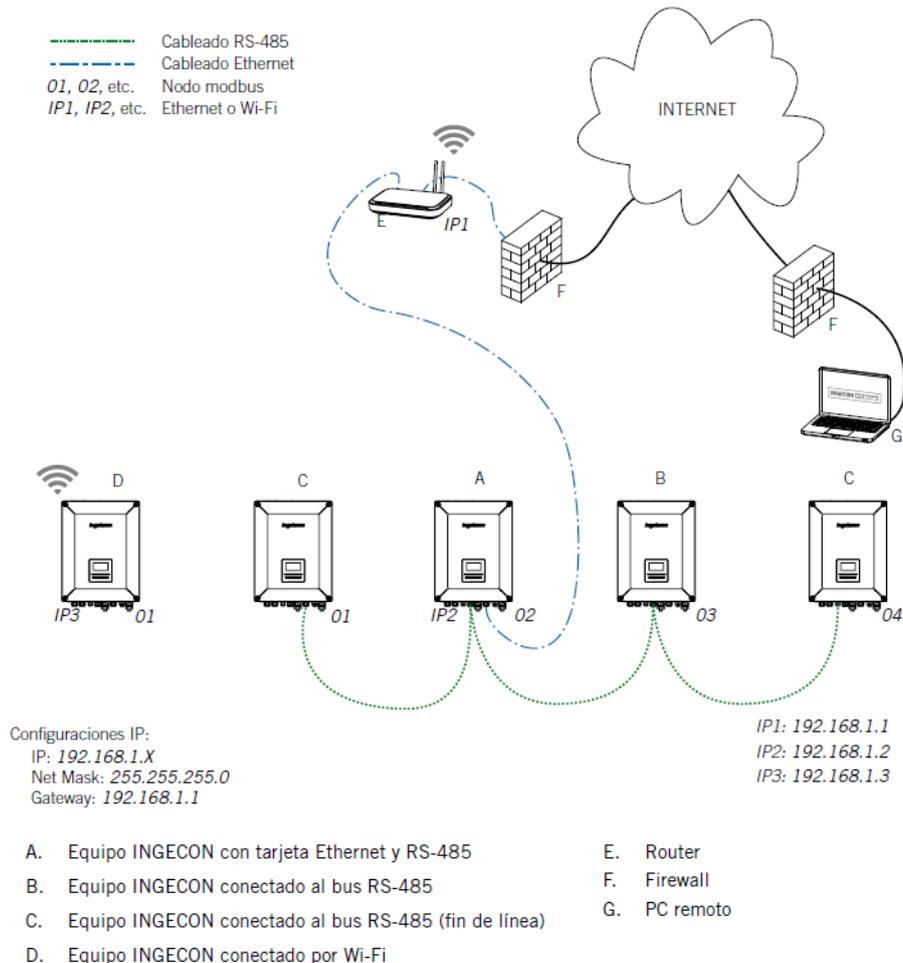


Figura 36. Tipos de comunicaciones remotas del inversor. Fuente: [31]

4.1.2.3 TARJETA DE COMUNICACIONES

Se dispone de una tarjeta de comunicaciones Ethernet TCP (Figura 37) con salida RS-485 que emplea el protocolo Modbus-TCP, al igual que la mayor parte de los sistemas de SCADA basados en este tipo de comunicaciones. No obstante, la comunicación final se realiza por RS-485, usando el protocolo Modbus-RTU.

De este modo, la tarjeta actúa como un traductor de protocolos Modbus-TCP y Modbus-RTU y además realizan la conversión entre los medios de comunicación Ethernet y RS-485.

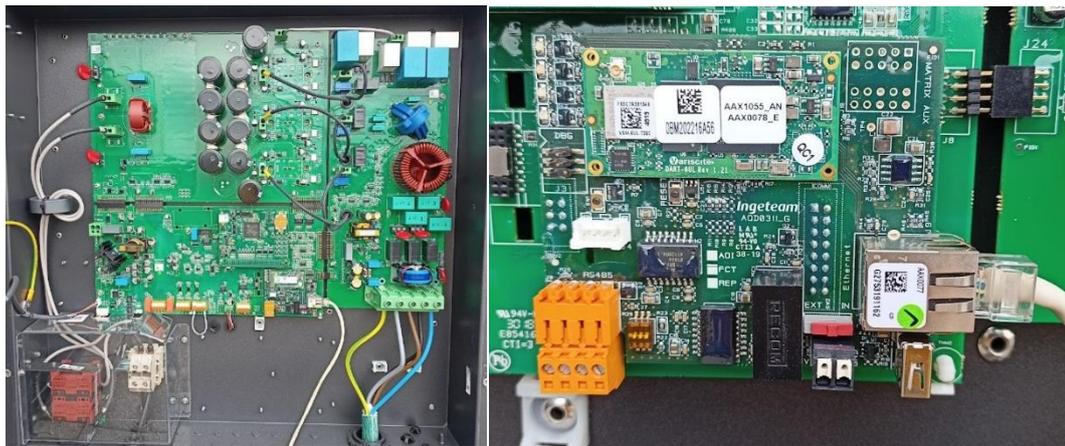


Figura 37. Tarjeta de comunicaciones Ethernet TCP del inversor. Fuente: Elaboración propia.

A modo de ejemplo, se muestra en la Figura 38 el flujo de comunicaciones estándar en una petición Modbus-TCP desde un SCADA. En modo Modbus-TCP la tarjeta escucha las solicitudes (1), las cuales se convierten a Modbus-RTU y se envían a través de la interfaz serie (2). Después, la respuesta del equipo (3) se convierte de Modbus-RTU a Modbus-TCP, y finalmente es enviada al cliente (4).

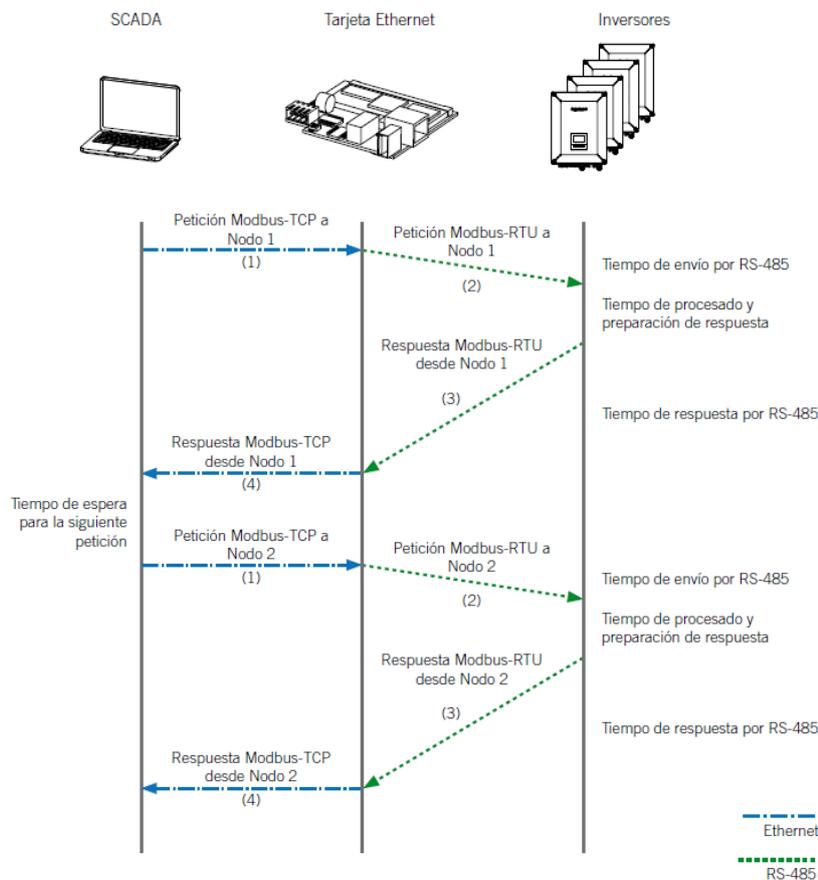


Figura 38. Flujo de comunicaciones estándar en una petición Modbus-TCP desde un SCADA. Fuente: [31]

4.1.3 INGECON SUN MONITOR

El control y la monitorización de la planta fotovoltaica se realiza desde la plataforma proporcionada por la empresa Ingeteam, en la web INGECON SUN Monitor. [32]

Una vez se introduce el usuario y contraseña, se accede a la pantalla principal donde se puede visualizar la totalidad de las plantas fotovoltaicas monitorizadas, que en este caso es una (Figura 39). Esta pantalla aporta información general de todas las instalaciones fotovoltaicas, ya sean alarmas, nombre de la planta, localización, producción en tiempo real actualizada cada minuto, el tiempo y temperatura de la localización de la instalación y la producción de los últimos tres días. En el caso de las plantas de autoconsumo se muestra además, el ratio de autoconsumo, la información correspondiente con la carga y descarga de baterías y la inyección o no de energía a la red. Finalmente, este menú permite borrar y añadir nuevas plantas.

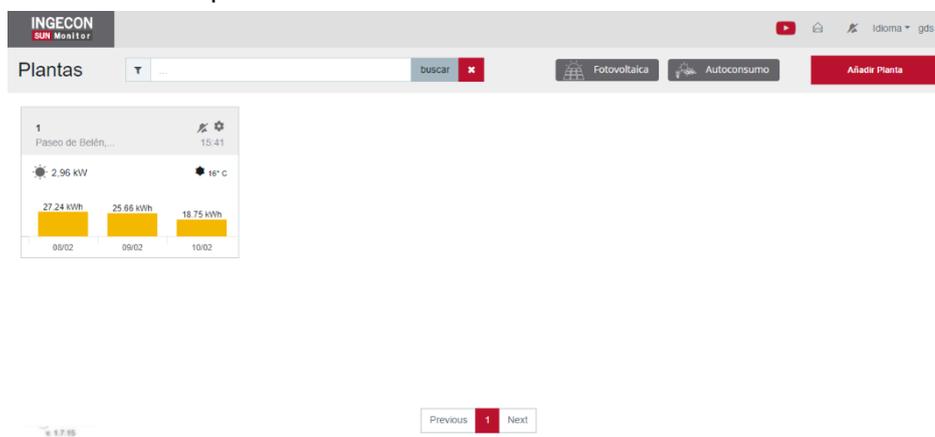


Figura 39. Ventana principal INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.

Haciendo click en la planta se accede a los datos de esta (Figura 40), donde se dispone de cuatro ventanas con información general común a todas ellas en la parte superior (temperatura y tiempo, hora, estado de la planta online u offline, alarmas, potencia producida en el día actual y potencia acumulada o generación total de la planta a lo largo de toda su vida).

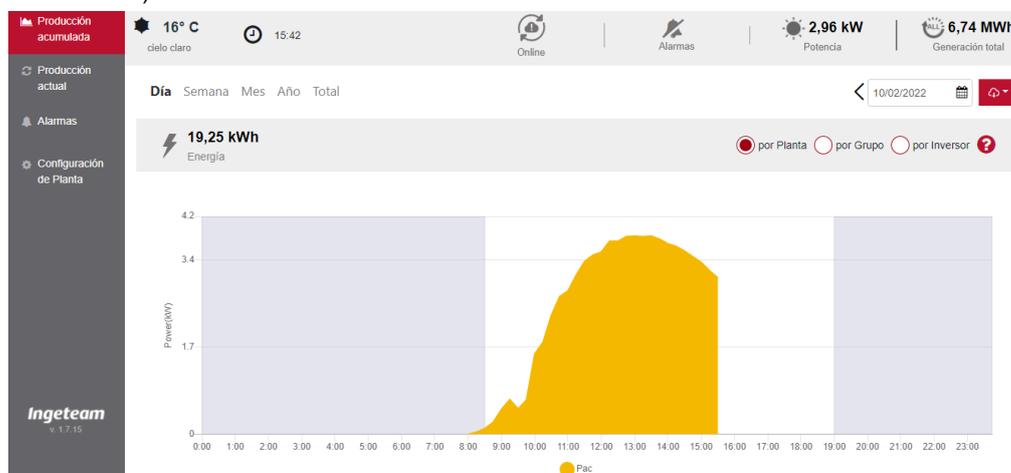


Figura 40. Menú principal INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.

1. **Producción acumulada** (Figura 41): Permite visualizar la producción tanto actual con su correspondiente gráfico, como acceder al historial de producción de la planta, indicando el día correspondiente en el calendario de la parte superior derecha. Junto a esta posibilidad se encuentra la opción de exportación de los datos de producción recopilados cada 15 minutos. La información se puede estudiar en función de las plantas, los grupos o los diferentes inversores en el caso en el que haya varios y también de forma diaria, semanal, mensual, anual o total.

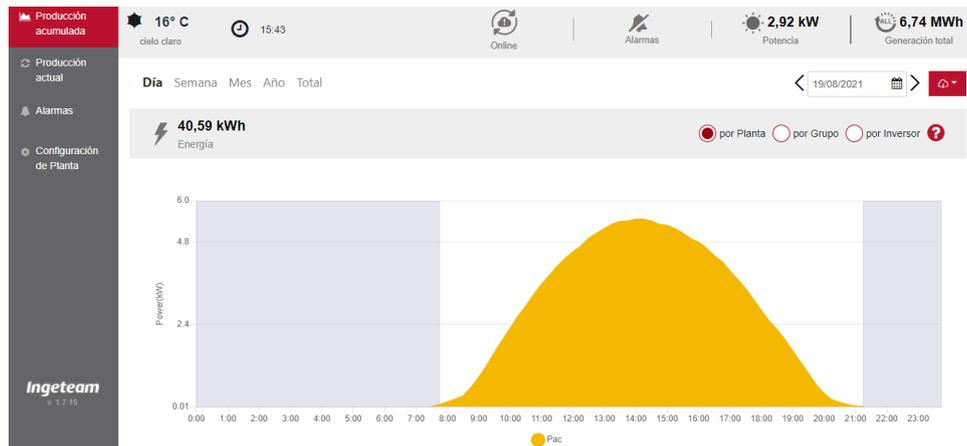


Figura 41. Producción acumulada INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.

2. **Producción actual** (Figura 42): Permite visualizar la potencia y la energía producida en ese instante en función de los inversores y permite acceder a los dispositivos de comunicación de información a través de la board interface.

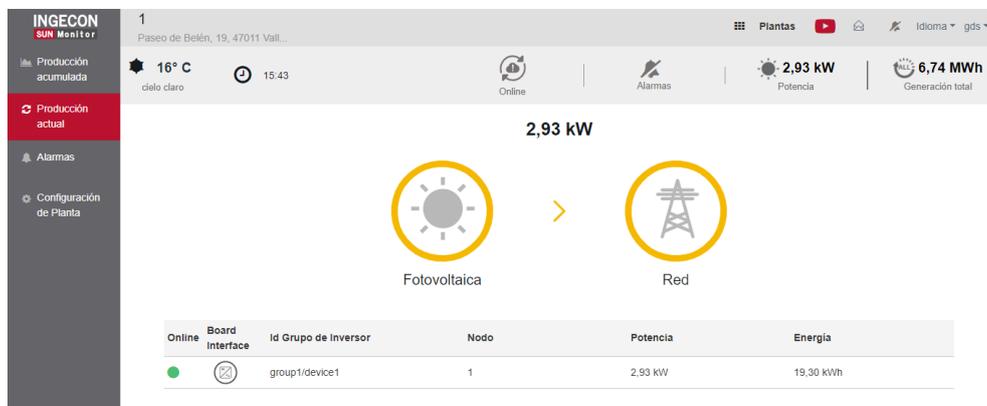


Figura 42. Producción actual INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.

