



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

**Inspección de paneles solares en plantas
fotovoltaicas mediante curvas corriente-voltaje (I-V)**

Autor:

Sánchez Arroyo, Pablo

Tutores:

González Rebollo, Miguel Ángel

Moretón Fernández, Ángel

**Departamento de Física de la Materia Condensada,
Cristalografía y Mineralogía**

Valladolid, Octubre de 2021.

Agradecimientos

Al Grupo de Semiconductores GdS Optronlab, por ofrecerme todas las facilidades para la realización de este trabajo, y en especial a mis tutores, Miguel Ángel González Rebollo y Ángel Moretón Fernández, 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.

A mis amigos, y en especial a Ángela, que han conseguido hacer de esta etapa algo que merezca la pena recordar toda la vida.

Índice

Lista de figuras.....	V
Lista de ecuaciones	IX
Lista de tablas	XI
1 Resumen y palabras clave	1
2 Introducción	3
3 Justificación y objetivos.....	5
4 Marco teórico	7
4.1 Energía Fotovoltaica en España	7
4.2 Mantenimiento de plantas fotovoltaicas	12
4.2.2 Curvas IV	17
4.2.3 Otros tipos de curvas I-V	28
4.3 Fallos y defectos en módulos fotovoltaicos.....	31
4.4 Análisis de curvas IV.....	35
5 Metodología de medida.....	41
5.1 Explicación	41
5.1.1 Descripción del equipo	41
5.1.2 Configuración del instrumento.....	42
5.1.3 Modo de operación	45
5.1.4 Análisis de las medidas	48
5.2 Ejemplo	51
5.3 Caracterización de la planta	55
6 Medidas y análisis	57
7 Conclusiones y línea futura	65
8 Referencias	67

Lista de figuras

Figura 1: Planta fotovoltaica situada en la azotea del edificio LUCIA (Universidad de Valladolid). Fuente: Elaboración propia.	5
Figura 2: Demanda de las energías renovables en porcentaje. Fuente: Informe anual IEA-PVPS.	7
Figura 3: Demanda de los diferentes tipos de energías. Fuente: Informe anual IEA-PVPS.	8
Figura 4: Demanda de la energía solar fotovoltaica en los últimos 11 años. Fuente: Informe anual IEA-PVPS.	9
Figura 5: Evolución del precio de la electricidad. Fuente: www.omie.es	9
Figura 6: Evolución de la potencia energética fotovoltaica instalada en España (2005-2020) incluyendo la conectada a red y el autoconsumo. Fuente: Informe anual IEA-PVPS.	10
Figura 7: Ejemplos de vidrio fotovoltaico y plantas fotovoltaicas acuáticas. Fuentes: www.onyx-solar.es y www.seablock.online	11
Figura 8: Inspección de plantas fotovoltaicas mediante drones. Fuente: www.tuv.com	11
Figura 9: Ejemplos de diferentes distribuciones de temperatura asociadas a defectos. Fuente: IEA-PVPS.	14
Figura 10: Ejemplo de imagen de electroluminiscencia. Fuente: Novel Utility-Scale Photovoltaic Plant Electroluminescence Maintenance Technique by Means of Bidirectional Power Inverter Controller.	16
Figura 11: Toma de medidas mediante fotoluminiscencia diurna. Fuente: Elaboración propia.	16
Figura 12: Curva I-V de un array de módulos fotovoltaicos. Fuente: IEA-PVPS.	17
Figura 13: Parámetros de la curva I-V. Fuente: IEA-PVPS.	18
Figura 14: Parámetros de las curvas I-V. Fuente: www.AutoSolar.com	19
Figura 15: Trazadores de curvas I-V disponibles en el mercado. Fuente: IEA-PVPS.	21
Figura 16: Empresas especializadas en la fabricación de sensores de irradiancia. Fuente: IEA-PVPS.	23
Figura 17: Influencia de la temperatura en las curvas I-V. Fuente: Impacts of temperature and irradiance on polycrystalline silicon solar cells parameters. 25	25
Figura 18: Influencia de la irradiancia en las curvas I-V. Fuente: Impacts of temperature and irradiance on polycrystalline silicon solar cells parameters. 25	25
Figura 19: Centro móvil para la caracterización de módulos fotovoltaicos de ENERTIS. Fuente: www.enertis.com	28
Figura 20: Curva I-V oscura. Fuente: Online distributed measurement of dark i-v curves in photovoltaic plants.	29
Figura 21: Ejemplo de fallos producidos por clamping. Fuente: IEA-PVPS.	32

Figura 22: Fallos en la caja de conexiones. Fuente: IEA-PVPS.	34
Figura 23: Rotura del marco debido a la nieve. Fuente: IEA-PVPS.	34
Figura 24: Parámetros a valorar en el análisis de las curvas IV. Fuente: IEA-PVPS.	35
Figura 25: Presencia de escalones en la curva IV (único string) . Fuente: IEA-PVPS.	36
Figura 26: Presencia de escalones en la curva IV (strings en paralelo). Fuente: IEA-PVPS.	36
Figura 27: Pendiente pronunciada en el tramo horizontal. Fuente: IEA-PVPS.	37
Figura 28: Reducción de la pendiente en el tramo descendente. Fuente: IEA-PVPS.	37
Figura 29: Voltaje de circuito abierto bajo. Fuente: IEA-PVPS.	38
Figura 30: Voltaje de circuito abierto alto. Fuente: IEA-PVPS.	38
Figura 31: Corriente de cortocircuito baja. Fuente: IEA-PVPS.	39
Figura 32: Corriente de cortocircuito alta. Fuente: IEA-PVPS.	39
Figura 33: Pendiente pronunciada en el tramo horizontal y voltaje de circuito abierto bajo. Fuente: IEA-PVPS.	40
Figura 34: Corriente de cortocircuito baja y voltaje de circuito abierto bajo. Fuente: IEA PVPS. Fuente: IEA-PVPS.	40
Figura 35: Trazador de curvas I-Ve 1500V HT. Fuente: www.ht-instruments.com	41
Figura 36: Panel de conexión del trazador de curvas IV al ordenador. Fuente: Manual de instrucciones SOLAR I-Ve.	42
Figura 37: Ventana principal del software Topview. Fuente: Elaboración propia a partir del software Topview.	42
Figura 38: Configuración del instrumento. Fuente: Elaboración propia a partir del software Topview.	43
Figura 39: Configuración del instrumento. Fuente: Elaboración propia a partir del software Topview.	43
Figura 40: Modificación de un módulo de la base de datos. Fuente: Elaboración propia a partir del software Topview.	44
Figura 41: Transferencia de los datos al instrumento. Fuente: Elaboración propia a partir del software Topview.	44
Figura 42: Conexión del trazador de curvas IV. Fuente: www.ht-instruments.com	45
Figura 43: Conexión del SOLAR I-Ve. Fuente: Manual de instrucciones SOLAR I-Ve.	45
Figura 44: Medición de la irradiancia. Fuente: Elaboración propia.	46
Figura 45: Característica IV. Fuente: Manual de instrucciones SOLAR I-Ve.	47
Figura 46: Posicionamiento del inclinómetro M304. Fuente: Manual de instrucciones SOLAR I-Ve.	48
Figura 47: Toma de la medida. Fuente: Manual de instrucciones SOLAR I-Ve.	48

Figura 48: Menú de predescarga. Fuente: Elaboración propia a partir del software Topview.....	49
Figura 49: Tipos de resultados de medida. Fuente: Manual de instrucciones SOLAR I-Ve.	50
Figura 50: Ventana de análisis de datos. Fuente: Elaboración propia a partir del software Topview.....	51
Figura 51: Características del módulo de pruebas. Fuente: Hoja de características del panel Renesola JC255M-24/Bb.....	51
Figura 52: Módulo de pruebas. Fuente: Elaboración propia.	52
Figura 53: Curva IV módulo Renesola JC255M-24/Bb. Fuente: Elaboración propia.....	52
Figura 54: Comprobación de la fiabilidad del método. Fuente: Elaboración propia.....	53
Figura 55: Curva IV con la presencia de sombras. Fuente: Elaboración propia.....	54
Figura 56: Planta fotovoltaica de la azotea del edificio LUCIA. Fuente: Elaboración propia.....	55
Figura 57: Inversores de la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia. .	55
Figura 58: Características de los paneles monofaciales. Fuente: Hoja de características del módulo Sharp ND-AR330H.....	56
Figura 59: Características de los paneles bifaciales. Fuente: Hoja de características del módulo LG400N2T-A5.....	56
Figura 60: Numeración de los paneles de estudio. Fuente: Elaboración propia.....	57
Figura 61: Numeración de los paneles de estudio. Fuente: Elaboración propia.....	58
Figura 62: Defectos visibles en los módulos. Fuente: Elaboración propia.	58
Figura 63: Curva I-V del módulo 2. Fuente: Elaboración propia.....	61
Figura 64: Curva I-V del módulo 2 limpio. Fuente: Elaboración propia.....	62
Figura 65: Defectos de módulos fotovoltaicos en función de su etapa de funcionamiento. Fuente: IEA-PVPS.....	64

Lista de ecuaciones

Ecuación 1: Potencia máxima	20
Ecuación 2: Factor de forma	20

Lista de tablas

Tabla 1: Fallos del módulo fotovoltaico detectados mediante inspección visual. Fuente: IEA-PVPS.....	13
Tabla 2: Resumen de los datos porcentuales de potencia máxima obtenidos. Fuente: Elaboración propia.	60

1 Resumen y palabras clave

RESUMEN

Las plantas fotovoltaicas están expuestas a numerosos tipos de problemas que pueden provocar una disminución del rendimiento. Asegurar la producción de la energía es un factor clave para garantizar la rentabilidad de la planta, lo que ha obligado a diseñar técnicas de operación y mantenimiento cada vez más avanzadas.

La medición de curvas corriente-voltaje (I-V) de módulos fotovoltaicos es en este momento una técnica muy relevante en cuanto al monitoreo y diagnóstico de plantas fotovoltaicas, proporcionando información precisa sobre los posibles fallos y defectos existentes.

En este trabajo, se expone la metodología y características de las curvas I-V, para finalmente aplicarlas en el mantenimiento de los módulos monofaciales policristalinos situados en la azotea del edificio LUCIA (Universidad de Valladolid).

PALABRAS CLAVE

Curvas I-V, trazador I-V, mantenimiento, módulos fotovoltaicos, energía solar fotovoltaica.

ABSTRACT

Photovoltaic plants are exposed to many types of problems that can cause a decrease in performance. Ensuring energy production is a key factor in warranting plant profitability, and this has forced the design of increasingly advanced operation and maintenance techniques.

The measurement of current-voltage curves (I-V) of photovoltaic modules is at this moment an outstanding technique regarding the monitoring and diagnostics of PV plants, providing accurate information about the possible failures or degradation.

In this Final Degree Project, the methodology and characteristics of the I-V curves are exposed, to finally apply them in the maintenance of the polycrystalline monofacial modules located on the roof of the LUCIA building (University of Valladolid).

KEYWORDS

I-V curves, I-V tracer, maintenance, photovoltaic modules, photovoltaic solar energy.



2 Introducción

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable que ha aumentado su capacidad instalada hasta los 760 GW aproximadamente en 2020. La razón de este gran crecimiento y las perspectivas de esta fuente de energía radican en el constante desarrollo de la tecnología y su alta fiabilidad, lo que ha hecho posible una drástica reducción de costes favoreciendo su implementación.[1]

En este escenario del sector fotovoltaico, uno de los principales focos de interés es la monitorización, inspección y mantenimiento de plantas solares fotovoltaicas. Para garantizar la fiabilidad a largo plazo y el retorno de la inversión, los componentes de una planta fotovoltaica y la propia planta se someten a cuidadosos procedimientos de control antes, durante y después de su construcción.

En los últimos años se ha puesto un mayor énfasis en desarrollar y mejorar las técnicas de operación y mantenimiento, destacando entre otras, la termografía infrarroja, la electroluminiscencia y la medición de curvas I-V.

La medición de curvas I-V proporciona información más completa y precisa acerca del estado de un módulo o string de módulos que el resto de técnicas, ya que no utiliza ningún proceso de estimación a través de imágenes. Se trata de un método bien establecido en la inspección de sistemas fotovoltaicos, que ha cambiado considerablemente desde sus inicios hasta la actualidad, desde grandes y pesados dispositivos hasta instrumentos portátiles y livianos con una gran cantidad de opciones de software.

Sin embargo, es una técnica que en la mayoría de casos requiere la desconexión del módulo y, por tanto, de la planta y la producción, lo que ha llevado a una considerable reducción de su uso y al desarrollo de nuevas tecnologías que permiten su automatización.

El estándar internacional más relevante para la medición de la curva I-V es IEC 61829. En dicho documento se especifican los procedimientos para la medición de la característica I-V de módulos fotovoltaicos, las condiciones meteorológicas que las acompañan y su uso para trasladar las curvas I-V a condiciones de prueba estándar (STC).

Un punto a tener en cuenta en la evaluación del rendimiento del sistema fotovoltaico asociado con la medición de la curva I-V, es su traslación a STC. Los procedimientos implementados en los trazadores I-V a menudo no cumplen con las normativas internacionales, lo que demuestra que aún queda trabajo por hacer para armonizar los métodos de medición.



3 Justificación y objetivos.

El objetivo principal de este trabajo es determinar el estado de la planta fotovoltaica situada en la azotea del edificio LUCIA (Figura 1) de la manera más precisa posible, además de conocer el interés, los fundamentos y la metodología de las inspecciones de mantenimiento mediante curvas I-V. Se ha empleado esta técnica ya que actualmente, es la que proporciona información más completa sin necesidad de ningún proceso de estimación a través de imágenes. Además, el hecho de disponer de una pequeña planta permite analizar cada módulo independientemente, obteniendo con esta metodología información lo más detallada posible.



Figura 1: Planta fotovoltaica situada en la azotea del edificio LUCIA (Universidad de Valladolid). Fuente: Elaboración propia.

A lo largo del trabajo se contextualiza la situación del sector fotovoltaico en España (4.1) para después incidir en la importancia que tiene el mantenimiento de las plantas fotovoltaicas en el progreso del sector (4.2). En este apartado se comentan las técnicas de análisis e inspección más empleadas en la actualidad, resaltando las curvas I-V, tema principal del trabajo (4.2.2), y complementándolo con innovaciones y posibilidades en esta técnica (4.2.3).

En el apartado 4.3 se comentarán los fallos y defectos más comunes en los módulos fotovoltaicos para después en el 4.4 explicar cómo detectarlos mediante las curvas I-V.

Se continuará con la parte más práctica del trabajo, en la que se explica la metodología de medida (5.1), que se aplicará en un panel fotovoltaico con



defectos ya conocidos a modo de ejemplo (5.2), para comprobar la fiabilidad del método y aplicar los conocimientos adquiridos en el apartado 4.4.

En el apartado 5.3 se proporciona la información acerca de la planta fotovoltaica que se va a analizar y en 6 se aportan los resultados finales, tratando todos los posibles factores que pueden afectar al rendimiento de los paneles fotovoltaicos inspeccionados.

En el apartado 7 se comentan las conclusiones pertinentes obtenidas a lo largo del trabajo y se arrojan diferentes líneas de trabajo futuro que podrían complementar o continuar este TFG.

Finalmente, en el apartado 8 se muestran las referencias empleadas y en el Anexo 1 se proporcionan todas las medidas realizadas.

Como paso previo a la realización de este trabajo, se ha realizado una 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, tanto del propio grupo de investigación GdS Optronlab como del Campus Universitario Duques de Soria.

4 Marco teórico

4.1 Energía Fotovoltaica en España

La expansión de la potencia fotovoltaica instalada en España ha continuado a lo largo del 2020. Se han añadido un total de 2633 MW conectados a red y 596 MW como parte del autoconsumo (tanto individual como colectivo). En estas circunstancias, la fotovoltaica ha generado más del 6% de la energía del país, duplicando casi el valor del año anterior. [2]

El interés por alcanzar las metas de descarbonización del país, junto con las posibilidades de la tecnología fotovoltaica en esta zona del mundo, hacen de este tipo de energía la preferida dentro de las renovables.

La suma de los valores anteriormente mencionados es la capacidad fotovoltaica total instalada en España (3229 MW). Con esta información, se representa en la Figura 2 la contribución de la fotovoltaica conectada a red junto con las demás renovables.

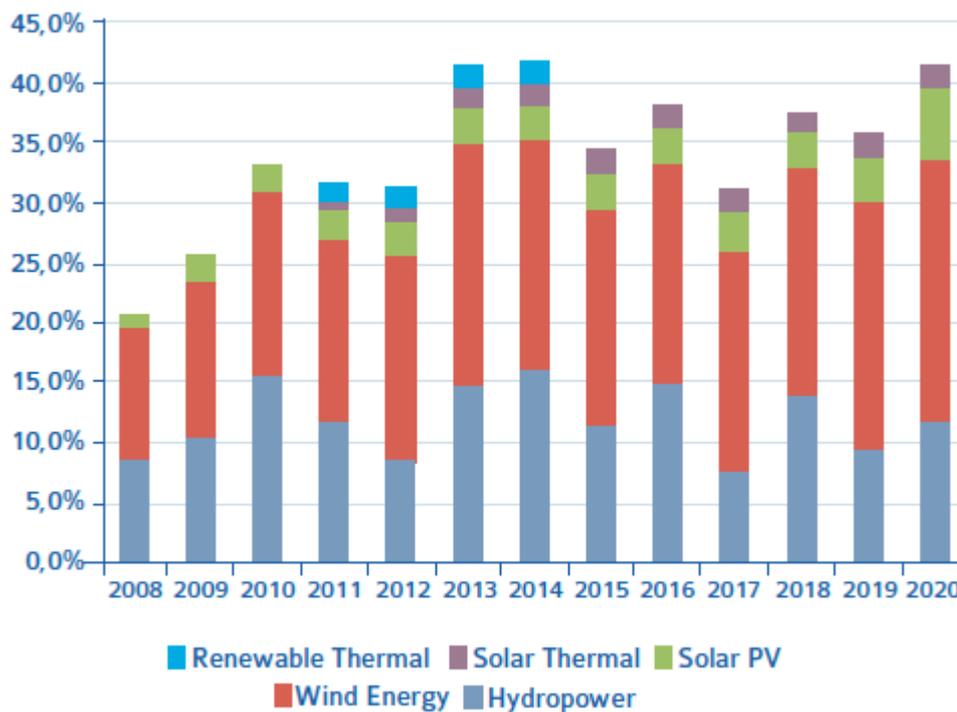


Figura 2: Demanda de las energías renovables en porcentaje. Fuente: Informe anual IEA-PVPS.