3. **Alarmas:** Permite visualizar las alarmas y el historial de alarmas en los últimos 31 días. Se pueden clasificar en función de la instalación o inversor al que pertenecen, en función de si están activas en la actualidad o agruparlas por fecha y hora. Proporciona el momento de inicio y fin de la alarma tal como se muestra en la Figura 43, en la que se realizó un paro manual de la instalación entre las 11:39:04 y 11:42:00 para modificar de forma segura el conexionado de los paneles.

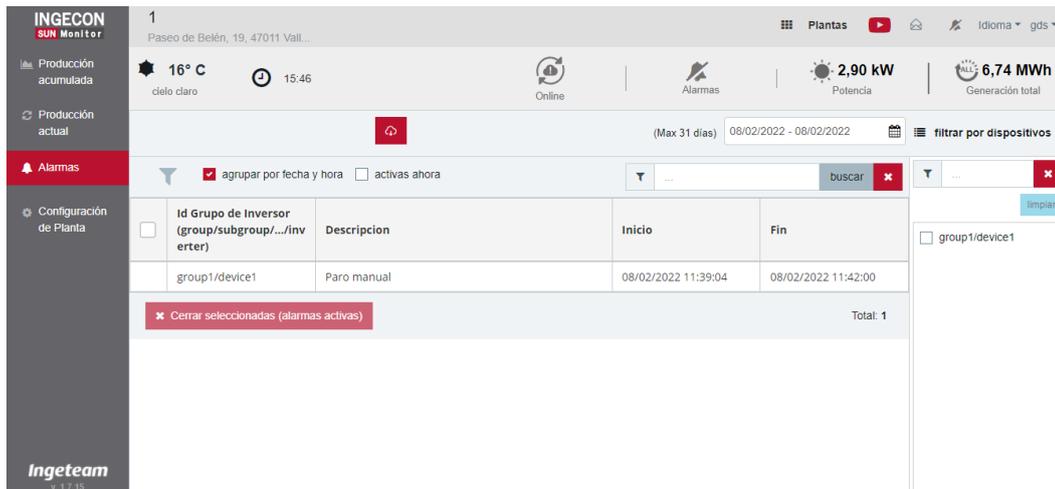


Figura 43. Alarmas INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.

4. Configuración de Planta (Figura 44):

- **Info:** permite cambiar el nombre de la planta.
- **Dispositivos:** permite visualizar a la información de los diferentes inversores de la instalación y acceder a los dispositivos de comunicación a través de la board interface.
- **Localización:** permite seleccionar la localización de la instalación y la zona horaria.
- **Notificación de alarmas:** permite configurar los correos electrónicos a los que se enviarán las notificaciones de problemas en la instalación fotovoltaica.
- **Informes:** permite configurar los correos electrónicos a los que se enviarán los informes de la instalación fotovoltaica ya sea con frecuencia diaria o semanal.
- **Compartir:** permite dar acceso a otros usuarios registrados en la plataforma a los datos de producción de la planta fotovoltaica e incluso también a permisos de edición y configuración de la instalación.
- **Configuración meteorológica:** permite cambiar las unidades de temperatura.

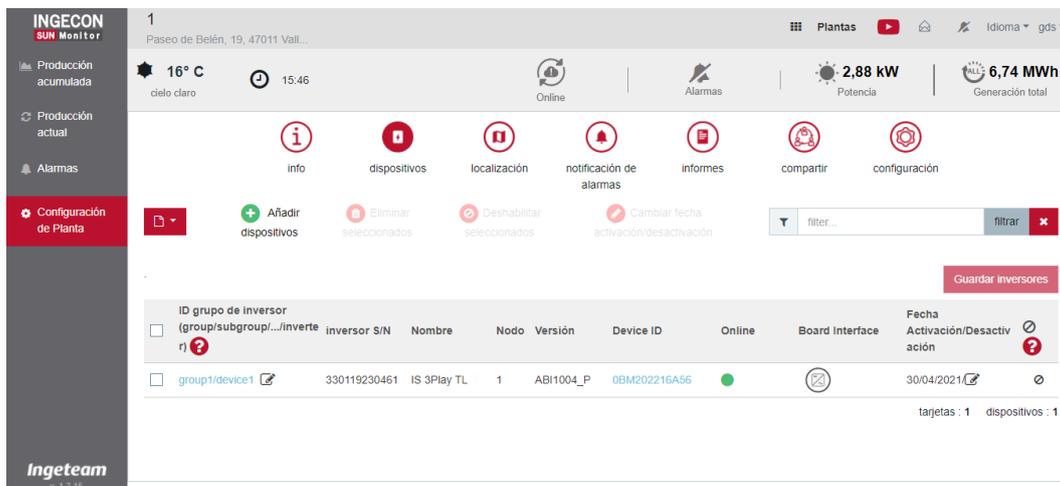


Figura 44. Configuración de la Planta INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.

Accediendo a la tarjeta de comunicaciones a través de la board interface, ya sea desde la pestaña de producción actual o desde configuración de la planta → dispositivos, se accede a otras cuatro ventanas que permiten gestionar la actualización de la tarjeta, la configuración del idioma y acceder al menú de monitorización (Figura 45).

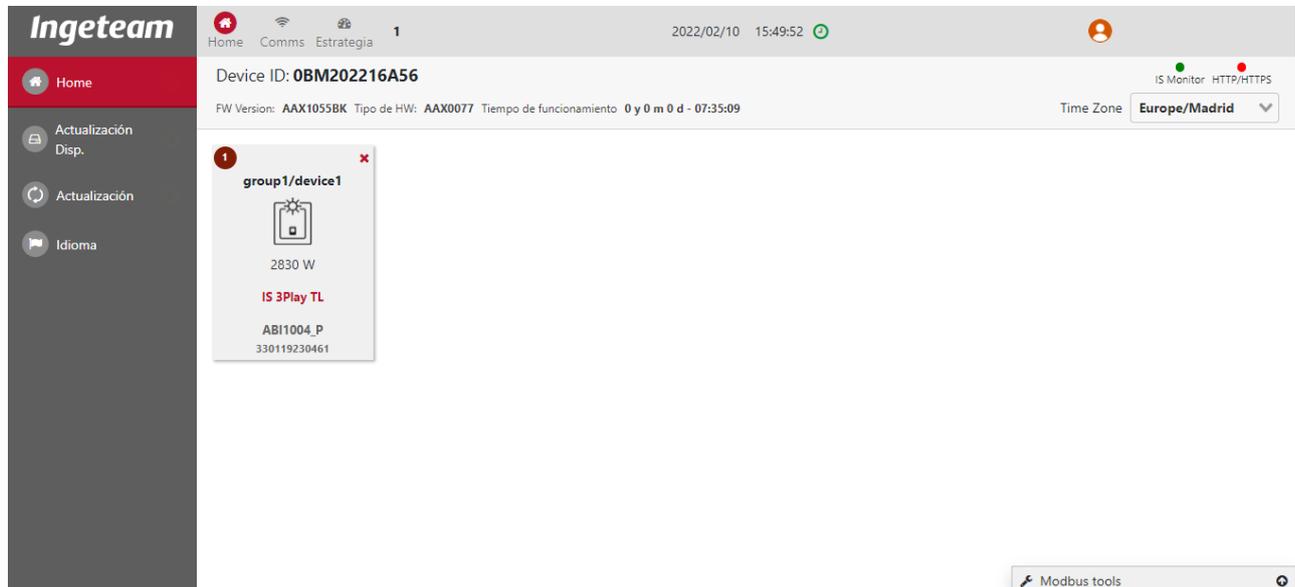


Figura 45. Menú de la board interface INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.

Un aspecto a tener en cuenta es que solo se puede acceder a la tarjeta de comunicaciones a través de una red de internet distinta de eduroam* y mientras el inversor se encuentra en funcionamiento. El inversor está configurado para apagarse automáticamente cuando anochece para ahorrar energía y evitar ese gasto residual innecesario. Por esta razón, si se quiere acceder para realizar medidas de EL en condiciones nocturnas se deberá modificar la configuración del inversor tal como se explica en el apartado 4.1.5.

Haciendo click sobre el dispositivo “IS 3Play TL” se accede al menú de monitorización, el cual ofrece una amplia cantidad de datos de producción y del estado del inversor en tiempo real como se puede observar en la Figura 46. Este menú es imprescindible para controlar el proceso de inyección de corriente de manera instantánea y para mantener de esta manera la seguridad en la realización de las medidas de electroluminiscencia.

* La red WiFi eduroam es un servicio mundial de Internet para la comunidad académica y de investigación cuyos protocolos de seguridad no permiten el acceso a diferentes servicios como es en este caso la transmisión de datos con el inversor.



Ingeteam IS 3Play TL 330119230461 1 2022/02/10 15:52:31

15:52:28

Volver

Monitorización

Configuración

Eventos

Logger

Título	Valor
Inverter Instantaneous Alarms 1	0000
Inverter Instantaneous Alarms 2	0000
Inverter Instantaneous Alarms 3	0000
Inverter Instantaneous Alarms 4	0000
Inverter Instantaneous Stop event	SE_NONE (0)
Inverter Warning Code	0000
Inverter Status	Connected to the grid
Output grid RMS current of phase R	4.01 A
Output grid RMS current of phase S	4.05 A
Output grid RMS current of phase T	4.09 A
Grid RMS voltage of phase R	238.8 V
Grid RMS voltage of phase S	238.6 V
Grid RMS voltage of phase T	238.0 V
Grid frequency	50.02 Hz
Output apparent power	2770 VA
Output active power	2770 Watt
Wattmeter measurement (Self-Consumption mode)	0 Watt
Self Consumption Ratio	0 %
Output reactive power	0 VAr
Cosine of Phi	1.000
PV1 current	4.77 A
PV1 voltage	593 Vdc
PV1 power	2830 Watt
Isolation resistance of PV field	2294 kOhm
Current of PV string 1	0.0 A
Current of PV string 2	0.0 A
Current of PV string 3	0.0 A
Current of PV string 4	0.0 A
Current of PV string 5	0.0 A
Current of PV string 6	0.0 A
Current of PV string 7	0.0 A
Warning String kit code	0
Daily energy value	20.59 kWh
Partial Energy delivered by the unit since user reset	2016 kWh
Partial number of operation hours since user reset	1048 hours
Partial number of connection since user reset	223
Active Power Reduction Rate	100 %
Active Power Reduction Reason	No Reduction Reason
Reactive Power Reference Type	CosPhi Configuration
Average differential current RMS	0.0091 A
Maintained alarm code 1	0000

Partial number of connection since user reset	223
Active Power Reduction Rate	100 %
Active Power Reduction Reason	No Reduction Reason
Reactive Power Reference Type	CosPhi Configuration
Average differential current RMS	0.0087 A
Maintained alarm code 1	0000
Maintained alarm code 2	0000
Maintained alarm code 3	0000
Maintained alarm code 4	0000
Stop Event	SE_NONE (0)

Figura 46. Menú de monitorización. Fuente: Elaboración propia.

Otra de las posibilidades que aporta la tarjeta de comunicaciones es la capacidad de comparar y representar en una gráfica todos los parámetros de la Figura 46 a través de la pestaña logger y además permite exportar los datos recogidos cada minuto en formato CSV.

Una de las representaciones más útiles y empleadas en este documento es la gráfica corriente - tensión, tal como se muestra en la Figura 47. La propia aplicación muestra el valor de cada parámetro en cada minuto colocando el cursor encima del gráfico y permite ampliar la zona horaria concreta que se quiera visualizar a través del pequeño gráfico inferior.

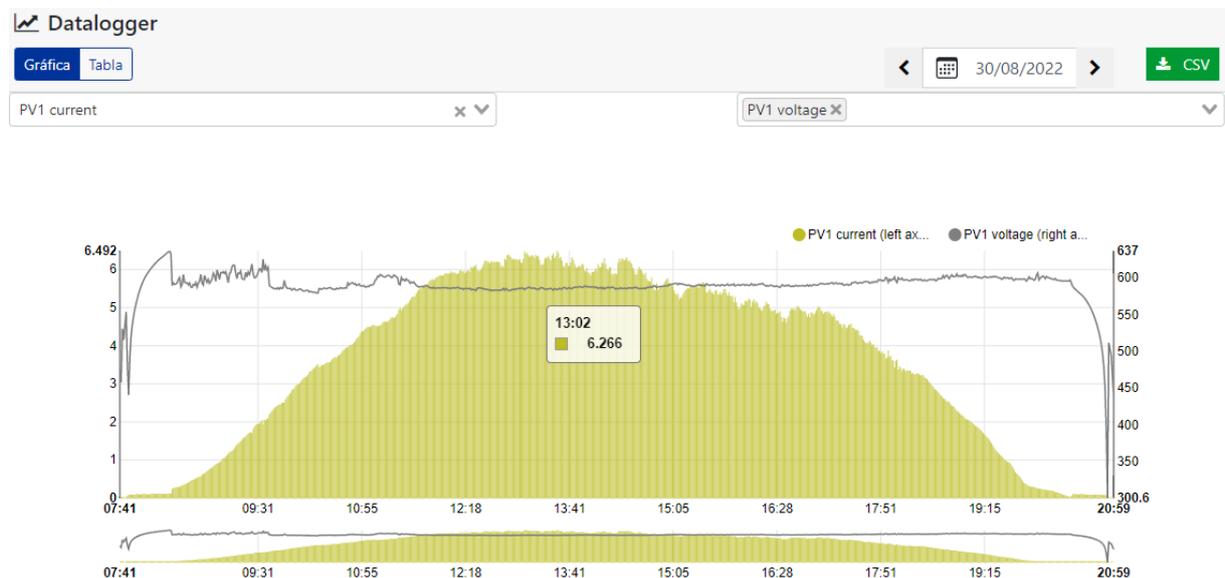


Figura 47. Menú logger INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, la tarjeta de comunicaciones da acceso a una configuración avanzada del inversor, donde se pueden modificar diferentes parámetros de la red o algoritmos del inversor.

Es en esta pestaña donde se puede encontrar el menú personalizado (11-UVA MENU) desarrollado por INGETEAM para el control de la inyección de corriente necesario para polarizar los módulos fotovoltaicos en las pruebas de electroluminiscencia (Figura 48).

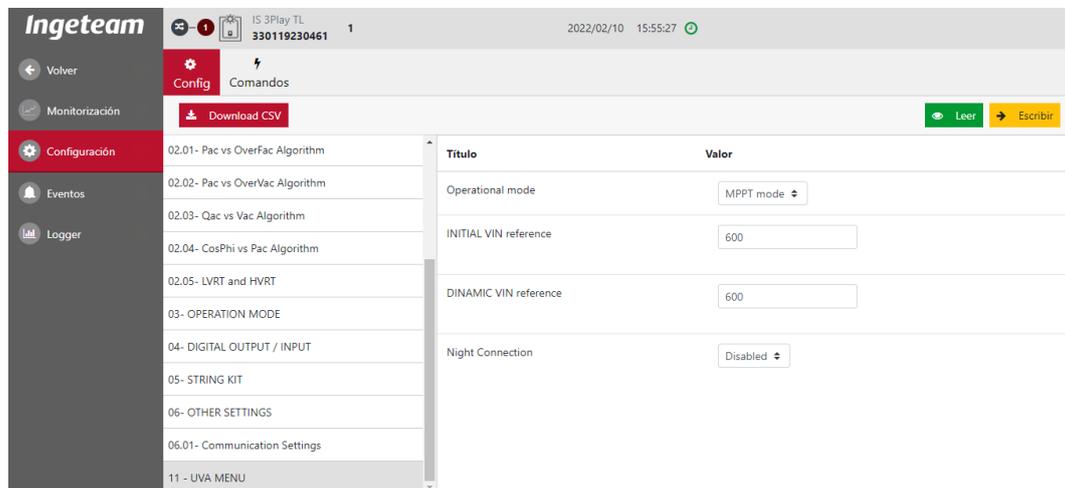


Figura 48. Menú de regulación de la inyección UVA MENU INGECON SUN MONITOR. Fuente: Elaboración propia.