El valor porcentual total aparece como el más alto de la historia, aunque esto podría estar influenciado por las circunstancias pandémicas debidas a la COVID-19, por la cual se desarrolló una menor actividad industrial y, por tanto, se requirió una menor demanda de energía. Un estudio de la Agencia Internacional de Energía analiza las diferentes consecuencias de la pandemia

y propone diferentes escenarios de posibles futuros energéticos, concluyendo en todos ellos que las energías renovables continuarán con su crecimiento con la energía solar a la cabeza. [3]

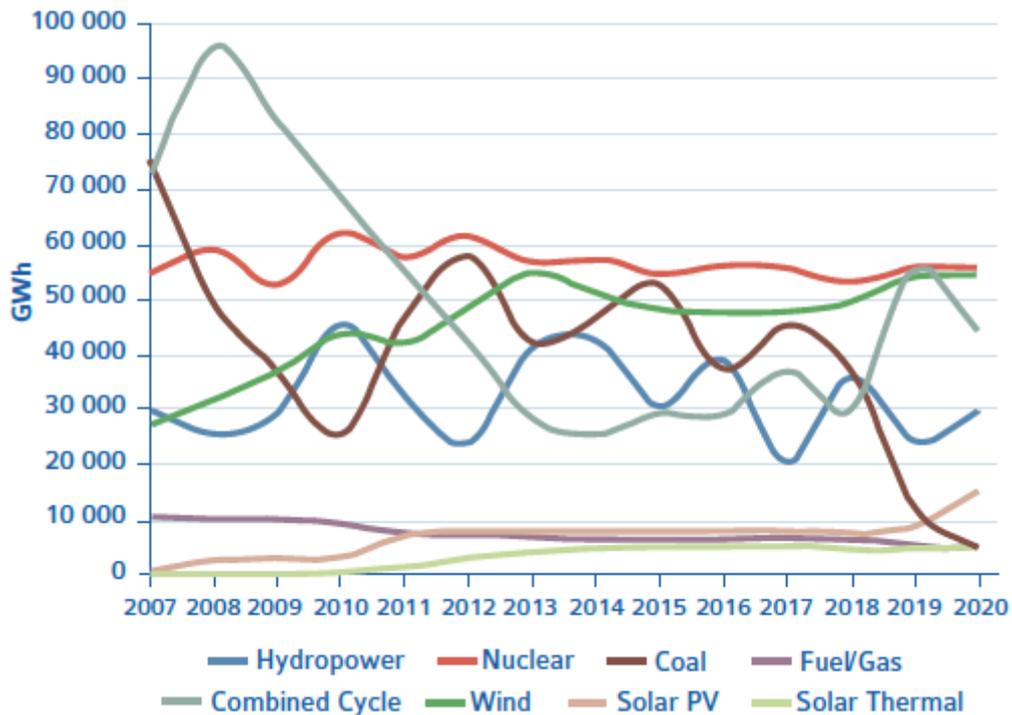


Figura 3: Demanda de los diferentes tipos de energías. Fuente: Informe anual IEA-PVPS.

La Figura 3 muestra la evolución a lo largo de los años de la generación total de electricidad en el país (250.400 GWh). Se puede observar como la eólica (54.337 GWh) se acerca a la nuclear, el carbón baja a 5.000 GWh, la hidroeléctrica se incrementa, el ciclo combinado disminuye y la fotovoltaica llega a un valor de 15.274 GWh.

Este impresionante crecimiento respecto al año anterior (9.136 GWh) se debe a la generación de 3,7 GW instalados en 2019 fuera de licitaciones, que se conectaron completamente en 2020, además de las nuevas plantas añadidas en ese año.

En la Figura 4 se puede apreciar la contribución de electricidad generada por fotovoltaica en porcentaje durante todos los meses desde hace 11 años. En el caso de 2020, los valores obtenidos están respaldados tanto por el incremento de la capacidad productiva como por la reducción de la demanda asociada a la COVID-19. Se puede observar también el incremento en 2019 a partir de agosto, debido a las nuevas plantas añadidas en ese año.

La producción no conectada a red (off-grid) y de autoconsumo no ha sido considerada a la hora de realizar las gráficas, por lo que se podría asegurar que la producción total mediante este tipo de energía sería mayor.

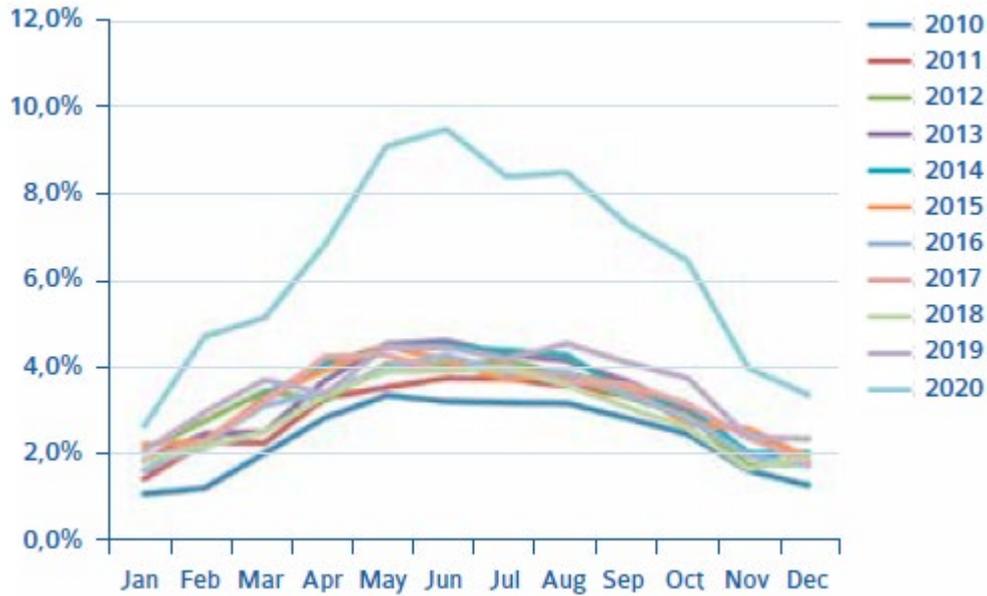


Figura 4: Demanda de la energía solar fotovoltaica en los últimos 11 años. Fuente: Informe anual IEA-PVPS.

El precio de la electricidad descendió durante meses debido a la baja actividad durante los meses de confinamiento, aunque una vez que se ha ido recuperando la normalidad, este valor ha ascendido llegando actualmente a máximos históricos. (Figura 5)



Figura 5: Evolución del precio de la electricidad. Fuente: www.omie.es

PROGRAMA NACIONAL

El 31 de marzo de 2020 el gobierno español aprobó el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima” PNIEC-(2021-2030), que posiciona a España para lograr la neutralidad climática en 2050 y así completar su compromiso con el acuerdo de París.[4]

La capacidad total instalada sin autoconsumo constaba a finales de diciembre de 2020 de 11.547 MW. Teniendo en cuenta el autoconsumo, según los datos de la UNEF, este tipo de generación podría añadir al menos 1,5 GW.

En la Figura 6 se puede ver un resumen de la evolución de la potencia instalada en España desde 2005.

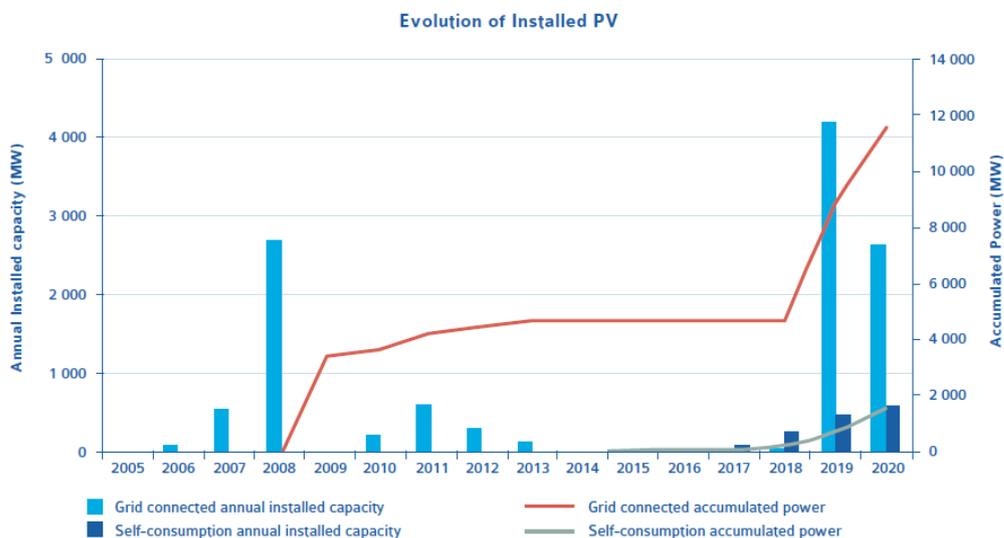


Figura 6: Evolución de la potencia energética fotovoltaica instalada en España (2005-2020) incluyendo la conectada a red y el autoconsumo. Fuente: Informe anual IEA-PVPS.

Analizando la distribución de la nueva potencia fotovoltaica instalada en el territorio español, se puede señalar como esta no es uniforme. Hay cuatro comunidades autónomas, principalmente situadas en el centro-sur del país, que proporcionan más de 1 GW, dos en la zona centro-norte también con 1 GW y el resto aportando 200 MW, 300 MW o menos.

Esta distribución está relacionada principalmente con los recursos solares y la disponibilidad de la tierra. Aunque los números reflejan bajos porcentajes de ocupación del terreno, la integración de plantas fotovoltaicas en el medio ambiente, principalmente masivas, va a ser un punto de discusión en los años venideros.

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

Las actividades de investigación y desarrollo tienen una gran importancia en España y no solo en la tecnología fotovoltaica convencional sino también en otras posibilidades de aplicación. Esto, junto con la problemática del incremento del terreno utilizado por este sector, está derivando en la implementación de la fotovoltaica en diferentes espacios tales como fachadas o superficies acuáticas como se muestra en la Figura 7.