El menú consta de cuatro parámetros:

- **Operational mode:** Se puede seleccionar el modo de operación **MPPT** (Maximum Power Point Tracker) mediante el cual el inversor modifica la tensión de DC para buscar el punto de máxima potencia, y el modo **VIN** (Voltage Input), en el que el inversor intenta mantener la tensión seleccionada a través de los siguientes parámetros (INITIAL VIN reference y DINAMIC VIN reference)
- **INITIAL VIN reference:** Una vez seleccionado el modo VIN, INITIAL VIN reference es la tensión de referencia con la que arrancará el inversor después de una pérdida de alimentación o reset. Es una variable de configuración que almacena el inversor y que solo tendrá efecto después del mencionado reset o pérdida de alimentación y los valores permitidos están comprendidos entre 600 V y 820 V.
- **DINAMIC VIN reference:** Una vez seleccionado el modo VIN, DINAMIC VIN reference es la tensión de referencia actual. Se puede cambiar dinámicamente con el inversor conectado y tiene efecto inmediato. Es una variable que no se almacena en configuración por lo que pierde su valor después de un reset o pérdida de alimentación y los valores permitidos están comprendidos entre 600 V y 820 V.
- **Night Connection:** Se puede habilitar (“Enable”) el inversor para que permanezca conectado por la noche en caso de realizar medidas nocturnas, o deshabilitar (“Disable”) para que el inversor se apague minimizando los gastos de energía innecesarios.

4.1.4 INYECCIÓN DE CORRIENTE EN MODO DIURNO

1. Se desconecta el inversor de forma segura y se conecta el interruptor electrónico.
2. Una vez conectado el inversor se accede al “11-UVA MENU” a través de INGECON SUN MONITOR mediante una red de internet distinta de eduroam, se selecciona como Operational mode el “VIN mode” y se habilita la “night connection”.
3. Se selecciona una “INITIAL VIN reference” de tal forma que se asegure que no se va a inyectar una corriente demasiado elevada en los módulos.
4. Mediante “DINAMIC VIN reference” se varía la tensión ajustando la corriente inyectada en los módulos hasta un valor adecuado. El valor de intensidad se recomienda comprobarlo mediante una pinza amperimétrica o mediante el menú de monitorización del inversor.
5. Toma de imágenes de electroluminiscencia. Se recomienda revisar periódicamente el valor de corriente que se inyecta puesto que a medida que transcurre la inspección, esta puede aumentar progresivamente.
6. Finalmente se recuperan las condiciones iniciales del menú. Para ello se desconecta el inversor para recoger de forma segura el equipo de medida, se vuelve a poner en funcionamiento la planta fotovoltaica comprobando que todo funciona correctamente, y se selecciona de nuevo el Operational mode “MPPT mode” y se deshabilita la “night connection”, volviendo al modo normal de funcionamiento del equipo.

4.1.5 INYECCIÓN DE CORRIENTE EN MODO NOCTURNO

1. Se desconecta el inversor de forma segura, se conecta el interruptor electrónico antes de que se haga de noche y se conecta de nuevo el inversor.
2. Se accede al “11-UVA MENU” a través de INGECON SUN MONITOR mediante una red de internet distinta de eduroam, se selecciona como Operational mode el “VIN mode” y se habilita la “night connection” antes de que se haga de noche.
3. Se selecciona una “INITIAL VIN reference” de tal forma que se asegure que no se va a inyectar una corriente demasiado elevada en los módulos.
4. Se espera a que se haga completamente de noche.
5. Mediante “DINAMIC VIN reference” se varía la tensión ajustando la corriente inyectada en los módulos hasta un valor adecuado. El valor de intensidad se recomienda comprobarlo mediante una pinza amperimétrica o mediante el menú de monitorización del inversor.
6. Toma de imágenes de electroluminiscencia. Se recomienda revisar periódicamente el valor de corriente que se inyecta puesto que a medida que transcurre la inspección, esta puede aumentar progresivamente.
7. Finalmente se recuperan las condiciones iniciales del menú. Para ello se selecciona de nuevo el Operational mode “MPPT mode” y se deshabilita la “night connection”, se desconecta el inversor para recoger de forma segura el equipo de medida y al día siguiente se vuelve a poner en funcionamiento la planta fotovoltaica comprobando que todo funciona correctamente.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA

El equipo de medida (Figura 49) está compuesto por una cámara InGaAs, un equipo de conmutación y alimentación, y un software de control y adquisición. Para permitir la obtención de imágenes de electroluminiscencia en óptimas condiciones, se han implementado sistemas de comunicación inalámbrica de forma que todos los elementos se comunican entre sí. [33]

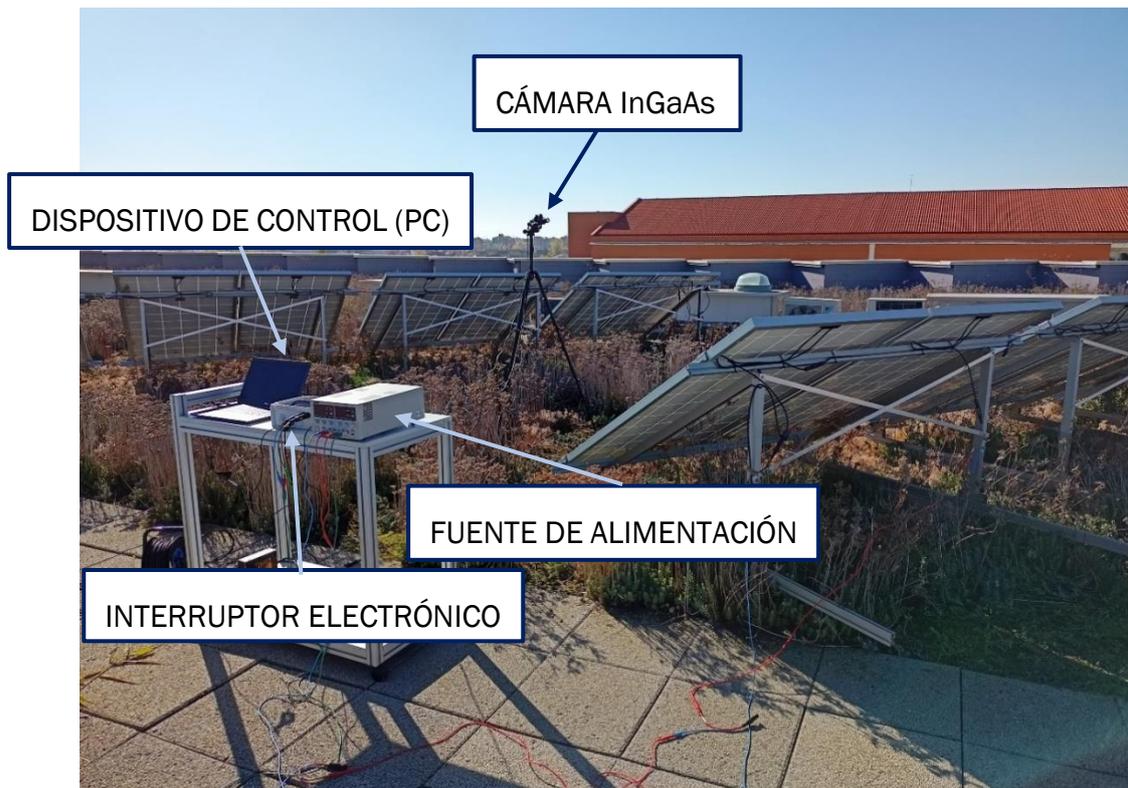


Figura 49. Equipo de medida empleado en la realización de medidas de EL. Fuente: Elaboración propia.

- **Cámara InGaAs**

La cámara de CCD de InGaAs (imagen 1, Figura 50) está instalada en un trípode donde se ha instalado una caja, que contiene un mini-pc y unas baterías, permitiendo cambiarlas de forma sencilla en caso de que estas se agoten. El mini-pc se encarga de controlar la cámara y sincronizar, mediante un dispositivo inalámbrico, el estado de la fuente de alimentación (ON/OFF) que inyecta la corriente en los paneles.

- **Interruptor electrónico**

La función principal de este dispositivo es sincronizar la inyección de corriente con el sistema de captación de imágenes de tal forma que se posibilite la toma de medidas del módulo ON/OFF de manera precisa, tal como se explica en el tramo 2 del apartado 4.4. Está diseñado para garantizar su autonomía y su seguridad electrónica y permite trabajar en condiciones superiores a los 50 kW de potencia y tensiones superiores a 1500 V.

El interruptor se coloca entre la fuente de alimentación y el cuadro de conexiones del string (Figura 50) y el mini-pc se encarga de su control a través de un dispositivo de radio frecuencia, con un alcance estimado de 200 m.

- **Software de control**

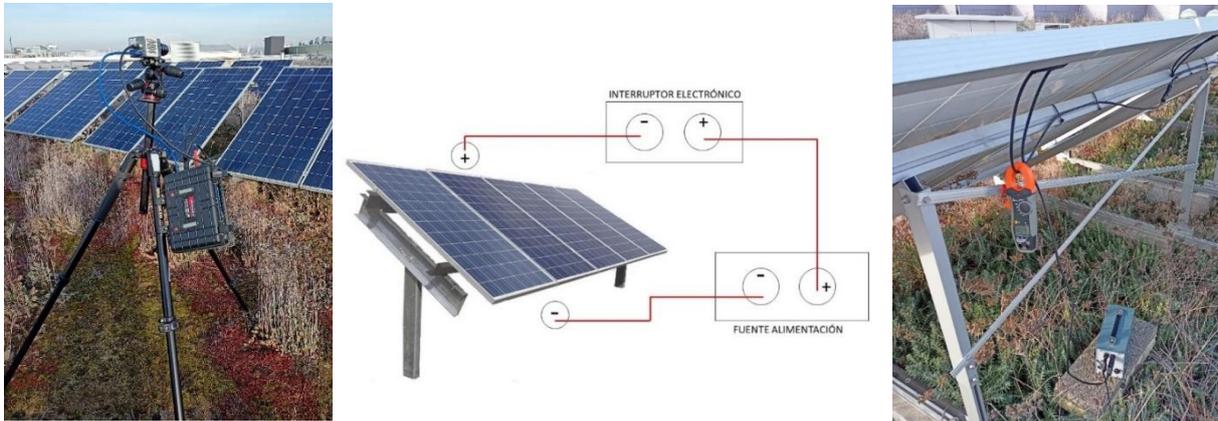


Figura 50. Cámara InGaAs, esquema de conexión del interruptor electrónico e interruptor electrónico. Fuente: Elaboración propia.

Se emplea un software desarrollado por el grupo GdS Optronlab en lenguaje Python (Figura 51) que se encuentra instalado en el mini-pc, al cual se puede acceder mediante una conexión inalámbrica a través de un ordenador, Tablet o Smartphone.

El programa dispone de una interfaz sencilla que facilita la realización de las inspecciones y permite diferentes procedimientos de captura de imágenes en función de las necesidades (EL diurna, EL nocturna, fotoluminiscencia, toma de imágenes para procesos automatizados que permiten la sincronización con un dispositivo que desplace la cámara y vídeo).

Opciones Ayuda

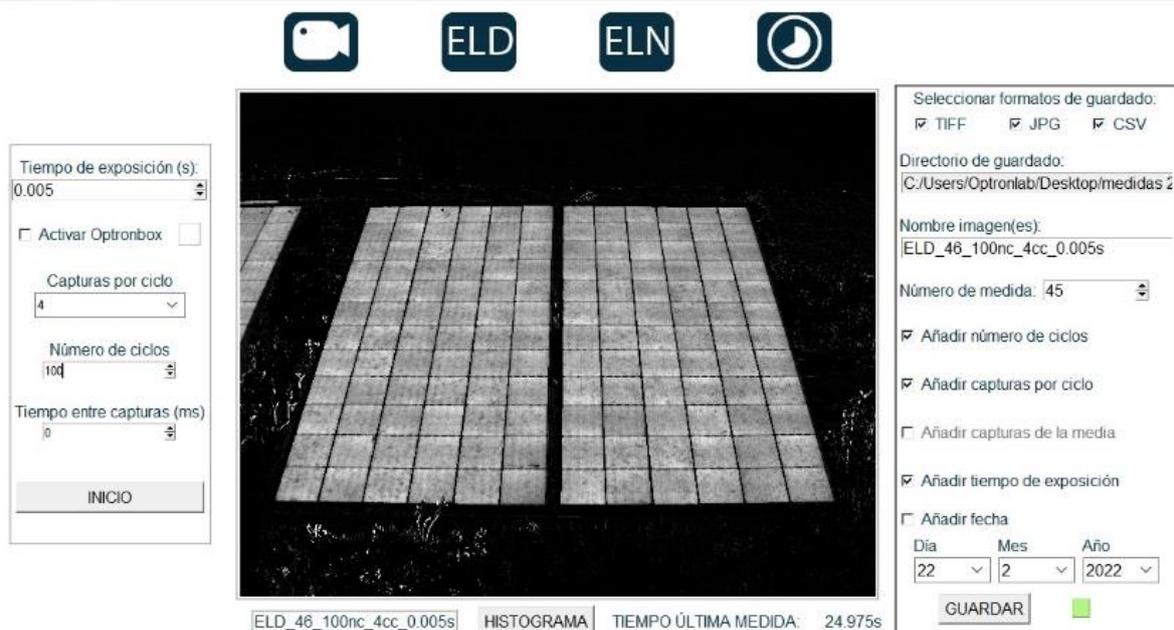


Figura 51. Software de control. Fuente: Elaboración propia.

- Fuente de alimentación

En la realización de este trabajo se han empleado dos fuentes de alimentación:

La primera (Figura 52 , izquierda) permite la polarización de uno o dos paneles como máximo y es de la marca Aim-TTi modelo CPX400DP con dos salidas de 420W cada una y unos valores máximos de tensión y corriente de 60V y 20A respectivamente. [34]

La segunda (Figura 52, derecha) es una fuente de alta eficacia utilizada en inspecciones en grandes plantas fotovoltaicas y permite polarizar strings de paneles (en el caso concreto de este trabajo, permite polarizar la instalación completa). Es de la marca Elektro-Automatik modelo PSI 91500-30 3U de 15 kW y sus valores máximos son de 1500 V de tensión y 30 A de corriente.[35]



Figura 52. Fuentes de alimentación. Fuente: [34] [35]

4.3 CARACTERIZACIÓN DE LA PLANTA

Las pruebas se han realizado en la planta piloto del grupo GdS Optronlab situada en la azotea del edificio LUCIA (Universidad de Valladolid).

El inversor empleado en este trabajo gestiona la energía producida por 20 paneles fotovoltaicos monofaciales de silicio policristalinos de la marca Sharp ND-AR330H, cuyas características se muestran en la Figura 53. [36]

Datos eléctricos (STC)		ND-AR330H	
Potencia máxima	$P_{m\max}$	330	W_p
Tensión de circuito abierto	V_{oc}	45,5	V
Corriente de circuito abierto	I_{sc}	9,40	A
Tensión en el punto de potencia máximo	V_{mpp}	37,1	V
Corriente en el punto de potencia máximo	I_{mpp}	8,9	A
Eficiencia del módulo	η_m	17,0	%

STC = Condiciones de prueba estándar: irradiancia 1.000 W/m², AM 1,5, temperatura de las células 25 °C.
 Las características eléctricas nominales se sitúan en un margen de ±10 % de los valores indicados de I_{sc} , V_{oc} y de 0 a +5 % de $P_{m\max}$ (tolerancia de medición de potencia de ±3 %)
 Reducción de la eficiencia de una irradiancia de 1.000 W/m² a 200 W/m² (Tmódulo = 25 °C) es inferior a 3%.