Figura 7: Ejemplos de vidrio fotovoltaico y plantas fotovoltaicas acuáticas. Fuentes: www.onyxsolar.es y www.seablock.online

Otra importante área de aplicación es el desarrollo de materiales, herramientas y metodologías que ayuden al desarrollo del riego solar, con energía de cero emisiones y un considerable menor coste. Esta área está liderada por la empresa SolAqua y pretende activar el mercado europeo de riego con energía solar facilitando una promoción conjunta de al menos 100 MW.

Finalmente, otro de los campos en los que se está invirtiendo es en el desarrollo de sistemas de simulación y monitorización de módulos fotovoltaicos para la detección de fallos, la mejora de la producción y el mantenimiento de las plantas fotovoltaicas. (Figura 8)



Figura 8: Inspección de plantas fotovoltaicas mediante drones. Fuente: www.tuv.com

En [5] se muestra más concretamente la hoja de ruta tecnológica del sector fotovoltaico español, realizada por la Plataforma Tecnológica Fotovoltaica

Española, en la que se describen los retos que afrontará el sector en los próximos años en cuanto a tecnologías de generación y estructuras, integración en aplicaciones en entorno urbano, movilidad y BIPV, gestionabilidad, almacenamiento e integración en red, operación y mantenimiento de plantas y aspectos socioambientales.

En resumen y dejando de lado los problemas derivados de la pandemia, 2020 ha sido un año positivo, y este optimismo permanece en el sector de cara a 2021, así como en el futuro desarrollo de la fotovoltaica en el país, junto con la importante presencia de las compañías españolas en el extranjero.

4.2 Mantenimiento de plantas fotovoltaicas

Las plantas fotovoltaicas están expuestas a numerosos tipos de problemas que pueden provocar una degradación de su rendimiento. Asegurar la producción de energía es un factor clave para garantizar la rentabilidad de la planta, lo que ha obligado al diseño de técnicas de operación y mantenimiento cada vez más inteligentes y avanzadas que se clasifican en tres tipos: preventivas, correctivas y predictivas.

Mientras que el mantenimiento correctivo se realiza después de la detección de un fallo, el preventivo y el predictivo busca anticiparlo. Todos ellos necesitan personal especializado para realizar las tareas y analizar los datos, pero para el mantenimiento predictivo, además, se requiere de equipos para el monitoreo que puedan suministrar información sobre el estado de la planta, permitiendo la evaluación de tendencias que podrían pasar desapercibidas en las inspecciones periódicas.

Existen numerosas técnicas empleadas en el cuidado de plantas fotovoltaicas, siendo la termografía infrarroja uno de los métodos más empleados, ya que tiene la ventaja de no ser intrusiva permitiendo tomar medidas durante su funcionamiento, y así detectar los posibles puntos calientes. Otra técnica es la electroluminiscencia, que es excelente para la detección de grietas, defectos de interconexión, celdas rotas u otros problemas en módulos o strings.

Todas estas técnicas realizan una estimación del tipo de fallos a partir de las imágenes obtenidas y, por esta razón, las curvas I-V son las más interesantes a la hora de tomar medidas en un módulo o planta fotovoltaica, proporcionando información más precisa sin necesidad de ningún proceso de estimación.

A continuación, se explicarán las diferentes técnicas más empleadas en el mantenimiento de plantas fotovoltaicas para después centrarse en las curvas I-V, técnica que se empleará en el mantenimiento de los paneles situados en la azotea del edificio LUCIA. El hecho de disponer de una pequeña planta

permite analizar cada módulo independientemente, obteniendo con esta técnica la información más completa posible.

4.2.1.1 Inspección visual

La inspección visual es un método rápido y efectivo para detectar fallos y defectos en módulos fotovoltaicos. Se realiza antes y después de que el módulo haya sido sometido a daños ambientales o a pruebas de esfuerzo eléctricas o mecánicas en el laboratorio. Las pruebas de esfuerzos se utilizan generalmente para evaluar diseños de módulos en la fase previa a la producción y para evaluar la calidad de producción y la vida útil.

Este ensayo se debe realizar con unas condiciones de iluminación de al menos 1000 lux tal y como rigen los estándares internacionales.

Para abordar la inspección visual, cada parte del módulo fotovoltaico se analiza y documenta por separado. Los fallos más comunes que puede detectar esta técnica se representan en la siguiente tabla:

Tabla 1: Fallos del módulo fotovoltaico detectados mediante inspección visual. Fuente: IEA-PVPS

Componentes del módulo fotovoltaico	Fallos del módulo fotovoltaico
Parte frontal	Burbujas, delaminación, manchas amarillas o marrones.
Células	Células rotas o defectuosas
Metalizado de la célula	Quemaduras, oxidación
Marco	Rotura, doblado, rayado, desalineado
Parte trasera	Burbujas, delaminación, manchas amarillas, quemaduras,
Caja de conexiones	Sin fijación, oxidación, corrosión
Cables y conectores	Partes eléctricas expuestas, desconexiones

4.2.1.2 Termografía infrarroja

La termografía infrarroja es la metodología más extendida en la evaluación de plantas fotovoltaicas ya que es la técnica más rápida y económica. Permite una inspección en tiempo real y sin necesidad de parar la producción y se puede aplicar tanto en condiciones de iluminación como de oscuridad. Su función

principal consiste en detectar la distribución de temperatura en el área evaluada estableciendo puntos con mayor o menor emisividad, lo que podría sugerir la presencia de un fallo.

La mínima necesidad de instrumentación junto con la capacidad de emplearla sin contacto con el módulo hace que esta técnica sea muy atractiva, pudiéndose realizar con drones aumentando aún más la eficiencia en relación con el coste y tiempo empleado. (Figura 8)

Las anomalías típicas detectadas mediante esta técnica son la presencia de un módulo en circuito abierto o no conectado al sistema, cortocircuito provocado por el diodo bypass, conexión incorrecta, PID (Degradación Potencial Inducida), células rotas o defectuosas y sombreados. En la Figura 9 se muestran ejemplos de diferentes distribuciones de temperaturas asociadas a los defectos comentados.

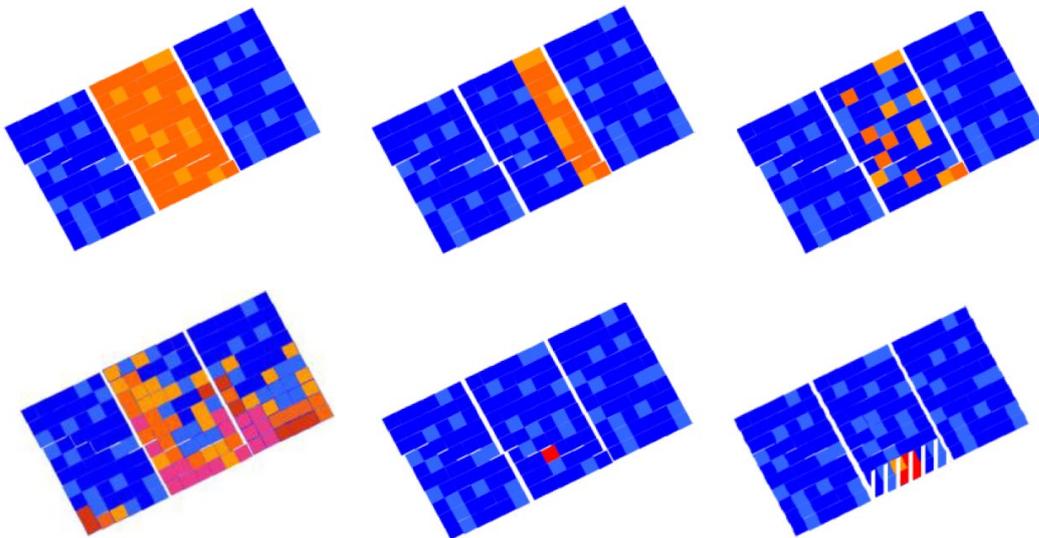


Figura 9: Ejemplos de diferentes distribuciones de temperatura asociadas a defectos. Fuente: IEA-PVPS.

Sin embargo, los resultados revelan que la termografía infrarroja no puede detectar todos los posibles fallos de los módulos ya que no todos los defectos conllevan un aumento de la temperatura, por lo que conviene complementar esta técnica con una imagen de electroluminiscencia o la medición de curvas I-V.

Para una correcta toma de medidas, es necesario conocer la temperatura atmosférica del aire, la humedad relativa y la distancia al panel, con el propósito de realizar las correcciones necesarias para compensar el efecto del aire que separa los módulos fotovoltaicos de la cámara. Además, se requieren unas condiciones de irradiancia mínima de 600 W/m², velocidad máxima del viento de 4 Bft y cobertura de nubes máxima de 2 okta. El ángulo de visión respecto del módulo de estudio debe ser lo más cercano posible 90° y no

menos de 60° . El operador debe evitar las reflexiones tanto de los edificios cercanos, nubes o la propia autorreflexión del operador o cámara. Las mediciones desde la parte posterior de los módulos, siempre y cuando sea posible, son más exactas evitando este tipo de problemas.[6][7]

4.2.1.3 Electroluminiscencia

La electroluminiscencia (EL) es una de las técnicas empleadas en la inspección de módulos fotovoltaicos más prometedora. Es una tecnología que permite detectar mediante una cámara, la emisión de luz de la célula fotovoltaica sometida a una alimentación de tensión en sus terminales, contrariamente a su comportamiento habitual como generador eléctrico. Las variaciones de luminiscencia en la superficie son los indicadores de un posible defecto.

Debido a que la luz incidente no es necesaria en el proceso de medición, esta técnica se realiza con frecuencia en condiciones de oscuridad, evitando así los procesos de filtrado de la luz solar en la imagen, propios de su realización de forma diurna. Además, la realización de la medida nocturna aporta la ventaja de evitar la parada de la producción.

Sin embargo, esta técnica presenta algunos problemas como el gasto de energía derivado de la inyección de corriente en los módulos, los tiempos de manipulación de los módulos que exceden con creces el tiempo de adquisición de imágenes y los riesgos asociados a la manipulación de paneles. Además, es una técnica costosa que emplea cámaras especializadas con sensores de Si o InGaAs que permiten detectar los fotones a la longitud de onda a la cual son emitidos.

Una de las principales ventajas que tiene frente a sus competidoras es la facilidad de detectar de forma precisa la localización de cualquier tipo de defecto, sin necesidad de que estos provoquen un aumento de la temperatura como en el caso de la detección mediante termografía infrarroja.

En la Figura 10 se muestra un ejemplo de panel analizado con esta técnica en la que se pueden observar diferentes tipos de defectos. Algunos de ellos, como los señalados en azul se corresponden con células completamente rotas y se podrían ver mediante una inspección visual, pero otros como las celdas rodeadas en rojo o naranja, solo sería posible detectarlas con la ayuda de esta técnica, correspondiendo estos con pequeñas fracturas y defectos de PID respectivamente.[8], [9]

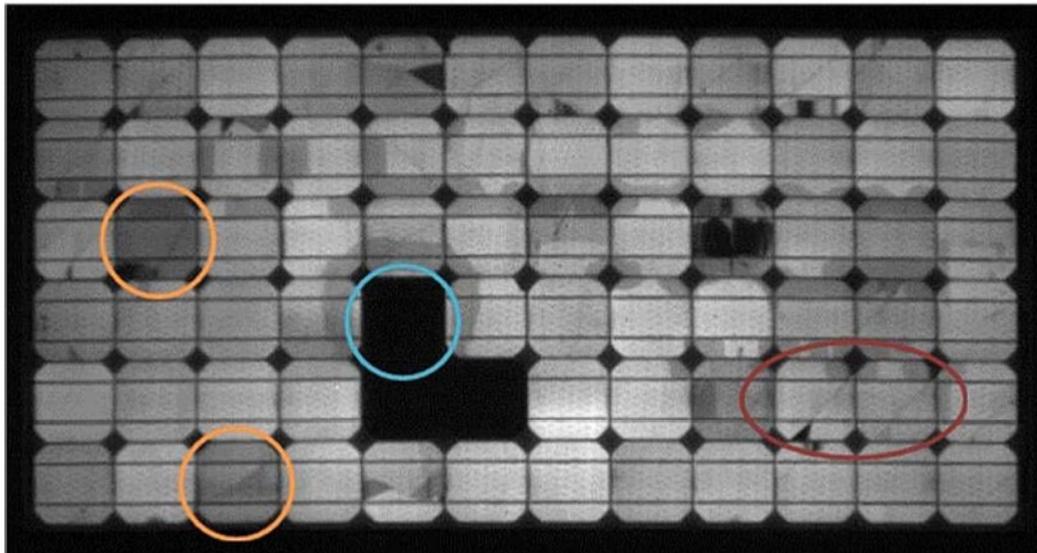


Figura 10: Ejemplo de imagen de electroluminiscencia. Fuente: Novel Utility-Scale Photovoltaic Plant Electroluminescence Maintenance Technique by Means of Bidirectional Power Inverter Controller.

4.2.1.4 Fotoluminiscencia

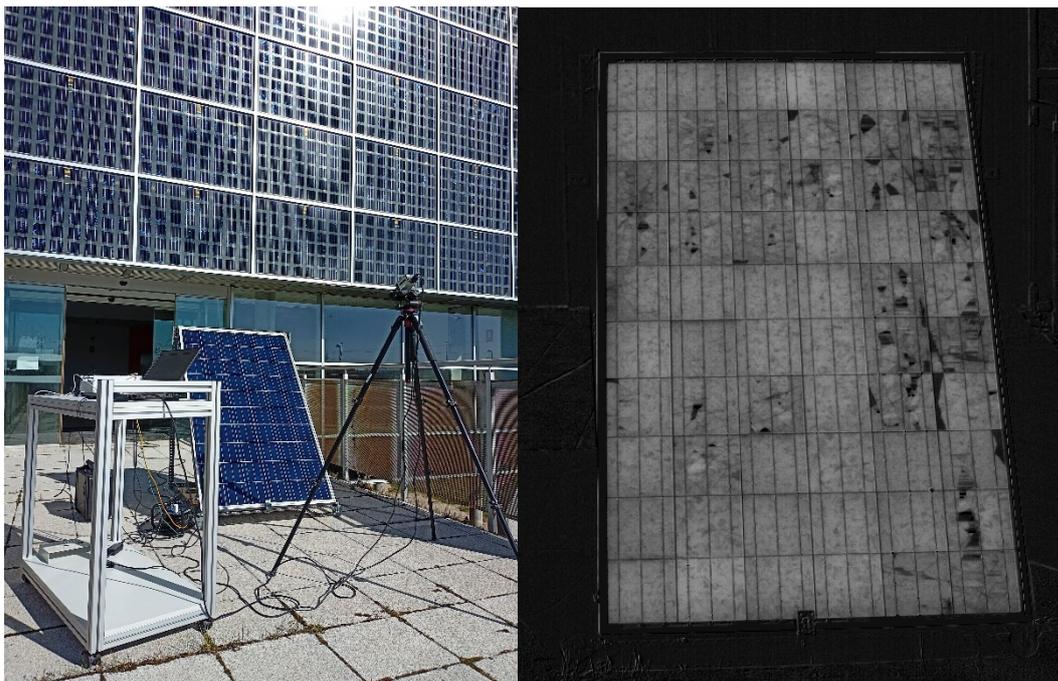


Figura 11: Toma de medidas mediante fotoluminiscencia diurna. Fuente: Elaboración propia.

La fotoluminiscencia (PL) es una técnica en la que se excita un módulo con luz, emitiendo este una distribución de intensidad de luminiscencia relacionada con la presencia de defectos.

A diferencia de la electroluminiscencia, que se aplica principalmente en paneles fotovoltaicos ya en etapa de funcionamiento, la fotoluminiscencia está más enfocada a la monitorización de los diferentes procesos de fabricación de

las células y a la realización de pruebas en el laboratorio, siendo su aplicación industrial casi marginal. En estos casos la excitación se consigue con una fuente luminosa artificial.

No obstante, también se puede emplear para la evaluación de módulos fotovoltaicos tal como se muestra en la Figura 11, utilizando en este caso como fuente de excitación la luz solar. Para la obtención de una imagen adecuada, esta se debe tomar con niveles de irradiancia lo suficientemente elevados.

Pese a las similitudes entre EL y PL, estas técnicas no aportan exactamente la misma información. La EL representa la presencia de células rotas con más contraste, observando más claramente los cambios de intensidad que indican una reducción de la conductividad a través de la grieta o rotura. Esta imagen más contrastada ayuda a visualizar otros defectos como el PID. Sin embargo, la PL permite que zonas eléctricamente aisladas si que emitan luminiscencia, pudiendo así identificar las zonas verdaderamente inactivas.[10]

4.2.2 Curvas IV

La medición de curvas I-V es la técnica más interesante a la hora de evaluar el rendimiento de una planta fotovoltaica ya que aportan información precisa sin necesidad de emplear estimaciones a partir de imágenes.

Las medidas se pueden realizar a todos los módulos de forma individual, siendo esta la manera más precisa de detectar los posibles fallos y defectos, pero también la que más tiempo emplea. Para evitar la demora de tiempo y utilizar una menor mano de obra, es habitual tomar la medida de un porcentaje de

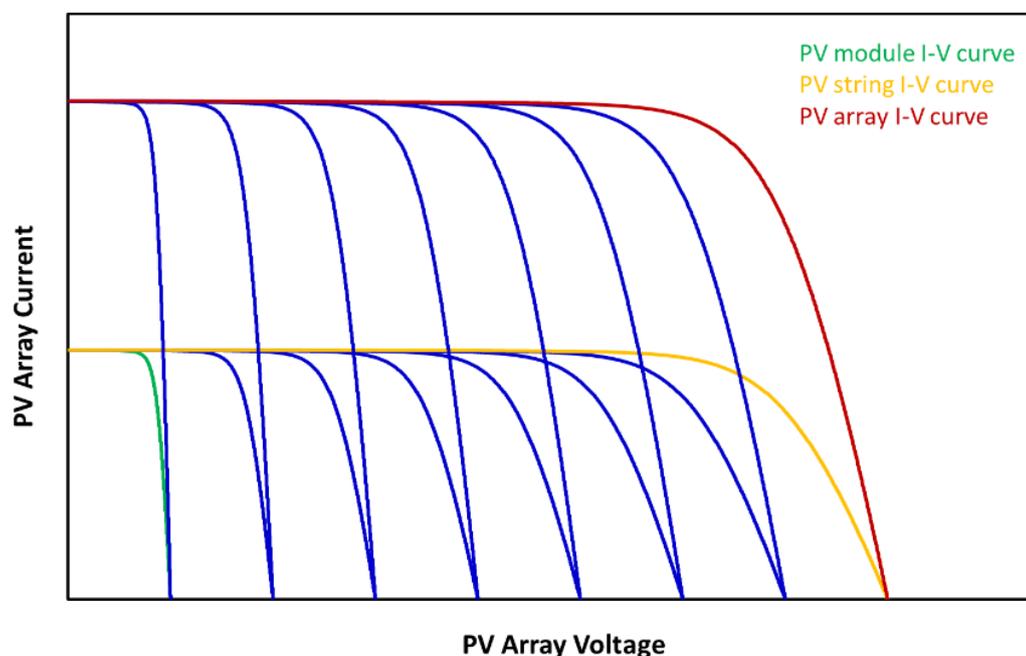


Figura 12: Curva I-V de un array de módulos fotovoltaicos. Fuente: IEA-PVPS.

strings (varios módulos en serie) o arrays (varios string en paralelo) representativo de la planta fotovoltaica obteniendo curvas como la de la Figura 12. Esta característica I-V, estaría formada por la suma de todas las curvas I-V de los módulos que componen la instalación, que en el caso de la Figura 12 se han supuesto todas ellas iguales para facilitar la visualización.