Figura 53. Características de los paneles Sharp ND-AR330H. Fuente: [36]

Con el propósito de realizar una investigación del funcionamiento y utilidad del inversor bidireccional y teniendo en cuenta que el rango de inyección de tensión está comprendido entre 600 y 820 V, se ha modificado el conexionado para operar con un string de 16 paneles conectados en serie (Figura 54).



Figura 54. Paneles conectados al inversor bidireccional (planta piloto, Edificio LUCIA, Univ. de Valladolid). Fuente: Elaboración propia.

4.4 PROCEDIMIENTO DE MEDIDA

El procedimiento de medida seguido en este trabajo se puede observar en la gráfica de la Figura 55, que muestra los datos obtenidos por el sistema de monitorización del inversor a lo largo de un día completo de producción.

Se representa la variación de la intensidad y el voltaje en función del tiempo, puesto que interesa controlar ambas variables para regular la inyección en los paneles, pero hay que tener en cuenta que la tensión es la que el inversor permite modificar mediante el modo “VIN”.

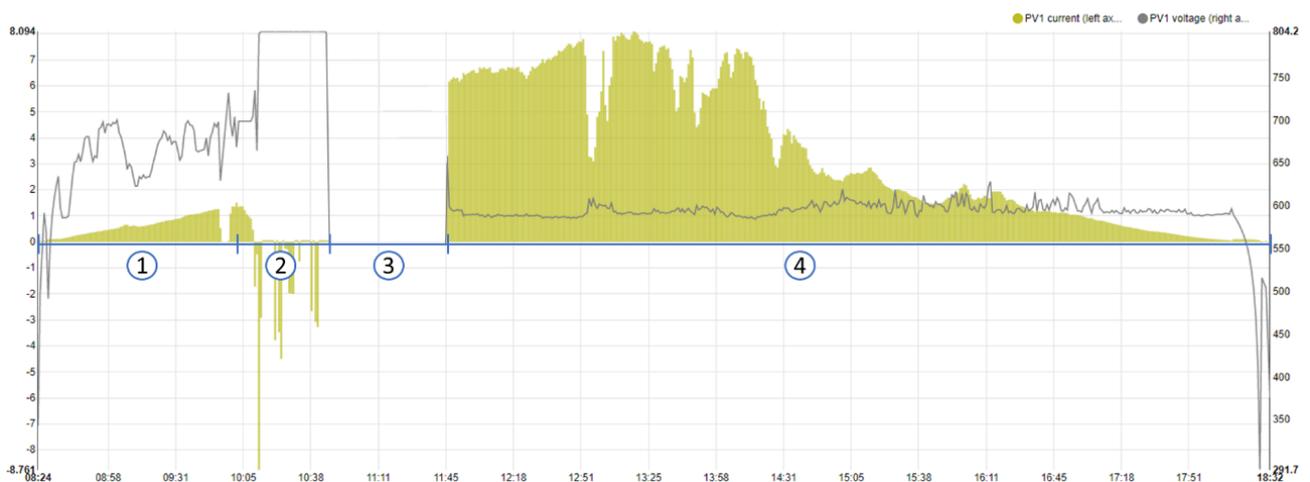


Figura 55. Gráfica Intensidad (barras amarillas con eje vertical a la izquierda) - Voltaje (línea gris con eje vertical a la derecha) de los paneles de estudio durante una jornada, obtenida a partir del menú de monitorización del inversor. Fuente: Elaboración propia.

Se pueden apreciar cuatro tramos:

- **Tramos 1 y 4:** El inversor trabaja en modo MPPT.

El inversor hace funcionar la planta fotovoltaica en su punto de máxima potencia para así obtener la mayor eficiencia de producción posible en cada instante, siguiendo la gráfica de corriente la habitual forma de campana de Gauss propia de la producción solar.

En el tramo 1 se puede observar cómo se desconecta el inversor a las 9:56 para realizar el conexionado de forma segura del interruptor electrónico (Figura 56).

Una vez se vuelve a poner operativo el inversor, se procede a poner a punto el resto del material necesario, descrito en el apartado 4.2, y se configura el inversor como se explica en el apartado 4.1.4, puesto que en este caso la toma de medidas es diurna.

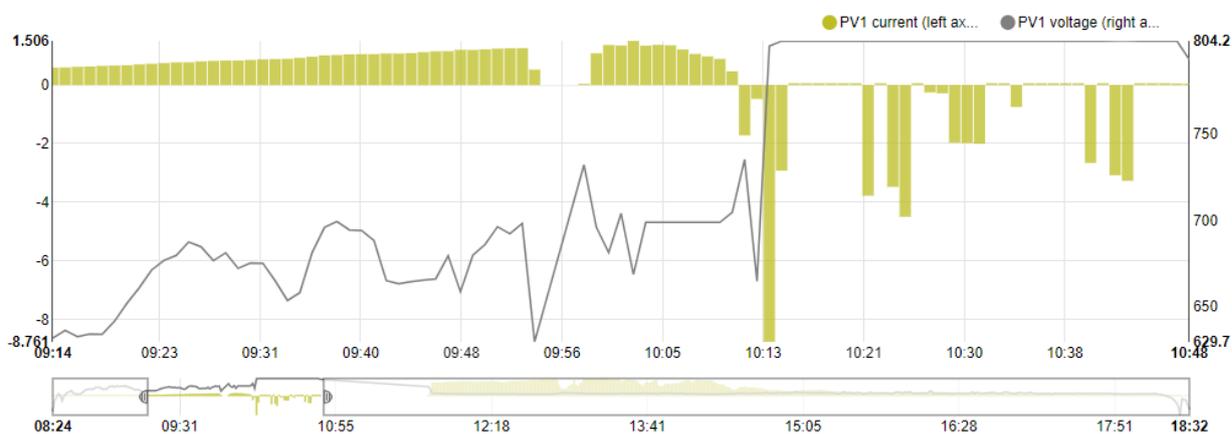


Figura 56. Ampliación de los tramos 1 y 2. Fuente: Elaboración propia.

- **Tramo 2:** El inversor trabaja en modo VIN, toma de medidas de EL con inversor bidireccional.

Una vez todo el equipo está en condiciones de trabajo, se procede a aumentar progresivamente la tensión que proporciona el inversor hasta llegar a un valor de corriente adecuado para la inspección, siendo en esta ocasión de -8.2 A, y se comienza la toma de medidas.

El procedimiento empleado para la toma de medidas descrito en la Figura 57 consiste en la resta secuencial de imágenes bajo polarización directa (ON) y en circuito abierto (OFF),

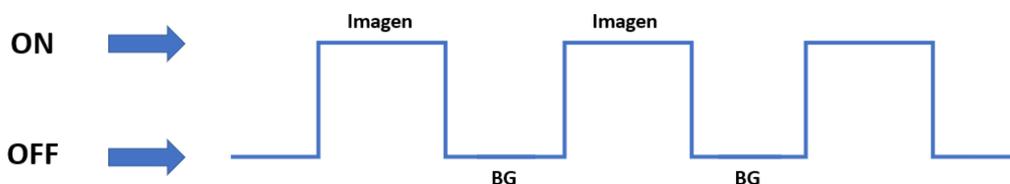


Figura 57. Representación del procedimiento de toma de medidas. Fuente: Elaboración propia.

recogiendo la cámara la señal de fondo o background (BG) y consiguiendo mediante esta metodología reducir el ruido asociado a la toma de medidas diurna.

Con el objetivo de obtener la mayor calidad de imagen posible se optó por la toma de cuatro imágenes por ciclo, es decir, dos imágenes en cada estado de polarización calculando un promedio de la resta de cada par de imágenes durante varios ciclos. Esta elección se justifica en que más imágenes por ciclo no supone una mejora adicional, pero sí un incremento en el tiempo de adquisición.[20]

En esta etapa se observa como la tensión se mantiene constante mientras que la corriente fluctúa. Esta lectura del valor de corriente tanto en la gráfica como en los datos proporcionados por el inversor no es fiable, por lo que se debe tomar a través de la pinza amperimétrica o del menú de monitorización instantánea del inversor.

Este efecto es debido al procedimiento de adquisición de imágenes. El inversor recoge los datos cada minuto y mientras se realiza una medida, el circuito se encuentra constantemente conmutando ON/OFF, por lo que el software hace una media de intensidad que no se corresponde con el valor real.

- **Tramo 3:** El inversor se encuentra desconectado, toma de medidas con fuente de alimentación externa.

En esta etapa tanto la tensión como la intensidad se mantienen en valor cero, puesto que el inversor está desconectado para poder modificar el conexionado correspondiente al emplear una fuente de alimentación convencional de 420 W de potencia, que permite polarizar simultáneamente dos paneles.

Para una óptima comparación de las imágenes, se configura la fuente para inyectar el mismo valor de corriente empleado con el inversor.

4.4.1 EFECTO DE LA VARIACIÓN DE CORRIENTE EN EL PROCEDIMIENTO DE INYECCIÓN

En la Figura 58 se muestra la gráfica proporcionada por el inversor de una inspección nocturna. En ella se puede apreciar la desconexión del dispositivo para conectar el interruptor electrónico (17:19), tres testeos del modo VIN en los que se incrementa el valor de tensión (correspondiente con los tres picos de la línea gris) y la toma de medidas.

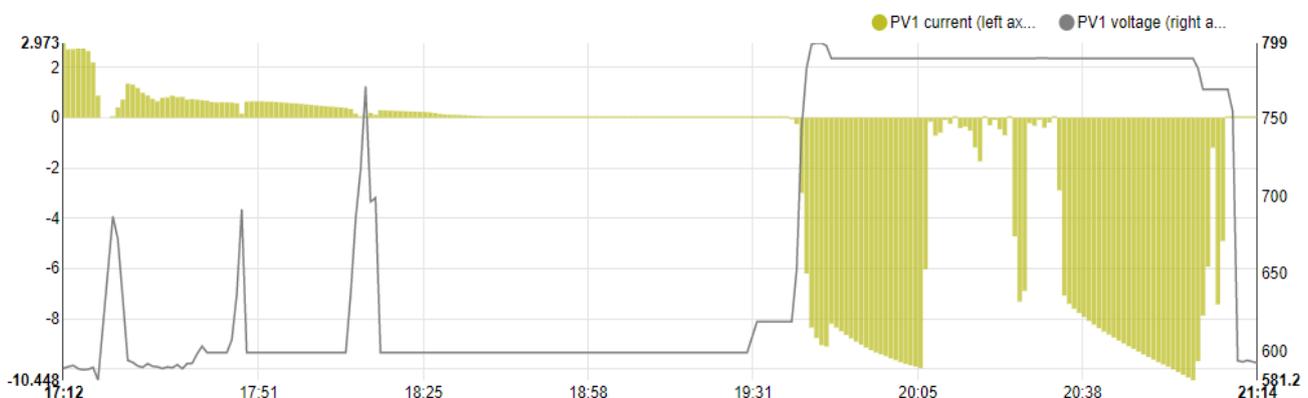


Figura 58. Gráfica Intensidad (barras amarillas con eje vertical a la izquierda) - Voltaje (línea gris con eje vertical a la derecha) de los paneles de estudio durante la realización de medidas de EL nocturnas. Fuente: Elaboración propia.

En esta ocasión, a pesar de que la realización de medidas nocturnas no requiere del proceso de conmutación debido a que el ruido en estas condiciones es mínimo y la imagen se puede tomar directamente, se realiza un estudio para comparar el resultado de las imágenes mediante ambas metodologías.

El primer tramo se corresponde con la toma de imágenes directa, en la que los paneles se encuentran totalmente polarizados, en el segundo se puede apreciar la variación de la intensidad debido a la conmutación del interruptor y en el tercero se realizaron pruebas de inspección mediante la grabación de vídeo, por lo que al igual que en el tramo 1 los paneles se encuentran en todo instante polarizados. (Figura 59)



Figura 59. Ampliación de los tramos 1, 2 y 3. Fuente: Elaboración propia

La energía eléctrica empleada para la realización de medidas de EL se transforma en su mayor parte en energía térmica, provocando el calentamiento de los módulos, y siendo mínima la energía obtenida en forma de luminiscencia. A pesar de la gran superficie que poseen los paneles a través de la cual disipan el calor al ambiente, este efecto conviene ser corregido y controlado.

El hecho de inyectar continuamente tensión produce un aumento de la intensidad debido al incremento de la temperatura de los paneles, y este efecto es más influyente en las inspecciones nocturnas que en las diurnas, siendo en esta ocasión de más de 1 A cada 10 minutos. En la gráfica de la Figura 59 se puede observar cómo aumenta este parámetro con una tendencia a estabilizarse, ralentizándose progresivamente dicho incremento. Además, hay que tener en cuenta que las medidas se realizaron de forma nocturna un 18 de febrero con una temperatura ambiente fría, por lo que el incremento de temperatura fue elevado a lo largo de la inspección, haciéndose este efecto más notable.

Para solucionar el problema que presenta el procedimiento de inyección se plantea realizar un control en corriente. Si bien el diseño de un controlador en tensión es mucho más sencillo, lo ideal sería regular la inyección a través de la intensidad y aplicar límites de seguridad de valores de voltaje máximo permitido. No obstante, sería interesante realizar una investigación empleando un sensor de temperatura para cuantificar el calentamiento de los módulos, la cual no se ha podido llevar a cabo debido a la dificultad de realizar medidas nocturnas en la planta fotovoltaica de pruebas.

4.5 ANÁLISIS DE LAS IMÁGENES

La finalidad de la obtención de imágenes de electroluminiscencia es la inspección de los módulos fotovoltaicos con el objetivo de detectar los diferentes defectos que puedan afectar a su rendimiento. Para realizar esta evaluación, las imágenes requieren de un tratamiento o postprocesado, el cual se ha realizado mediante los softwares imageJ y Fiji. La ventaja principal de estos programas recae en su arquitectura de código abierto, que pone a disposición del usuario numerosas librerías y plugins personalizados de adquisición, análisis y procesamiento de imágenes que permiten resolver casi cualquier necesidad requerida.[37]

A continuación, se recogen las principales herramientas empleadas en el análisis de las imágenes de EL, ya sea a través de métodos cuantitativos como cualitativos.

4.5.1 MÉTODOS CUANTITATIVOS

Si bien es posible calificar el estado de los paneles realizando una inspección cualitativa a través del análisis de las imágenes de forma visual, es de gran interés automatizar este proceso. En general el número de paneles evaluados en una inspección es elevado y por ello, las inspecciones cuantitativas de las imágenes a través del análisis de los histogramas y diferentes parámetros estadísticos cada vez cobra más importancia.

En función de la resolución de la cámara empleada, siendo de 640 x 512 píxeles para la cámara CCD de InGaAs utilizada, el resultado será una imagen de la cual no todos los píxeles son de utilidad. Principalmente aquellos que representan el fondo de la imagen y que, pese a no emitir luminiscencia, emiten señales de luz reflejada que interfiere con la muestra, por lo que se deben desechar. [38]

Una opción interesante para visualizar la información que proporciona la imagen en función del histograma es “Threshold”. Esta herramienta permite segmentar la imagen en los píxeles de interés y el fondo. En la Figura 60 se muestra en color rojo como el primer pico del histograma correspondiente con los píxeles situados a la izquierda de este, representa la información del fondo de la imagen, mientras que el segundo pico representa el panel fotovoltaico objeto de estudio.