El número de módulos conectados en serie en un string determina el voltaje de la planta y el número de string conectados en paralelo, su corriente. Cualquier variación en curva I-V del array, string o módulo, afectará al rendimiento total de la planta fotovoltaica por lo que esta técnica nos permite la verificación de dicho rendimiento.

La medición de las curvas se puede realizar en diferentes condiciones, siendo la toma de medidas in situ la más ventajosa puesto que no es necesario desmontar los módulos, evitando los tiempos de inactividad, además de los riesgos y costes asociados al desmantelamiento, evitando su transporte al laboratorio de pruebas. Por otro lado, las curvas I-V in situ se ven afectadas por una mayor incertidumbre de medición, que resulta de la dependencia a las condiciones climáticas y de instalación, y a la imposibilidad de realizarlas en condiciones estándar (STC), lo que dificulta su comparación con los valores nominales facilitados por el fabricante.[11]

El análisis del rendimiento de una planta fotovoltaica se basa en la comparación de la característica I-V medida frente a la prevista por el fabricante. El tipo de desviación entre ambas curvas revela las deficiencias en la planta fotovoltaica y ofrece información valiosa acerca de ello.

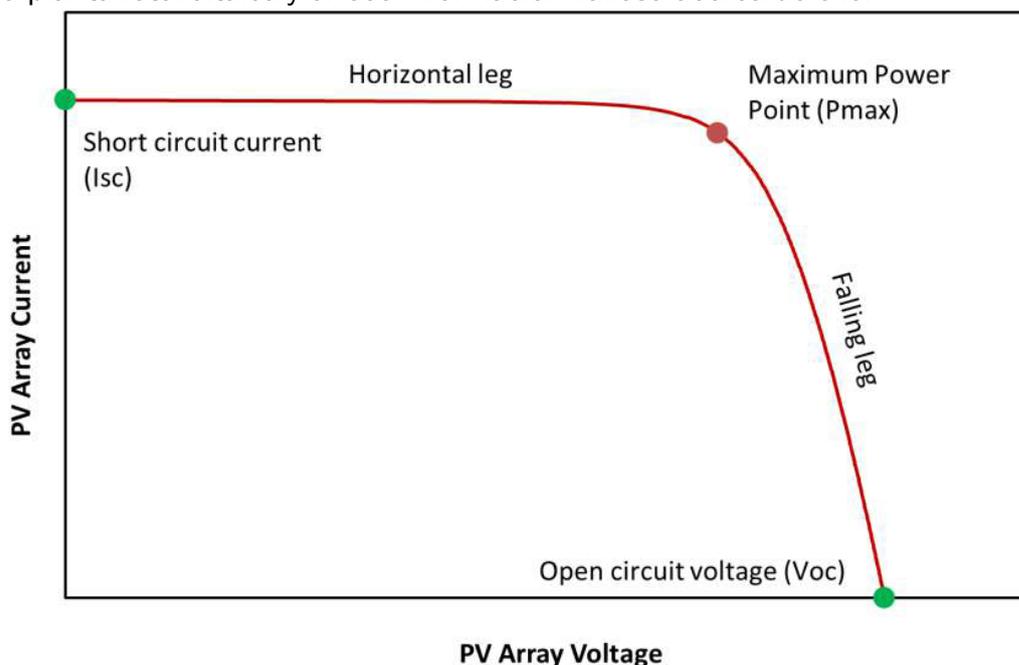


Figura 13: Parámetros de la curva I-V. Fuente: IEA-PVPS.

A la hora de interpretar los datos, las curvas se pueden dividir en dos partes, tal como se muestra en la Figura 13:

-Tramo horizontal: Sección comprendida entre el valor de corriente de cortocircuito (I_{sc}) y el de máxima potencia (P_{max}).

-Tramo descendente: Sección comprendida entre el valor de máxima potencia (P_{max}) y el de tensión de circuito abierto.

DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS CURVAS IV

A continuación, se comentan los parámetros característicos de las curvas I-V [12]:

-Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Es la máxima corriente que se puede obtener de un panel. Se da cuando el módulo se encuentra en cortocircuito ($V=0$).

-Tensión de circuito abierto (V_{oc}): Se define como el voltaje máximo cuando el flujo de corriente es cero. Se da cuando la célula no está conectada a ninguna carga.

-Corriente de máxima potencia (I_{pmax}): Es el valor de corriente que da como resultado la máxima potencia posible.

-Tensión de máxima potencia (V_{pmax}): Es el valor de tensión que da como resultado la máxima potencia posible.

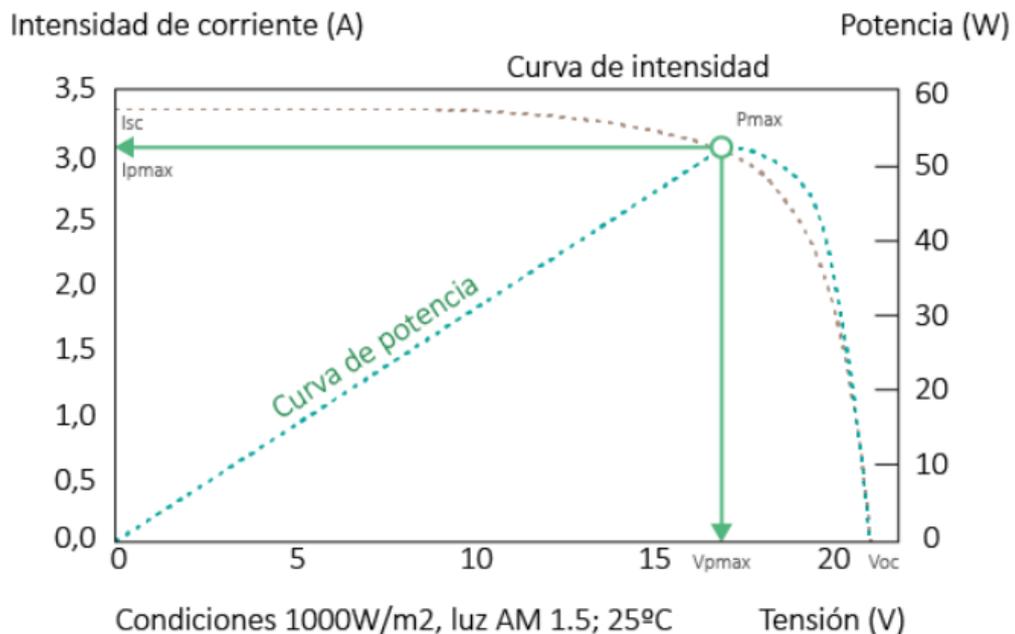


Figura 14: Parámetros de las curvas I-V. Fuente: www.AutoSolar.com

-Potencia máxima (Pmax): Es el mayor valor obtenido del producto de la intensidad y el voltaje del módulo para cada uno de sus valores definidos por la curva I-V, y por tanto, la mayor potencia que puede aportar.

$$P_{max} = I_{Pmax} V_{Pmax}$$

Ecuación 1: Potencia máxima

-Factor de forma (FF): Es el cociente entre la potencia máxima de salida y el producto del voltaje de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito.

$$FF = \frac{I_{Pmax} V_{Pmax}}{I_{sc} V_{oc}}$$

Ecuación 2: Factor de forma

-Eficiencia de conversión (η): Es la relación entre la potencia máxima de salida del módulo y la radiación incidente sobre el mismo. Es un parámetro que depende principalmente de la tecnología utilizada (silicio monocristalino, policristalino o amorfo).

-Tolerancia: Error en la medida.

-Coefficientes de temperatura α, β y γ : influencia de la temperatura en la corriente, voltaje y potencia.

-Coefficiente de temperatura I_{sc} (α): Variación de I_{sc} por grado centígrado de temperatura de la célula.

-Coefficiente de temperatura V_{oc} (β): Variación de V_{oc} por grado centígrado de temperatura de la célula.

-Coefficiente de temperatura P_{max} (γ): Disminución relativa de la eficiencia del módulo por grado centígrado de temperatura de la célula.

La medición de la curva I-V requiere de un equipamiento específico, los trazadores de curvas I-V, que además de los componentes electrónicos necesarios para realizar la medida, integran un sistema de adquisición de datos. La medición de la curva I-V se realiza junto con la toma de los datos de irradiancia solar y la temperatura del módulo siendo ambos parámetros los que definen las condiciones de realización de la medida. Para corregir el impacto debido a las fluctuaciones de irradiancia que se producen durante la adquisición de medidas, este valor se mide sincrónicamente para cada punto que forma la curva.