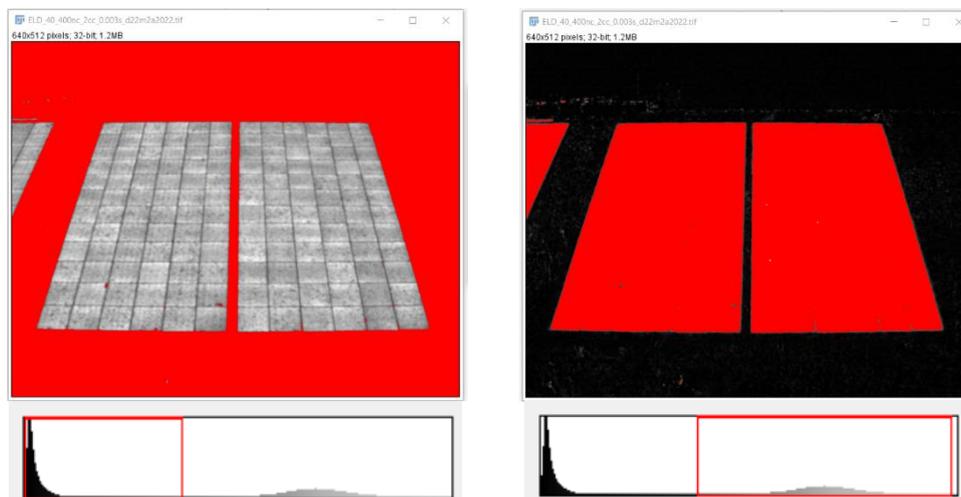


Figura 60. Herramienta Threshold de ImageJ. Fuente: Elaboración propia.

Una vez seleccionada el área de la imagen correspondiente al panel, permitiendo así una cuantificación más precisa de la luminiscencia generada, se muestran en la Figura 61 dos histogramas junto con diferentes parámetros estadísticos. El histograma de la izquierda se corresponde con la imagen completa (paneles fotovoltaicos y fondo) mientras que el de la derecha se corresponde con los paneles solares, evitando aquellos píxeles no pertenecientes a la muestra. En este segundo histograma se observa como los píxeles tienen un nivel de luminiscencia elevado, y al haber descartado los píxeles más oscuros, el parámetro estadístico de la media es también más elevado que en el caso inicial.

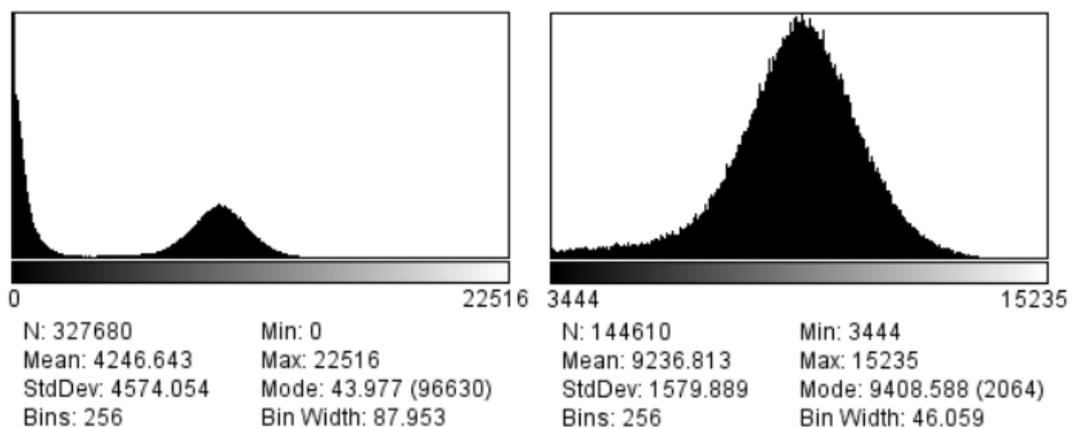


Figura 61. Histograma de la imagen completa (izquierda) e histograma del módulo fotovoltaico (derecha).
Fuente: Elaboración propia.

Los parámetros estadísticos son una herramienta muy útil que permite evaluar de manera simple y a gran escala las imágenes de EL. Estos parámetros de diagnóstico se pueden usar para cuantificar el número de células dañadas en un módulo fotovoltaico, debido al transporte, instalación u operación en el campo, y para ello se deben realizar los cálculos célula por célula, generando un histograma con los datos.[39]

Actualmente existen sistemas de inspección autónomos basados en parámetros estadísticos y machine learning que son mucho más rápidos y escalables que los basados en imágenes. Sin embargo, su principal desventaja es que estos parámetros no tienen un significado físico unívoco y deben interpretarse en el contexto de otras estadísticas de la distribución de señal de EL.[24]

Finalmente, en cuanto a los principales estudios estadísticos, se puede afirmar que la dispersión de la distribución de la señal de luminiscencia aumenta con el tamaño y la gravedad de las grietas de la célula solar, lo que se correlaciona con un aumento en la desviación estándar y una disminución en la curtosis. La mediana está fuertemente correlacionada con las células con derivación. Las células con buses de interconexión dañados muestran regiones con una concentración de la intensidad y mayor resistencia en serie, caracterizadas por una mayor dispersión y asimetría de la señal de EL.[40]

4.5.1.1 SNR

La normativa IEC TS 60904-13 establece un criterio de calidad de las imágenes de electroluminiscencia a través del ratio señal-ruido (SNR).[22]

La señal de EL es distorsionada por múltiples fuentes de ruido, como la corriente oscura o ruido térmico causado por la energía térmica de los electrones en el sensor de la cámara, el ruido de fotones y otras causas relacionadas con la electrónica como el ruido de lectura, del amplificador o el de cuantificación.

El SNR categoriza la proporción de señal utilizable o no utilizable y su inversa está directamente relacionada con la incertidumbre relativa del brillo de los píxeles.

El SNR se determina utilizando tres imágenes:

- Dos con el panel de estudio polarizado (EL_1 y EL_2)
- Una del background o panel sin polarizar (EL_{BG})

$$SNR_{50} = \frac{\sum_k \left(0.5 \cdot (EL_1(k) + EL_2(k)) - EL_{BG}(k) \right)}{\sum_k \left(|EL_1(k) - EL_2(k)| \cdot \sqrt{0.5} \cdot \left(\frac{2}{\pi} \right)^{-0.5} \right)}$$

Ecuación 1. SNR

Para su correcto cálculo empleando la Ecuación 1, todas las operaciones con imágenes se deben realizar píxel por píxel en las matrices de imágenes correspondientes y luego se suman para determinar el ratio. La señal se define como el promedio de ambas imágenes EL_1 y EL_2 menos la imagen de fondo o background EL_{BG} .

La normativa establece un criterio de SNR aceptable en función de las condiciones de medida:

- Medidas de laboratorio: $SNR_{50} \geq 45$
- Medidas de control industrial y de procesos: $SNR_{50} \geq 15$
- Medidas exteriores: $SNR_{50} \geq 5$

Si bien este ratio está pensado para su utilización en medidas nocturnas o de laboratorio, existen diferentes propuestas que extienden el cálculo a las medidas diurnas y actualmente el grupo de investigación GdS Optronlab está trabajando en una de ellas.[41]

4.5.2 MÉTODOS CUALITATIVOS

Otra de las posibilidades de análisis de una imagen de EL es la realización de un estudio cualitativo. La característica más representativa de defectos en una célula fotovoltaica es la presencia de zonas que emiten una menor señal de luminiscencia (zonas oscuras), siendo imprescindible en este tipo de estudios el tratamiento de la imagen para acentuar estas zonas de forma que sea posible diferenciarlas visualmente.

Si bien existen muchos tipos de correcciones de imagen como diferentes clases de ruido o el efecto de curvatura de la cámara, a continuación, se detallan los dos más importantes y empleados en este trabajo, el ajuste del contraste y el brillo, y la modificación de la perspectiva.

4.5.2.1 AJUSTE DEL CONTRASTE Y EL BRILLO

Las imágenes adquiridas se pueden guardar en diferentes formatos, siendo el más interesante el .tif aunque, al ser un formato de imagen sin comprimir, requiere ajustar el contraste y el brillo para visualizar el módulo de manera óptima.

En ImageJ, a través de Image → Adjust → Brightness / Contrast se accede a una ventana (Figura 62) donde se muestra un histograma, que representa el número de píxeles en función de su intensidad de luz, y unas opciones que permiten modificar el nivel máximo y mínimo de luz (rango de visualización), el nivel de brillo y el contraste.

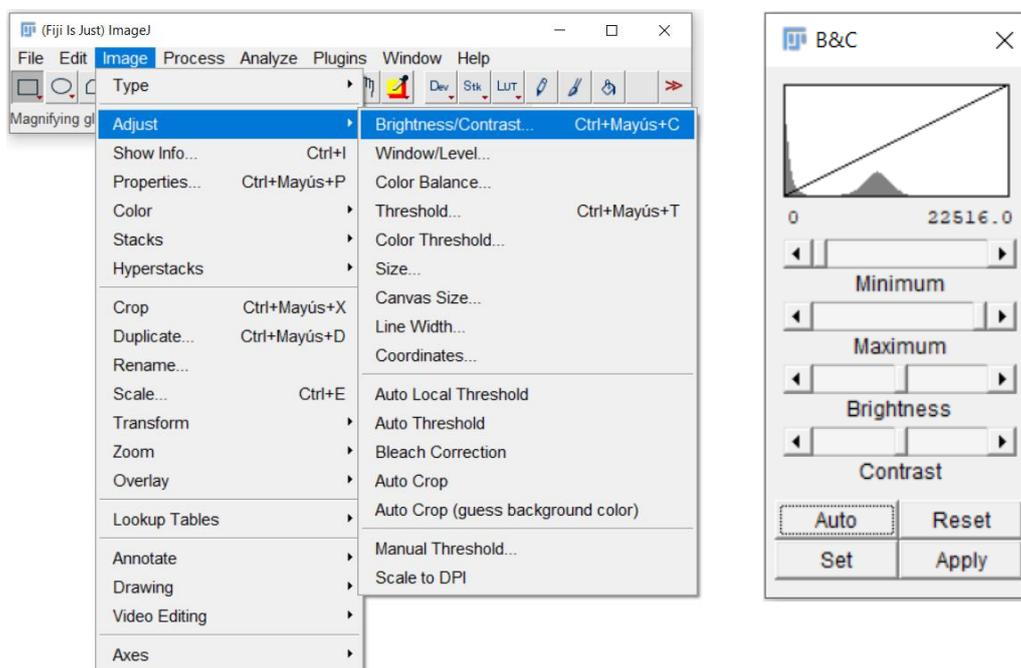


Figura 62. Menú de ajuste del contraste y el brillo en ImageJ. Fuente: Elaboración propia.

ImageJ muestra imágenes mediante la asignación lineal de valores de píxeles en el rango de visualización para mostrar valores en el rango de 0 a 255. Los píxeles con un valor inferior al mínimo se muestran en negro y aquellos con un valor superior al máximo se muestran en blanco.

El programa dispone de una opción automática (auto) de ajuste de los valores límite de luz, que optimiza la imagen en función del histograma teniendo en cuenta un pequeño porcentaje de píxeles de la imagen saturados, siendo estos mayores cada vez que se vuelve a hacer click sobre la opción auto hasta que la imagen satura completamente. No obstante, esta opción aporta información irrelevante correspondiente con los píxeles con bajo nivel de luz situados en la parte izquierda del histograma, por lo que es recomendable realizar este ajuste de manera manual situando el valor mínimo más alto, evitando así este ruido, aumentando el contraste y permitiendo así detectar más fácilmente los posibles defectos en las células solares.

Finalmente, en la Figura 63 se muestra la imagen inicial, la editada de forma automática y la corregida de forma manual con sus correspondientes valores e histogramas, observando en esta última como el contraste es mayor, apreciándose mejor las células del panel.

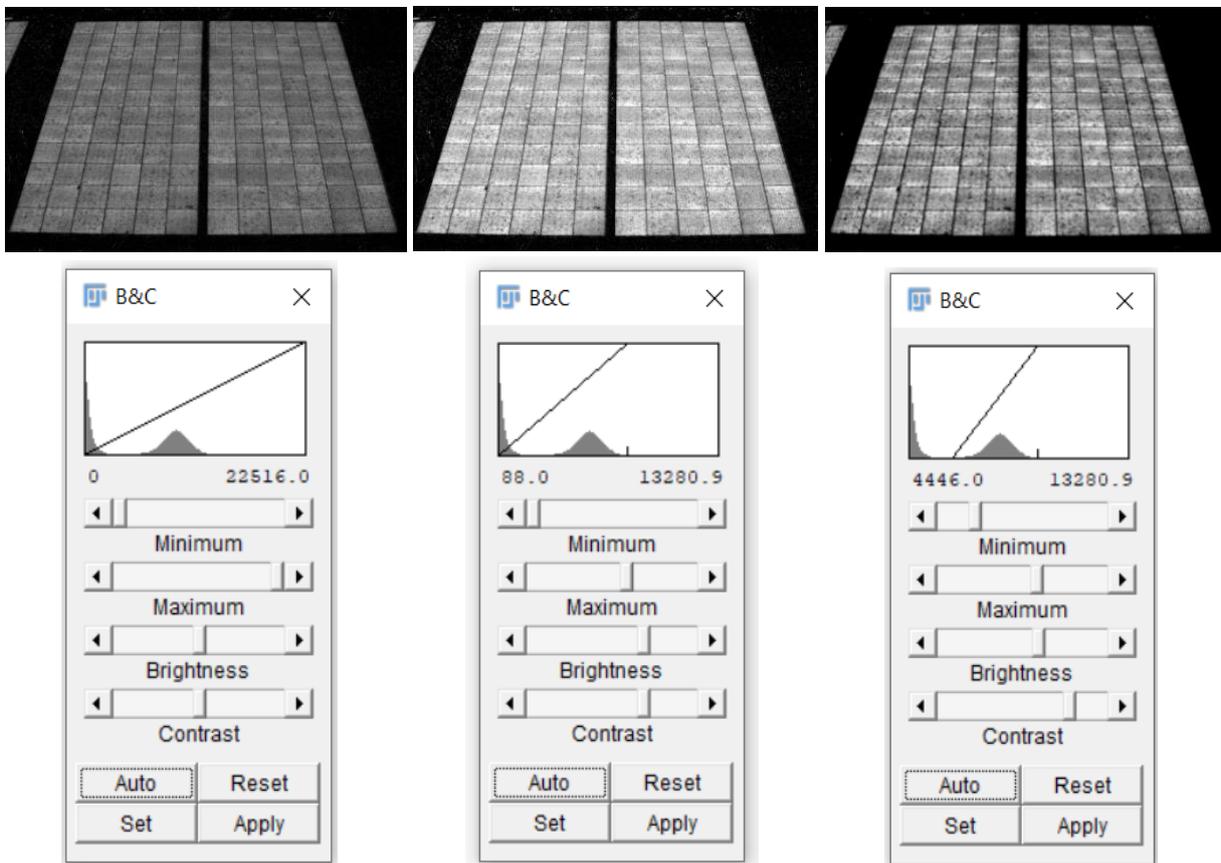


Figura 63. Imagen sin corrección (izquierda), imagen con corrección auto (centro), imagen con corrección manual (derecha). Fuente: Elaboración propia.

4.5.2.2 MODIFICACIÓN DE LA PERSPECTIVA

A menudo no es posible colocar la cámara totalmente perpendicular al panel para obtener así una imagen perfectamente proporcionada. Para corregir este efecto, Fiji dispone del plugin interactivo perspective, que permite seleccionar las esquinas del módulo fotovoltaico y reposicionarlas hasta conseguir que quede de forma totalmente rectangular.

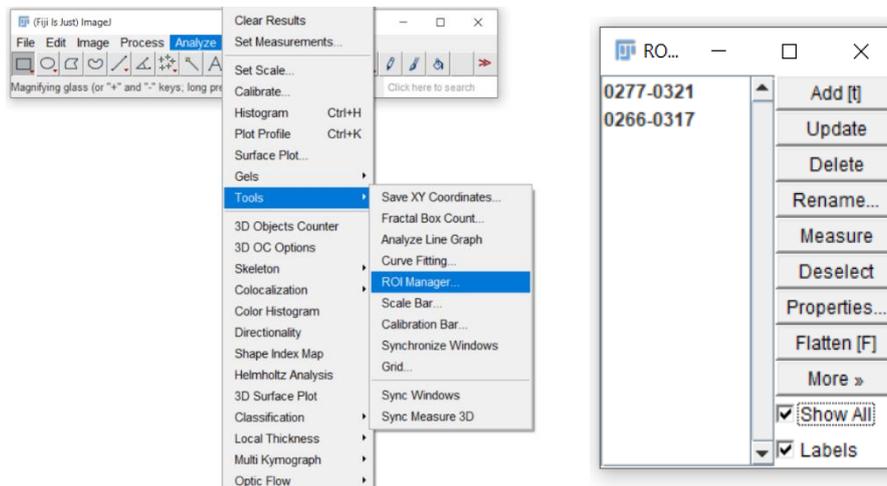


Figura 64. ROI Manager de ImageJ. Fuente: Elaboración propia.

Para realizar esta corrección en primer lugar hay que acceder al menú Analyze → Tools → ROI Manager (Figura 64) donde se añade mediante la opción Add un rectángulo que representa la forma deseada del panel fotovoltaico y las cuatro esquinas del módulo que se desea corregir (mediante la opción multipunto). Una vez añadidos ambos elementos se hace click, a través del ROI Manager, en los cuatro puntos, de forma que estos queden en color azul tal como se muestra en la Figura 65.

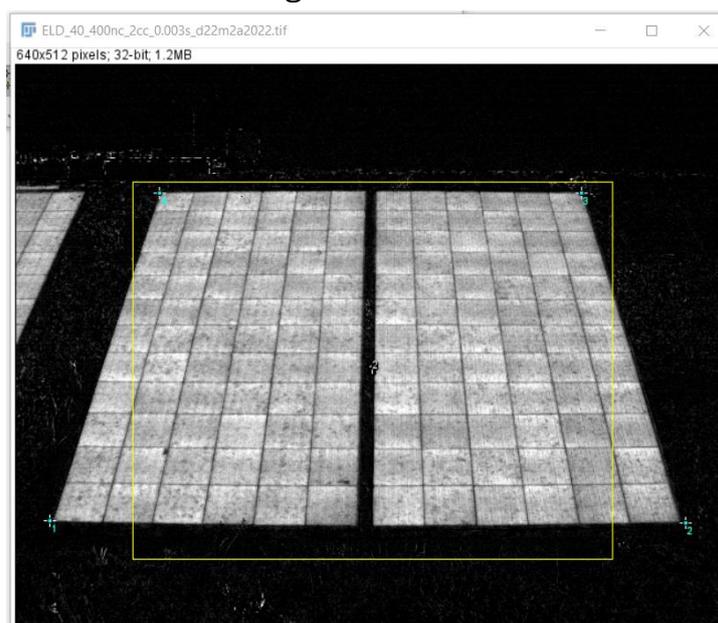


Figura 65. Panel con rectángulo y con las esquinas seleccionadas. Fuente: Elaboración propia.

Una vez completado este paso se accede al menú Plugins → Transform → Interactive Perspective y se arrastran los puntos azules a las esquinas del rectángulo amarillo como se muestra en la Figura 66, para finalmente mediante Image → Duplicate obtener la imagen final y guardarla.

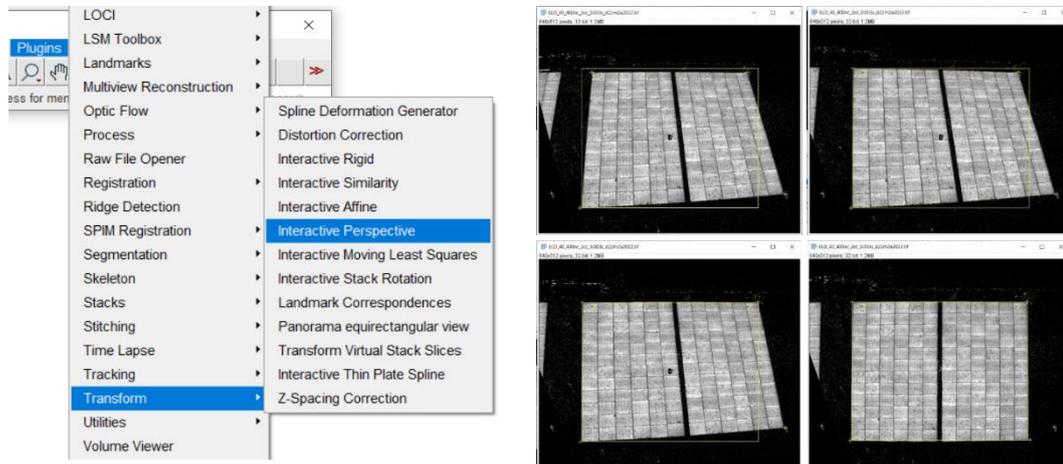


Figura 66. Procedimiento de modificación de la perspectiva. Fuente: Elaboración propia.

No obstante, aunque la nueva imagen corregida presenta una mejor apariencia, hay que tener en cuenta que esta no sirve para obtener resultados cuantitativos debido a las modificaciones realizadas. El trabajo cuantitativo con imágenes se debe realizar siempre con la imagen original.

5 RESULTADOS

5.1 MEDIDAS NOCTURNAS Y DIURNAS

El inversor permite la realización de inspecciones nocturnas de alta calidad, con la principal ventaja de no tener que modificar el conexionado de la fuente de alimentación en condiciones de oscuridad (Figura 67). Si bien, para un correcto funcionamiento hace falta configurarlo con antelación tal como se explica en el apartado 4.1.5.

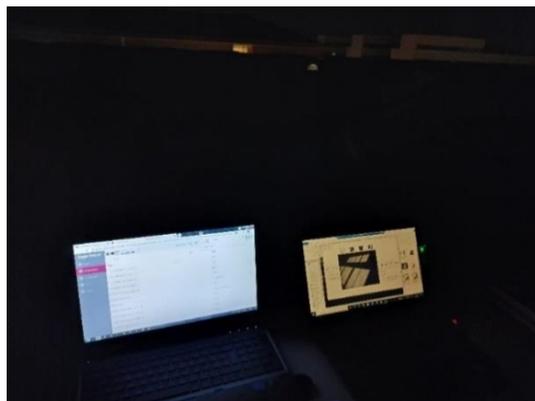


Figura 67. Condiciones de realización de las medidas nocturnas. Fuente: Elaboración propia.

De igual manera las imágenes obtenidas de forma diurna son de alta calidad, con la principal ventaja añadida de no tener que interrumpir la producción para llevar a cabo la inspección

En la Figura 68 se muestra las imágenes de EL diurna y EL nocturna obtenidas con el inversor bidireccional, mostrando resultados completamente similares verificando así que el dispositivo es completamente funcional en ambas situaciones. Aunque este trabajo no se centra en la evaluación del estado de los paneles, se puede observar cómo no se identifica ningún tipo de defecto en las células fotovoltaicas, aspecto esperado puesto que los módulos son relativamente nuevos (2 años en funcionamiento).

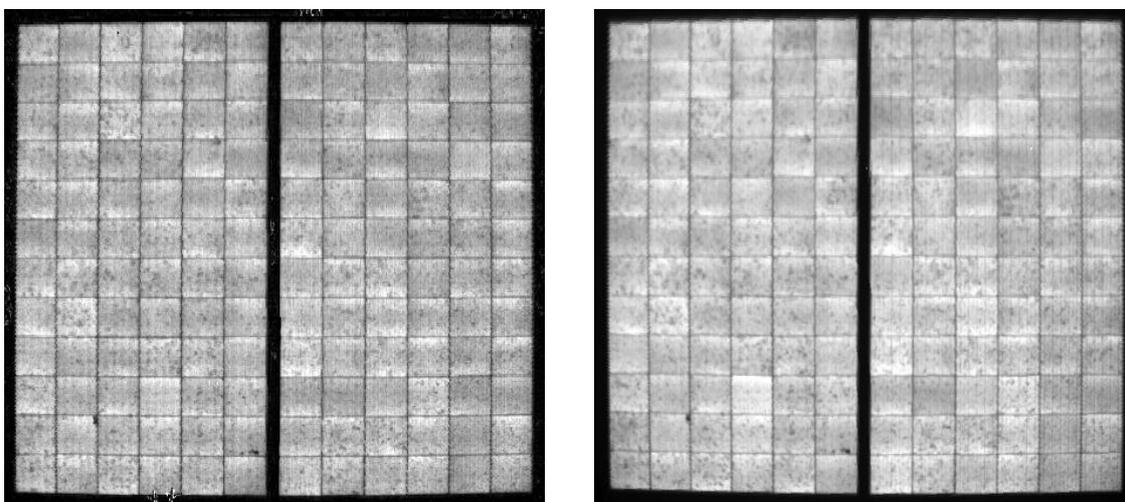


Figura 68. Medida de ELD (izquierda) y medida de ELN (derecha). Fuente: Elaboración propia.

5.2 MEDIDAS CON INVERSOR BIDIRECCIONAL Y CON FUENTE DE ALIMENTACIÓN

Una vez realizado el proceso de medida en las mismas condiciones de irradiancia sobre dos módulos fotovoltaicos, empleado el inversor bidireccional y la fuente de alimentación, se analizan las imágenes de EL obtenidas en cada caso concluyendo que ambas son totalmente similares en cuanto a resolución y calidad de la imagen y que no se detecta ninguna diferencia reseñable, como se muestra en la Figura 69.

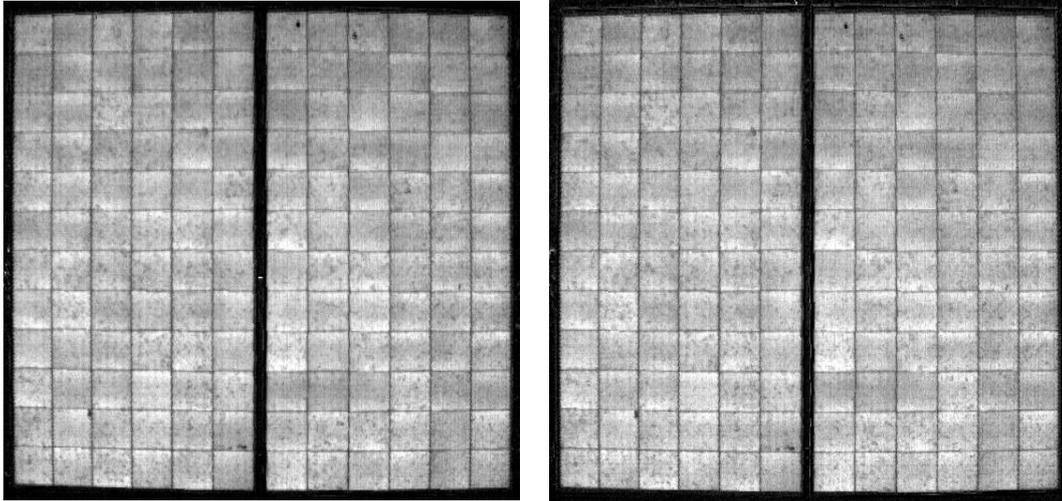


Figura 69. Medida de ELD con inversor bidireccional y medida de ELD con fuente de alimentación. Fuente: Elaboración propia.

Un aspecto a destacar es que el número de paneles que pueden ser polarizados simultáneamente con la fuente de alimentación depende de la potencia de ésta, mientras que el inversor bidireccional permite polarizar todos los paneles conectados con él, lo que acorta de manera muy significativa el tiempo total de la inspección. No obstante, si se dispone de una fuente de alimentación de la misma potencia que el inversor, en ambos casos la duración del proceso de medida sería similar y dependería únicamente del conexionado de la fuente y del resto de elementos de medida.

Uno de los elementos que más afectan a la duración de la inspección es el máximo número posible de paneles que abarca la cámara con una buena calidad de imagen. Una imagen tomada desde una posición ligeramente más elevada que la mostrada en la Figura 70, permitiría evaluar en una o dos imágenes los 16 paneles de la planta piloto. Esta mejora junto con el inversor bidireccional abarataría notablemente los costes de inspección y reduciría el tiempo empleado al mínimo.

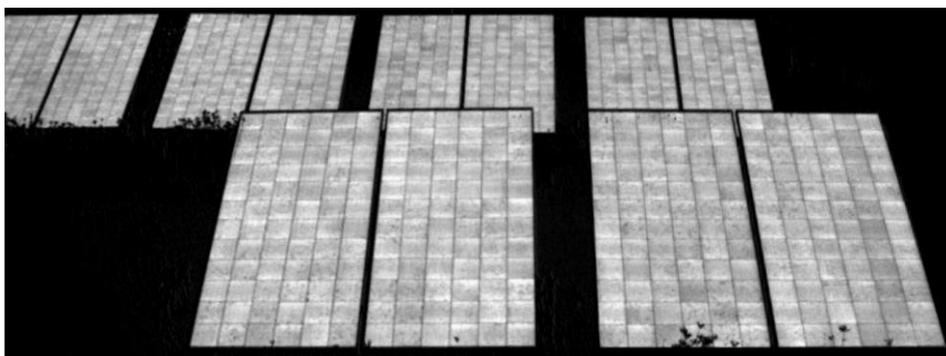


Figura 70. ELD general. Fuente: Elaboración propia.

La principal ventaja del dispositivo recae en la mejora de la seguridad, asociada a la eliminación del conexionado de la fuente de alimentación. De esta manera no solo se reduce el tiempo de la inspección, si no que se evitan los riesgos que una mala manipulación puede suponer cuando se trabaja con intensidades elevadas y peligrosas, tanto para los operarios como para la planta.

En la Figura 71 se muestra el equipo empleado en una inspección con fuente de alimentación y con inversor bidireccional, apreciándose el conexionado extra que supone el uso de la fuente de alimentación, además de los dos alargadores de 20 metros necesarios para disponer de electricidad en los paneles más cercanos a la toma de corriente del edificio. Este problema de accesibilidad puede ser mucho mayor en otras plantas fotovoltaicas en las que se requiere un generador de corriente, elemento que encarecería aún más la inspección.



Figura 71. Equipo de medida de EL con fuente de alimentación (izquierda) y mediante el inversor bidireccional (derecha). Fuente: Elaboración propia.

En relación con la seguridad y teniendo en cuenta también la simplicidad y comodidad que aporta el inversor en el proceso de inyección, destaca su software de monitorización y control de forma remota del proceso completo, así como de todos los parámetros influyentes en el mismo.

Otra ventaja que aporta el dispositivo es que la funcionalidad bidireccional solo ha requerido de modificaciones a nivel de software. El hardware está preparado para esta aplicación, la polarización de los módulos no daña la electrónica del inversor y este se encuentra disponible a nivel comercial sin necesidad de modificaciones que incrementen su precio. Esta característica supone un gran avance en la normalización y aplicación de la EL en el sector, acercando este tipo de inspecciones a cualquier usuario.

El empleo de inversores bidireccionales comerciales, junto con las ventajas que poseen las inspecciones de electroluminiscencia y su combinación con dispositivos avanzados de comunicación, sistemas de visión artificial, machine learning, sistemas de análisis cuantitativo de fotografías y la utilización de drones para la captura de imágenes, permitirá un alto grado de automatización de las medidas de EL. Todo ello hace de esta técnica una de las más interesantes y prometedoras del mercado, simplificando y abaratando el mantenimiento de calidad en un escenario en el que la optimización del rendimiento de las plantas fotovoltaicas es cada vez más importante.





6 CONCLUSIONES Y LÍNEA FUTURA

A lo largo de este trabajo se ha explicado la importancia del mantenimiento en el progreso del sector fotovoltaico y en concreto, la importancia de las medidas de electroluminiscencia, siendo esta una herramienta indispensable a la hora de evaluar los fallos y la degradación de los paneles fotovoltaicos con alta resolución y una de las técnicas más prometedoras.

La automatización de esta metodología es imprescindible para asegurar la producción de plantas a gran escala de forma que sean rentables. Si bien se están produciendo numerosos avances tales como la implementación de dispositivos avanzados de comunicación, el empleo de sistemas de visión artificial, machine learning, sistemas de análisis cuantitativo de las fotografías y la utilización de drones para la captura de imágenes, la polarización de los módulos se sigue haciendo hoy en día mediante fuentes de alimentación.

Estos dispositivos pueden presentar problemas de seguridad, debido a la necesidad de modificar su conexionado, y de accesibilidad, ya que a menudo requieren de grandes generadores de energía para abastecer el consumo de las inspecciones. En este contexto los inversores bidireccionales permiten la polarización de la totalidad de los módulos de la instalación sin necesidad de emplear la citada fuente de alimentación.

En este TFM se realiza un estudio de las posibilidades que aporta un inversor bidireccional comercial en comparación con las fuentes de alimentación convencionales corroborando el interés y potencial de este dispositivo.

Tras el análisis de los resultados obtenidos, se puede afirmar que:

- El inversor bidireccional comercial permite la toma de imágenes de EL, tanto nocturnas como diurnas, de características totalmente similares a las obtenidas utilizando una fuente de tensión continua en lo que a resolución y calidad de las imágenes se refiere.
- El inversor bidireccional presenta claras ventajas frente a la fuente de alimentación en cuanto a seguridad, simplicidad y comodidad, reducción del tiempo de inspección con la correspondiente mejora económica asociada, accesibilidad, control y monitorización del proceso de forma remota y todo ello sin perjudicar a la electrónica del dispositivo ni requerir ninguna modificación a nivel de hardware.

A pesar de que con la utilización del inversor bidireccional se reduce notablemente el cableado necesario para la realización del mantenimiento, es necesario conectar el interruptor electrónico para sincronizar la inyección de corriente con el sistema de captación de imágenes en la toma de medidas diurna, por lo que una propuesta de continuación de este trabajo sería la integración de un interruptor en el propio inversor eliminando de esta manera cualquier necesidad de modificar manualmente las conexiones.

Finalmente, se plantea mejorar el software de control de la polarización de los módulos fotovoltaicos de tal forma que permita regular la inyección a través de la intensidad y



aplicar límites de seguridad de voltaje máximo permitido, solucionando de esta manera el problema del incremento de la corriente debido al calentamiento de los paneles a lo largo del tiempo de inspección. Además, se propone configurar de manera personalizada el apagado y encendido del inversor por defecto para poder utilizarlo en cualquier situación, y cuantificar la energía invertida en cada inspección, indicando el coste energético que esta puede suponer.

7 REFERENCIAS

- [1] IEA PVPS, *Trends in Photovoltaic Applications 2023*. 2023.
- [2] IEA PVPS, «Snapshot of Global PV Markets 2022», p. 23, 2022.
- [3] IEA-PVPS, «Qualification of Photovoltaic (PV) Power Plants using Mobile Test Equipment», 2021.
- [4] T. Fuyuki, H. Kondo, T. Yamazaki, Y. Takahashi, y Y. Uraoka, «Photographic surveying of minority carrier diffusion length in polycrystalline silicon solar cells by electroluminescence», *Appl. Phys. Lett.*, vol. 86, n.º 26, p. 262108, jun. 2005, doi: 10.1063/1.1978979.
- [5] L. Koester *et al.*, «Quality Assurance of the Photovoltaic Power Plants Installation Stage-a Complementary Strategy Based of Photoluminescence and Steady-State Thermography», p. 9.
- [6] IEA, «International Energy Agency. World Energy Outlook 2020. Executive Summary», Paris, France, 2020.
- [7] Unión Española Fotovoltaica, «Informe anual UNEF 2023», 2023.
- [8] Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital Gobierno de España, *PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030*, n.º 77. 2021, p. 425.
- [9] REE, «Mix de generación eléctrica en España en 2022». www.ree.es (accedido oct. 17, 2022).
- [10] Omie, «Evolución del precio de la electricidad en España». www.omie.es (accedido oct. 17, 2022).
- [11] IEA PVPS, *ANNUAL REPORT 2022*. 2022.
- [12] L. Koester, S. Lindig, A. Louwen, A. Astigarraga, G. Manzolini, y D. Moser, «Review of photovoltaic module degradation, field inspection techniques and techno-economic assessment», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 165, n.º November 2021, p. 15, 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112616.
- [13] International Electrotechnical Commission, *IEC 60904-1, Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics*. Geneva, Switzerland, 2006.
- [14] U. Jahn, M. Herz, y T. Rheinland, *Review on Infrared and Electroluminescence imaging for photovoltaic field applications*. 2018.
- [15] C. Tjengdrawira, M. Richter, y I. T. Theologitis, «Best Practice Guidelines for PV Cost Calculation», *Sol. Bankability Proj.*, pp. 1-72, 2016, [En línea]. Disponible en: http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/20161213_649997_Best_Practice_Guidelines_for_PV_Cost_Calculation_20161213.pdf.
- [16] G. Alves dos Reis Benatto *et al.*, «Drone-Based Daylight Electroluminescence

- Imaging of PV Modules», *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 10, n.º 3, pp. 872-877, may 2020, doi: 10.1109/JPHOTOV.2020.2978068.
- [17] L. A. Sánchez *et al.*, «Photoluminescence Imaging and LBIC Characterization of Defects in mc-Si Solar Cells», *J. Electron. Mater.*, vol. 47, n.º 9, pp. 5077-5082, 2018, doi: 10.1007/s11664-018-6381-8.
- [18] J. Ballestín-Fuertes *et al.*, «Novel Utility-Scale Photovoltaic Plant Electroluminescence Maintenance Technique by Means of Bidirectional Power Inverter Controller», *Appl. Sci.*, vol. 10, n.º 9, p. 3084, abr. 2020, doi: 10.3390/app10093084.
- [19] E. Solar, «Implementation of a Friendly Daylight Electroluminescence System for the», 2021.
- [20] M. Guada *et al.*, «Daylight luminescence system for silicon solar panels based on a bias switching method», *Energy Sci. Eng.*, vol. 8, n.º 11, pp. 3839-3853, nov. 2020, doi: 10.1002/ESE3.781.
- [21] O. Martínez, M. Guada, A. Moretón, S. Rodríguez-Conde, y M. A. González¹, «Implementation of a Friendly Daylight Electroluminescence System for the inspection of solar PV panels», p. 5.
- [22] I. E. Commission, *IEC TS 60904-13, Photovoltaic devices – Part 13: Electroluminescence of photovoltaic modules*. 2018, p. 44.
- [23] IEA-PVPS, *Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates*. 2022.
- [24] H. R. Parikh *et al.*, «Solar cell cracks and finger failure detection using statistical parameters of electroluminescence images and machine learning», *Appl. Sci.*, vol. 10, n.º 24, pp. 1-15, 2020, doi: 10.3390/app10248834.
- [25] IEA-PVPS, «Review on failures of PV modules», 2013.
- [26] TECHNOSUN, «El efecto PID (Potential Induced Degradation) en paneles solares». www.technosun.com/es/blog/efecto-pid-paneles-solares/ (accedido nov. 24, 2022).
- [27] H. Silva, «PID & LID: Devastating Phenomena for PV plants», 2015. sinovoltaics.com/quality-control/pid-lid-devastating-phenomena-pv-plants/ (accedido nov. 24, 2022).
- [28] TECHNOSUN, «Efecto LeTID: Degradación inducida por luz y temperatura elevada». b2b.technosun.com/blog/area-fotovoltaica-profesional-1/post/efecto-letid-degradacion-inducida-por-luz-y-temperatura-elevada-110 (accedido nov. 24, 2022).
- [29] AMARA-E, «Enemigos de la fotovoltaica – efecto LeTID», 2020. www.amara-e.com/enemigos-fotovoltaica-letid/ (accedido nov. 24, 2022).
- [30] Ingeteam, «INGECON SUN 3Play 20/33/40kW - Manual de instalación y uso», [En línea]. Disponible en: https://www.ingeteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15_24_273_31/tl-m-series.aspx.



- [31] INGETEAM, «Accessories for local and remote communication - User manual».
- [32] INGETEAM, «INGECON SUN Monitor». www.ingeconsunmonitor.com (accedido nov. 24, 2022).
- [33] C. Terrados López, D. Gonzalez, A. Moretón, y M. A. González, «SISTEMA DE INSPECCIÓN DE ALTA EFICIENCIA DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS BASADO EN MEDIDAS DE ELECTROLUMINISCENCIA», *CIES2020 - XVII Congr. Ibérico e XIII Congr. Ibero-americano Energ. Sol.*, 2022.
- [34] TTI, «Manual de instrucciones PowerFlex Dual DC Power Supply CPX400DP».
- [35] Elektro-Automatik, «Manual de funcionamiento PSI 9000 3U Fuente de alimentación DC de alta eficacia», 2020.
- [36] SHARP, «SHARP Serie ND-AR330H - Hoja de características». https://www.sharp.es/cps/rde/xbcr/documents/documents/Marketing/Datasheet/1901_NDAR330H_Poly_Datasheet_ES_v1.pdf (accedido sep. 10, 2021).
- [37] W. Rasband, «The ImageJ User Guide», n.º April, 2010.
- [38] Á. Moretón Fernández, «Estudio de la fotoluminiscencia en obleas y células solares de Silicio», 2016, [En línea]. Disponible en: <https://uvadoc.uva.es/handle/10324/17960>.
- [39] M. G. Azze, «Development of a screening method for Silicon solar panels based on electro- and photo-luminescence images», 2018.
- [40] S. Spataru, H. Parikh, P. Hacke, y G. A. dos Reis Benatto, «Quantification of Solar Cell Failure Signatures Based on Statistical Analysis of Electroluminescence Images», n.º 1, pp. 1466-1472.
- [41] C. Mantel et al., «SNR Study of Outdoor Electroluminescence Images under High Sun Irradiation», *2018 IEEE 7th World Conf. Photovolt. Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Jt. Conf. 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC*, n.º 1, pp. 3285-3289, 2018, doi: 10.1109/PVSC.2018.8548264.





ANEXO 1: ARTÍCULO CIES 2022

El presente TFM ha sido presentado en forma de artículo y póster en el XVIII Congreso Ibérico y XIV Congreso Iberoamericano de Energía Solar celebrado los días 20, 21 y 22 de junio de 2022 en la Universitat de les Illes Balears.

UTILIZACIÓN DE INVERSORES BIDIRECCIONALES COMERCIALES PARA PRUEBAS BASADAS EN ELECTROLUMINISCENCIA

Sánchez P., González D., Terrados C., González M.A., Jiménez J., Martínez O.

GdS-Optronlab group, Dpto. Física de la Materia Condensada, Universidad de Valladolid, Edificio LUCIA, Paseo de Belén 19, 47011 Valladolid, España (pa.sanchez.arroyo@gmail.com).

RESUMEN

Una de las herramientas de inspección de los paneles fotovoltaicos más interesante actualmente es la técnica de la electroluminiscencia (EL). Permite detectar con detalle los posibles defectos presentes en las células solares que conforman el panel y, por tanto, su estado de degradación, relacionado directamente con su rendimiento. Típicamente, se utiliza una fuente de tensión para polarizar los paneles durante la realización de las medidas de EL. En el presente artículo, sin embargo, se analiza la sustitución de dicha fuente por un inversor de topología bidireccional, obteniendo resultados que muestran claras ventajas de trabajar con este tipo de dispositivos. Los beneficios que se han obtenido pasan por la simplificación del proceso de medida, el aumento de la seguridad y la mejora en la monitorización remota de las inspecciones.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Paneles fotovoltaicos, Electroluminiscencia, Inversor bidireccional, Silicio.

ABSTRACT

Nowadays, one of the most interesting tools for studying the physical state of photovoltaic panels is the electroluminescence (EL) technique, which allows to detect with great detail the defects present in the solar cells forming the panel, and therefore the state of degradation of the panels under study, directly related to their performance. A voltage source is typically used to bias the panels during the EL measurements. In this article, however, the substitution of this source for a bidirectional inverter is analyzed, obtaining results that show clear advantages of working with these kinds of devices. The benefits that have been obtained go through the simplification of the measurement process, the increase in security and the improvement in the remote monitoring of inspections.

KEYWORDS: Solar Energy, Photovoltaic panels, Electroluminescence, Bidirectional inverter, Silicon.

INTRODUCCIÓN

La optimización del funcionamiento de las plantas fotovoltaicas precisa hacer revisiones periódicas de los diferentes elementos que las componen: módulos, inversores, etc., en el ámbito de las inspecciones de operación y mantenimiento (O&M) de dichas plantas. Una de las técnicas más interesantes para el control del estado de los paneles fotovoltaicos es la electroluminiscencia (EL), que consiste en la monitorización de la luz emitida por las células fotovoltaicas que conforman los paneles al ser polarizadas mediante una tensión eléctrica adecuada. En el caso del Silicio, esta emisión se sitúa en torno a los 1150 nm (Fuyuki et al. 2005).

Las imágenes de EL permiten visualizar con gran detalle diferentes tipos de defectos presentes en las células solares, tales como resistencias en serie, grietas y micro-grietas, fallos en los diodos de derivación, defectos de interconexión, defectos inducidos por luz, etc. (Koester et al. 2021) y, de esta forma, conocer con detalle el estado de degradación de los paneles, directamente relacionado con su rendimiento. En la Fig. 1 se muestra una imagen de EL de un panel multicristalino con un elevado número de defectos.

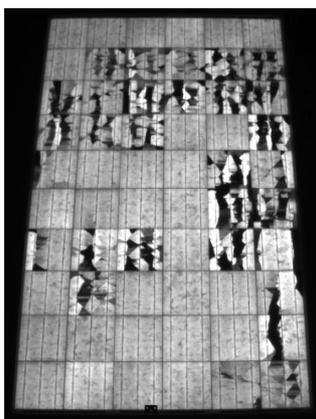


Fig. 1. Ejemplo de una imagen de EL de un panel de Si multicristalino

Debido a la débil intensidad de la señal emitida y al elevado nivel de la radiación natural existente en la región del espectro de emisión del Si, las pruebas de EL se realizan habitualmente durante la noche o en laboratorios móviles, para reducir el ruido, con las consiguientes limitaciones y problemas que conlleva trabajar en una planta fotovoltaica en estas condiciones. El grupo de investigación GdS-Optronlab ha puesto a punto un dispositivo, basado en una cámara en el infrarrojo próximo (NIR), una fuente de alimentación para la inyección de corriente en los paneles, junto con un interruptor electrónico, capaz de obtener imágenes de EL en el exterior, incluso bajo elevados niveles de irradiación (1100 W/m^2) (Guada et al., 2020). Con este equipo se obtienen resultados de EL diurna de calidad similar a las imágenes obtenidas en ambientes nocturnos, con las ventajas de comodidad y seguridad que supone trabajar durante el día en una planta fotovoltaica.

En este trabajo se ha investigado, además, la posibilidad de realizar las medidas utilizando para la inyección de corriente un inversor comercial de tipo bidireccional, y se han analizado las posibles ventajas que pueda tener frente a una fuente tradicional, comparando los resultados obtenidos en ambos casos. Actualmente, en el mercado existe una amplia variedad de inversores de acuerdo con las necesidades de cada aplicación, permitiendo los denominados inversores bidireccionales la inyección de corriente a la totalidad de los paneles que estén conectados a dicho inversor (J. Ballestín-Fuertes et al., 2020). La Fig. 2 muestra la polarización de todo el string conectado al inversor bidireccional utilizado (planta piloto del grupo GdS-Optronlab, Edificio LUCIA, Universidad de Valladolid).

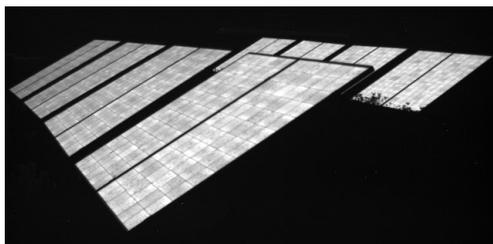


Fig. 2. Polarización de todos los paneles conectados al inversor bidireccional utilizado (planta piloto, Edificio LUCIA, Univ. de Valladolid)

PROCEDIMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR

Los inversores bidireccionales permiten polarizar directamente los paneles e inyectarles la corriente necesaria para generar la EL. En este trabajo se ha utilizado un inversor de la marca INGETEAM, modelo INGECON SUN 20 TL, cuyo firmware ha sido modificado por el fabricante para habilitar la posibilidad de trabajar bidireccionalmente a elección del usuario. Este inversor permite modificar el modo de operación de MPPT (Maximum Power Point Tracker) a un modo denominado VIN (Voltage Input), que permite polarizar los paneles con una tensión constante comprendida entre 600 y 820 V. Esto permite regular la inyección de corriente a los paneles, Fig. 3.

Una ventaja del inversor bidireccional es que permite, además, el control y la monitorización de la planta fotovoltaica, lo que se realiza desde la plataforma online del inversor, permitiendo la comunicación instantánea desde cualquier lugar. Esto es un factor imprescindible para conseguir una elevada automatización en las inspecciones de O&M mediante EL. En el caso del inversor bidireccional utilizado, se ha empleado un sistema de control y supervisión de procesos a distancia tipo SCADA, basado en la comunicación por Ethernet utilizando el protocolo Modbus-TCP. La comunicación final con el inversor se realiza por RS-485 a través del protocolo Modbus-RTU.

El proceso de medida realizado en este trabajo se visualiza en la Fig. 3, donde se muestran los datos obtenidos del sistema de monitorización del inversor. En la gráfica se representa la variación de la intensidad y del voltaje en función del tiempo, a lo largo de una jornada. Se incluyen las tomas de medidas con el inversor bidireccional e inmediatamente después con una fuente de alimentación estándar, para poder realizar la comparación entre ambas medidas. Se pueden apreciar cuatro zonas:

- Tramos 1 y 4: Inversor trabajando en modo MPPT, transformando la energía generada por los paneles fotovoltaicos.
- Tramo 2: Inversor desconectado. Se desactiva el inversor (desaparece la intensidad, y la tensión se mantiene en 0 V) para realizar la medida de EL polarizando los paneles con una fuente de alimentación estándar. Al realizar la polarización con la fuente no es posible monitorizar los valores de tensión e intensidad en cada momento de la medida.
- Tramo 3: Inversor trabajando en modo VIN. Se establece una tensión constante de unos 700 V, que se suministra a los paneles para realizar la medida de EL con polarización mediante el inversor bidireccional, inyectando unos 7,2 A (signo negativo en la gráfica). La variación de la intensidad durante este tramo es debido a la técnica llevada a cabo para la obtención de las imágenes resultado de las medidas (Guada et al., 2020).

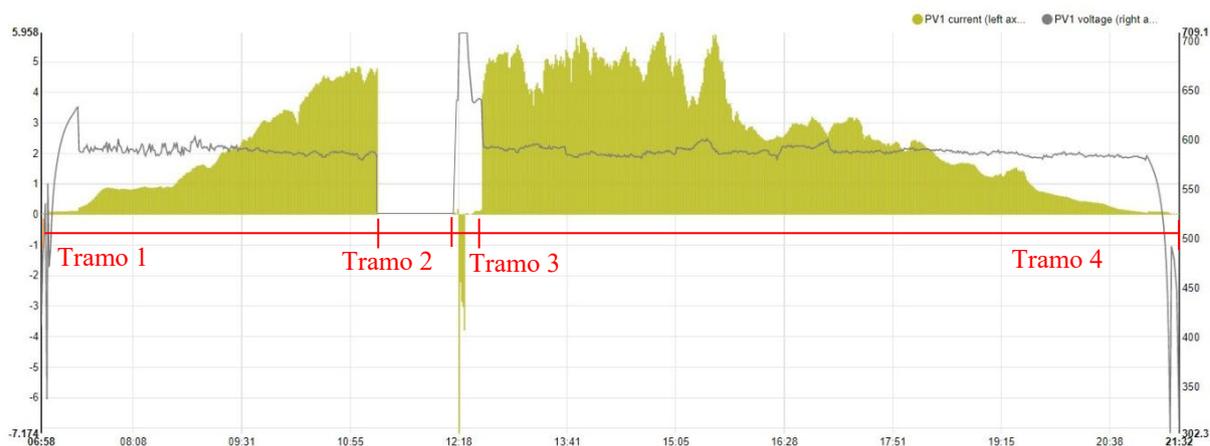


Fig. 3. Gráfica I (barras verdes con eje vertical a la izquierda) – V (línea negra con eje vertical a la derecha) de los paneles objeto de estudio durante una jornada, obtenida a partir de la monitorización del inversor.

El proceso de medida que se llevó a cabo para comparar los resultados polarizando los paneles con una fuente de alimentación y con el inversor bidireccional se dividió en dos etapas.

En primer lugar, y tras desconectar el inversor bidireccional de la red y conectar el interruptor electrónico de control de polarización, se obtuvo la imagen de EL utilizando una fuente de alimentación de 420 W de potencia, capaz de inyectar una corriente de alrededor de 7 A a un único panel (tramo 2, Fig.3). Posteriormente se conectó de nuevo el inversor, estableciéndose de forma remota y progresiva la tensión necesaria para inyectar nuevamente la misma corriente que en el caso anterior, 7 A, obteniendo de nuevo la imagen de EL (tramo 3, Fig. 3). Esto permite comparar las imágenes resultantes en ambos casos, obtenidas ambas en condiciones prácticamente iguales de irradiación solar. En la Fig. 4 se muestra una fotografía de los equipos utilizados en cada caso, pudiéndose apreciar el conexionado extra que supone la polarización mediante la fuente de alimentación. En el caso del inversor bidireccional solo es necesario el conexionado del interruptor electrónico.



Fig. 4. Realización de las medidas de EL con polarización mediante la fuente de alimentación (izq.) y mediante el inversor bidireccional (dcha.)

Una vez realizado el proceso completo de medida sobre un mismo panel fotovoltaico y bajo las mismas condiciones, se compararon las imágenes de EL obtenidas en cada caso, Fig. 5. En lo que se refiere al tiempo total de obtención de las imágenes, en ambos casos la duración del proceso de medida es idéntico, ya que depende únicamente de los parámetros del resto de elementos, independientemente del dispositivo de polarización. Como se puede observar, los resultados en ambos casos son totalmente similares, sin que se distingan diferencias reseñables entre la imagen obtenida utilizando el inversor bidireccional y la obtenida con la fuente de alimentación. Hay que resaltar que el número de paneles que pueden ser polarizados simultáneamente con la fuente de alimentación depende de la potencia de ésta (en este caso, con la fuente utilizada, un único panel), mientras que utilizando el inversor bidireccional es posible polarizar simultáneamente todos los paneles conectados con él, lo que acorta de manera muy significativa el tiempo total para la obtención de la imagen de EL de todos los paneles del string.

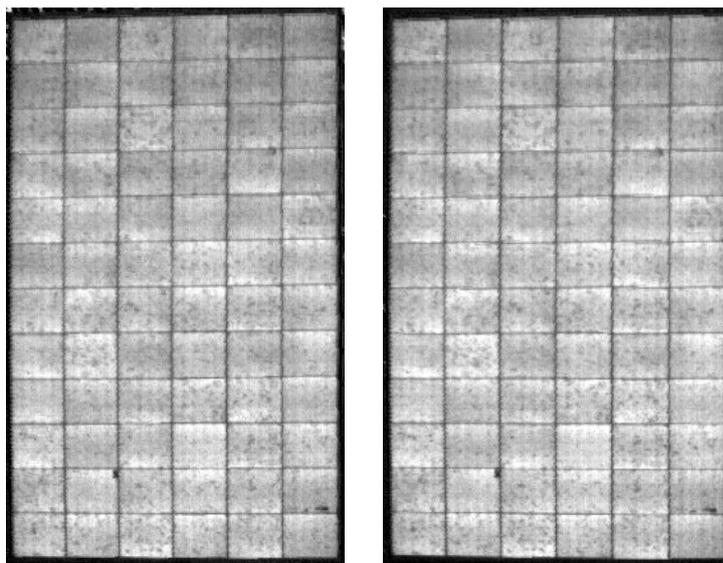


Fig. 5. Resultados de las medidas de EL. La imagen de la izquierda corresponde a la realizada polarizando mediante el inversor bidireccional y la de la derecha mediante la fuente de alimentación. El resto de parámetros que intervienen en la medida, independientes del sistema de polarización, se mantienen iguales.

Un aspecto importante a destacar del inversor utilizado es que, a diferencia de los inversores comerciales comunes, dispone de una opción que evita la desconexión por defecto del dispositivo durante las horas nocturnas (opción

habitual para minimizar el consumo de energía innecesario en el periodo nocturno). Esta opción permite, en nuestro caso, la realización también de medidas de EL nocturnas, pudiendo realizar si se estima oportuno el ciclo de medida sin necesidad de interrumpir la producción. La Fig. 6 muestra las imágenes de EL diurna y nocturna obtenidas con el inversor bidireccional, mostrando resultados completamente similares.

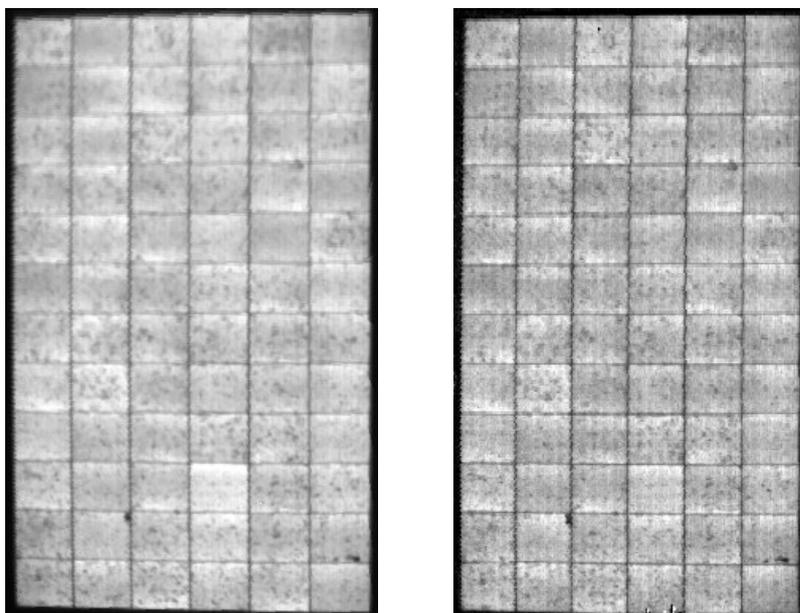


Fig. 6 . Imágenes de EL de un mismo panel obtenidas mediante las pruebas realizadas con el inversor bidireccional. La imagen de la izq. se corresponde con la imagen nocturna y la de la dcha. con la diurna

CONCLUSIONES

Las imágenes de EL, tanto nocturnas como diurnas, utilizando para la polarización de los paneles un inversor de tipo bidireccional, son totalmente similares a las obtenidas utilizando una fuente de tensión continua estándar en lo que a resolución y calidad de las imágenes se refiere. Sin embargo, la utilización del inversor bidireccional comporta una serie de ventajas muy importantes con respecto a la utilización de una fuente de alimentación estándar. Al eliminar la necesidad de conexión y desconexión de la fuente a los strings, no solo se ahorra tiempo, permitiendo que el proceso de medida sea más eficiente, sino que se mejora notablemente la seguridad de las medidas, al evitar los riesgos que una mala manipulación puede suponer, tanto para los operarios como para la planta, ya que se trabaja con intensidades elevadas y peligrosas, acortando significativamente además el tiempo para realizar la inspección. Otro aspecto beneficioso es la monitorización y control de los parámetros correspondientes a los paneles de forma remota, lo que se realiza directamente a través del inversor.

El empleo de inversores bidireccionales comerciales, junto con las innovaciones actuales en la técnica de medida, abren la puerta para la utilización de dispositivos, tipo dron (aéreo o terrestre), lo que permitiría automatizar la obtención de las medidas de EL, simplificando y abaratando las operaciones de O&M necesarias para optimizar el rendimiento de las plantas fotovoltaicas.

REFERENCIAS

Guada M., Moretón A., Rodríguez-Conde S., Sánchez L.A., Martínez M., González M.A., Jiménez J., Pérez L., Parra V. and Martínez O. (2020) Daylight luminescence system for silicon solar panels based on a bias switching method. *Energy Sci. Eng.* vol. 8, n.º 11, pp. 3839-3853.

Koester L., Astigarraga A., Lindig S., Louwen A., Antinori M., Moser D., Manzolini G. (2021) Quality assurance of the photovoltaic power plants installation stage - a complementary strategy based of photoluminescence and steady-state thermography. 38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.

Fuyuki T., Kondo H., Yamazaki T., Takahashi Y. and Uraoka Y. (2005) Photographic Surveying of Minority Carrier Diffusion Length in Polycrystalline Silicon Solar Cells by Electroluminescence. *Applied Physics Letters*, 86, 262108.

Ballestín-Fuertes J., Muñoz-Cruzado-Alba J., Sanz-Osorio J.F., Hernández-Callejo L., Alonso-Gómez V., Morales-

Aragones J.I., Gallardo-Saavedra S., Martínez-Sacristan O., Moretón-Fernández A. (2020) Novel Utility-Scale Photovoltaic Plant Electroluminescence Maintenance Technique byn Means of Bidirectional Power Inverter Controller, Applied. Sciences., vol. 10, n.o 9, p. 3084.





ANEXO 2: HOJA DE CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR

Tabla 4. Hoja de características del inversor. [30]

ENTRADA DC	
Rango de potencia campo FV recomendado	20.5 ~ 26.1 kWp
Tensión máxima de entrada (no superar en ningún caso)	1000 V
Rango de tensión MPP	560 ~ 820 V
Rango de tensión de operación	560 ~ 1000 V
Tensión mínima para Pnom	560 V
Corriente de cortocircuito máxima	40.7 A
Máxima retroalimentación de corriente hacia el campo fotovoltaico	31.9 A rms
MPPT	1
Número de strings	1
Corriente máxima de entrada	37 A
Corriente máxima de entrada por string	11 A

SALIDA AC	
Potencia nominal	20 kW
Potencia máxima permanente	20 kW
Máx. temperatura para potencia nominal (Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1.8 %)	55 °C
Corriente máxima	29 A
Corriente máxima transitoria	29 A
Máxima corriente de fallo de salida	<31.9 A rms (60 ms)
Máxima protección de sobrecorriente de salida	31.9 A rms
Tensión nominal	400 V
Rango de tensión	187 ~ 528 V
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Coseno Phi	1
Coseno Phi ajustable	Sí. Smax=20 kVA Qmax=20 kVAR
THD	<3%

RENDIMIENTO	
Eficiencia máxima	98.5 %
Euroeficiencia	98.3 %



DATOS GENERALES	
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada
Flujo de aire	200 m ³ /h
Peso	46.8 kg
Medidas (alto x ancho x fondo)	730x700x250 mm
Consumo en stand-by	<10 W
Consumo nocturno	1 W
Temperatura de funcionamiento	-25 ~ +65 °C
Humedad relativa (sin condensación)	0 ~ 95 %
Altitud máxima de la instalación	4000 m
Grado de protección	IP65
Marcado	CE
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100
Normativa de conexión a red	RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-16 Ed.III, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/2, G83/2, P.O.12.3, AS4777.2, AS4777.3, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, Chilean Grid Code, Romanian Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, IEEE 929, Thailand MEA & PEA requirements, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code