Después de la obtención de los datos pertinentes, la curva se debe convertir a condiciones estándar (STC) según lo establecido en la norma internacional IEC

60904-3. Esta conversión se utiliza con el fin de analizarla y compararla con los valores nominales y cumple con los siguientes parámetros:

-Irradiancia: 1000 W/m²

-Distribución espectral de la irradiancia: AM1.5

-Temperatura: 25°C

TRAZADOR DE CURVAS IV

Manufacturer	Model/integrated sensors	Measurement ranges	Accuracies	I-V sweep time	Data analysis/communication	Weight/Power supply
AMPROBE	SOLAR-4000 Si-photodiode sensor Thermocouple sensor Inclination sensor	1000 V, 15 A	Voltage: ±0.5% Current: ±0.5% Temperature: ±2°C Irradiance: ±2°C	15 ms to 30 ms	Wireless communication to PC and sensors	1.16 kg Battery powered
Daystar	DS-1000	1000 V, 100 A	Voltage: 0.2% to 0.4% Current: 0.2% to 0.9% Temperature: ±1°C	<1000 ms	USB, RS-232	14.4 kg Battery powered
EKO Instruments	MP-11	1000 V, 30 A	Voltage: ±1% Current: ±1%	4 ms to 640 ms	I-V translation RS422	3 kg
Halm Electronic	oetisPV Outdoor test	1000 V, 100 A				12 kg Battery powered
HT Instruments	I-V 500W c-Si irradiance sensor	1500 V, 15 A	Voltage: ±0.5% Current: ±0.5%		I-V translation IEC 60891 WIFI connection	1.2 kg
Kewell	IVT-200-1000	1000 V, 200 A	Voltage: ±1% Current: ±1%	<20 ms		12 kg
Photovoltaic engineering	PVPM1500X	1500 V, 20 A	Voltage: ±1% Current: ±1%	20 ms to 2000 ms	Proprietary I-V translation RS-422, USB 2.0	8.5 kg
QUNLING	PV-8150 IR temperature sensor	1000 V, 150 A	Voltage: ±2% Current: ±2% Temperature: ±2°C	<10 ms	USB, WLAN, GSM	10 kg
Shanghai Noyo Technology Co., Ltd.	PV900 c-Si irradiance sensor Pt1000 sensor	1000 V, 12 A	Voltage: ±1% Current: ±1% Temperature: ±1°C	No information	RS485/RS232, Bluetooth (up to 100 m)	2.2 kg Battery powered
Shanghai Noyo Technology Co., Ltd.	PV1800	1000 V, 20 A	Voltage: ±1% Current: ±1%	No information	Simultaneous I-V measurement of up to 6 PV strings	
Solmetric	PVA-1500V2 Si photodiode sensor Thermocouple sensor	1500 V, 30 A	Voltage: ±0.5% Current: ±0.5% Temperature: ±2°C	<250 ms	proprietary procedure, wireless communication to PC and sensors	Battery powered

Figura 15: Trazadores de curvas I-V disponibles en el mercado. Fuente: IEA-PVPS.

Los analizadores o trazadores de curvas I-V, son dispositivos con un diseño compacto y un tiempo de adquisición de datos rápido (en el rango de milisegundos), que utilizan diferentes técnicas para obtener la curva I-V de un string fotovoltaico.

El rango de voltaje y corriente del trazador soporta los valores de funcionamiento de la planta, que pueden alcanzar hasta 1500 V de corriente continua y hasta los 15 A de corriente de cortocircuito, en los casos de módulos con células bifaciales y un albedo del 80 %.

Los trazadores de curvas I-V más comunes disponibles en el mercado (Figura 15) incluyen:

- Características de ligereza, portabilidad, alimentación por baterías, y en algunos casos una pantalla para mostrar los resultados de las mediciones.
- Conexión inalámbrica de sensores de irradiancia, que puede reducir considerablemente el cableado.
- Acceso a una base de datos de módulos fotovoltaicos que contiene información de estos, requerida para trasladar la curva a condiciones STC y compararla con los valores nominales.
- Visualización de las curvas en un diagrama para análisis inmediato.
- Exportación de los datos a través de conexión USB, RS-432 o Bluetooth.
- Potencia máxima del array de hasta 18 kW.

MEDIDA DE LA IRRADIANCIA

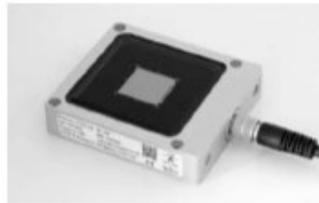
Los sensores de irradiancia utilizan habitualmente células de silicio cristalino o un fotodiodo como detector. No se recomienda utilizar un piranómetro como sensor ya que, para estos instrumentos, el largo tiempo de respuesta a la fluctuación de la irradiancia y la capacidad de respuesta espectral de banda ancha hasta 4000 nm puede repercutir en errores de medida. Además, la utilización de sensores de irradiancia c-Si debe considerarse con cuidado, pues su respuesta espectral puede no coincidir al 100% con los módulos fotovoltaicos. En particular, para la inspección de centrales fotovoltaicas con módulos de película fina, se debe considerar el uso de un sensor de irradiancia c-Si filtrado espectralmente para reducir el error de desajuste espectral.

La mayoría de los proveedores de trazadores de curvas I-V proporcionan un sensor de irradiancia o un sensor de temperatura específico. Esto puede ser una desventaja si se quiere utilizar dispositivos de mayor precisión, debido a su incompatibilidad. En cualquier caso, el proveedor aclarará los requisitos necesarios para su utilización.

En la Figura 16, se muestran algunas de las empresas especializadas en la fabricación de sensores de irradiancia de c-Si calibrable para aplicaciones fotovoltaicas.



Mencke & Tegtmeier
Multi-Si cell
Calibration uncert.: $\pm 2.5\%$
Temp. compensation: Pt100
<https://www.ib-mut.de>



Fraunhofer-ISE
Mono-Si cells, filter option
Calibration uncert.: $\pm 1\%$
Temp. compensation: Pt100
<https://www.ise.fraunhofer.de>



IKS Photovoltaik
Mono-Si or multi-Si cell
Calibration uncert.: $\pm 4\%$
Temp. compensation: Pt1000
<http://www.iksphotovoltaik.de>

Figura 16: Empresas especializadas en la fabricación de sensores de irradiancia. Fuente: IEA-PVPS.

Generalmente, las células de referencia deben cumplir con los requisitos reflejados en la norma IEC 60904-2. La calibración de los sensores de irradiancia se realiza mediante laboratorios de calibración que pueden ser independientes o de la propia fábrica. Dependiendo de la metodología de calibración se alcanzan diferentes niveles de incertidumbre (desde $\pm 0.5\%$ hasta $\pm 4\%$). La incertidumbre más baja se logra si se utiliza como referencia una célula calibrada primaria y si la respuesta espectral del sensor está disponible. Para la calibración en fábrica la incertidumbre es de $\pm 2.5\%$ o superior. Se debe prestar atención a la emisión de un certificado de calibración que debe informar sobre la incertidumbre y la validez de la calibración.

Un error común a la hora de realizar la inspección del rendimiento de las plantas fotovoltaicas es la incorrecta alineación del sensor de irradiancia y los módulos. Según los requisitos de la norma IEC 60904-1[13] el sensor de irradiancia debe colocarse coplanarmente con el módulo con una precisión de $\pm 2^\circ$ en una ubicación representativa cercana del módulo a medir.

MEDIDA DE LA TEMPERATURA DEL MÓDULO

La temperatura del módulo fotovoltaico se mide habitualmente con sensores de temperatura que se colocan en la superficie trasera del panel. Se utilizan los siguientes tipos de sensores:

-Sensor de temperatura Pt 100 que requiere una conexión de 4 cables para una medición de temperatura precisa y tiene una incertidumbre inferior a 0.5°C para el tipo de clase A.

-Sensor de temperatura Pt 1000 que requiere una conexión de 2 hilos y la incertidumbre es superior a 1°C .

-Sensor termopar con área del sensor pequeña e incertidumbre superior a 1 °C.

Otra opción adecuada para no utilizar sensores en la parte posterior del módulo sería un termómetro de mano de infrarrojos (IR), pero se debe ingresar de forma manual la lectura de temperatura en el trazador de curvas.

Un método eficaz para detectar diferentes distribuciones de temperatura en paneles fotovoltaicos es el uso de una cámara de infrarrojos. Estas cámaras se utilizan principalmente para la detección de fallos en los paneles (puntos calientes, diodos bypass defectuosos, fallos de conexión) pero se debe tener en cuenta que la cámara no es el dispositivo más adecuado para medir la temperatura absoluta.

Cuando se utilizan sensores de temperatura para determinar la temperatura de la célula bajo la luz solar natural, surgen tres problemas principales:

-Se puede observar una considerable dispersión de la temperatura en el área del panel. Por otro lado, los trazadores de curvas I-V solo tienen un canal de entrada de temperatura. Por lo tanto, la selección de la ubicación del sensor es de particular importancia para evitar errores de medida. Se recomienda utilizar una cámara o termómetro de infrarrojos para escanear el rango de temperaturas del módulo y así encontrar la posición adecuada para su colocación.

-Como habitualmente las células solares no son accesibles, la medición se realiza en la parte posterior del módulo. Por lo tanto, la temperatura se ve afectada por la conductividad térmica del encapsulante y demás materiales que forman el módulo. Otros errores de medición pueden surgir de un mal contacto térmico del sensor si no se utiliza pegamento conductor.

-En el caso de los módulos fotovoltaicos bifaciales, la parte trasera no debe estar sombreada en un área grande por el sensor de temperatura o cables de conexión.

Todos estos problemas se evitan empleando la temperatura de célula equivalente (ECT). El procedimiento se define en la norma IEC 60904-5[14]. La fórmula dada para el cálculo de ECT está basada en la dependencia de la temperatura y la irradiancia del voltaje de circuito abierto de los dispositivos fotovoltaicos. El modelo requiere la entrada de varios parámetros del módulo fotovoltaico y los valores medidos de irradiancia solar y voltaje de circuito abierto. Cabe señalar que este método solo puede ser aplicado si los módulos fotovoltaicos no tienen un nivel de degradación o daños que puedan afectar al voltaje de circuito abierto.

INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA Y DE LA IRRADIANCIA

La temperatura de las células influye mayoritariamente en el valor de tensión de circuito abierto V_{oc} mientras que el valor de I_{sc} se mantiene prácticamente constante como se puede apreciar en la Figura 17, donde se representan varias curvas I-V medidas a diferentes temperaturas.

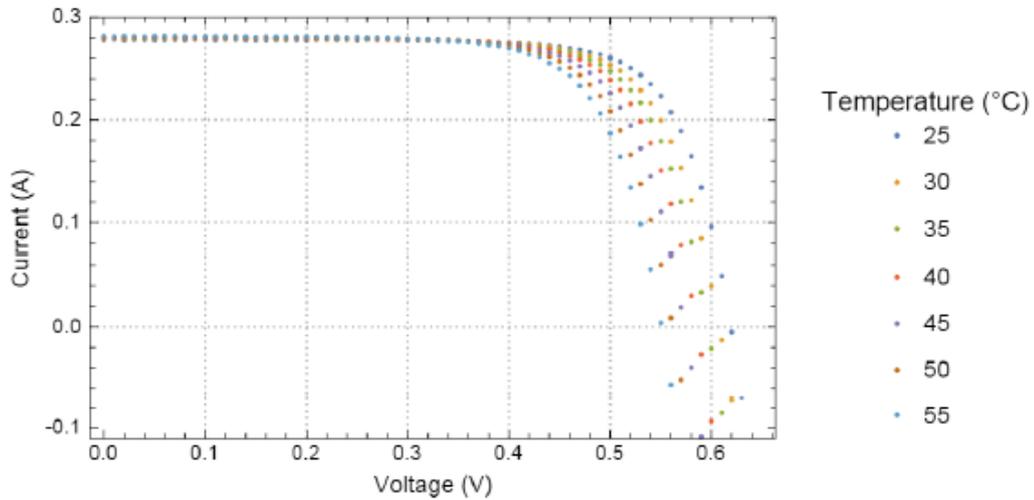


Figura 17: Influencia de la temperatura en las curvas I-V. Fuente: *Impacts of temperature and irradiance on polycrystalline silicon solar cells parameters.*

La variación de los parámetros eléctricos con la temperatura viene indicada por los coeficientes de temperatura α, β y γ proporcionados por el fabricante en la ficha técnica.

Mientras que β y γ son negativos, α es positivo, lo que significa que, al aumentar la temperatura, la tensión y la potencia disminuyen, mientras que la intensidad aumenta. Sin embargo, el incremento de intensidad es prácticamente despreciable.

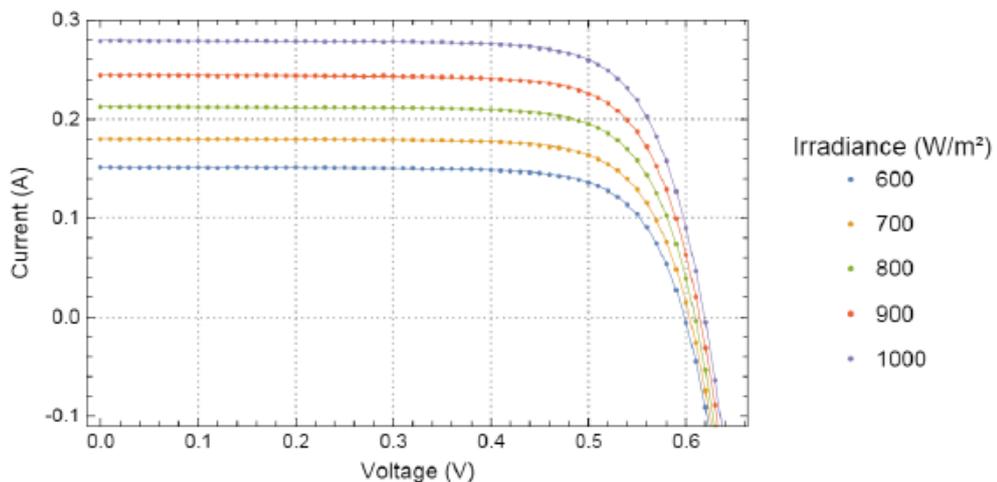


Figura 18: Influencia de la irradiancia en las curvas I-V. Fuente: *Impacts of temperature and irradiance on polycrystalline silicon solar cells parameters.*

La irradiancia tiene una mayor influencia en la corriente de cortocircuito I_{sc} disminuyendo de manera proporcional a la misma. La tensión de circuito abierto varía levemente decreciendo con la disminución de irradiancia, pero a efectos prácticos esta variación se puede considerar despreciable. En la Figura 18 se representan varias curvas I-V medidas a diferentes valores de irradiancia para visualizar su influencia. [15]

TRANSLACIÓN DE LA CURVA I-V A STC

La característica I-V no se puede comparar directamente con la curva nominal, porque tanto la temperatura como la irradiancia del módulo fotovoltaico habitualmente difieren de 25°C y 1000W/m², por lo que la curva debe trasladarse a estas condiciones estándar. Este proceso lo realiza el software del trazador de curvas siguiendo los principios definidos en la norma IEC 60891.[16]

La conversión se basa en dos ecuaciones que requieren la entrada de parámetros específicos del módulo fotovoltaico. Los más conocidos son los coeficientes de temperatura de la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto, que se especifican en la hoja de características del módulo.

Además, el valor de la resistencia en serie interna (R_s) es importante para la traslación de la curva, ya que está asociada con pérdidas de energía debido al cableado del módulo fotovoltaico. Por lo general, se deben hacer suposiciones para este valor. Cuanto mayor sea la desviación de la irradiancia medida del valor nominal (1000 W/m²), mayor será el impacto de la incertidumbre de R_s . Para lograr una alta precisión de traslación, se recomienda determinar el valor R_s "real" con dos mediciones de curva I-V a diferentes irradiancias, que difieran en más de 300 W/m².

La revisión de los manuales de operación de los trazadores de curvas I-V ha demostrado que el procedimiento de traslación en la mayoría de los casos no sigue la norma IEC 60891 y el algoritmo de cálculo en muchos casos no se divulga. Esta falta de transparencia es una deficiencia importante ya que la precisión de los datos no queda clara. Sería útil si al menos fuera posible la exportación de datos de la curva I-V no corregida, ya que esto permitiría al usuario realizar los cálculos manualmente, pero solo algunos proveedores proporcionan esta funcionalidad.

NORMATIVA DE ESTANDARIZACIÓN

A lo largo de este documento se han citado diferentes normativas que rigen la medición de las curvas I-V, siendo las siguientes las más destacadas:

IEC 60904-1 (2006): Dispositivos fotovoltaicos – Parte 1: Medición de la característica I-V[13]

Esta parte de la norma describe los procedimientos para la medición de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos expuestos a luz solar o simulada. Estos procedimientos son aplicables a una sola célula solar fotovoltaica, a un subconjunto de células o a un módulo.

IEC 60904-5 (2006): Dispositivos fotovoltaicos – Parte 5: Determinación de la temperatura de célula equivalente (ECT) de dispositivos fotovoltaicos mediante el método de voltaje de circuito abierto.[14]

La temperatura de célula equivalente (ECT) es la temperatura promedio en las uniones electrónicas del dispositivo (células, módulos fotovoltaicos, arrays) que equivale a la temperatura de funcionamiento si todo el dispositivo funcionara uniformemente a esa temperatura.

IEC 60891(2009): Dispositivos fotovoltaicos – Procedimientos para correcciones de temperatura e irradiancia de la característica I-V[16]

Esta norma define los procedimientos para las correcciones de temperatura e irradiancia a la hora de medir curvas I-V de dispositivos fotovoltaicos. También define los procedimientos utilizados para determinar los factores relevantes para estas correcciones. Los requisitos para la medición de curvas I-V se establecen en la norma IEC 60904-1.

IEC 60904-7 (2009): Dispositivos fotovoltaicos – Parte 7: Cálculo de la corrección de desajuste espectral para medidas de dispositivos fotovoltaicos.[17]

Esta parte de la norma describe el procedimiento para corregir el error de polarización introducido en el testeo de un dispositivo fotovoltaico, causado por la falta de coincidencia entre el espectro de prueba y el espectro de referencia y por el desajuste entre las respuestas espectrales de la célula de referencia y la de prueba.

IEC 61724-1 (2017): Rendimiento del sistema fotovoltaico – Parte 1: Monitoreo[18]

Esta norma describe el equipo, los métodos y la terminología para el análisis y la supervisión del rendimiento de sistemas fotovoltaicos. Aborda los sensores, la instalación y la precisión para el equipo de monitoreo, además de la adquisición de datos de parámetros medidos y controles de calidad, parámetros calculados y métricas de rendimiento.

IEC 61829 (2015): Array fotovoltaico- Medición in situ de la característica I-V [19]

Esta norma especifica los procedimientos para la medición in situ de un array de módulos fotovoltaicos, las condiciones meteorológicas correspondientes y el uso de estas para trasladarlas a condiciones estándar (STC) u otras condiciones requeridas.

4.2.3 Otros tipos de curvas I-V

4.2.3.1 Caracterización de módulos fotovoltaicos en centros móviles

Otra posibilidad en el mantenimiento de una planta fotovoltaica consiste en el estudio de una muestra de paneles representativa en un laboratorio móvil como el de la Figura 19.



Figura 19: Centro móvil para la caracterización de módulos fotovoltaicos de ENERTIS. Fuente: www.enertis.com

Los centros de pruebas o laboratorios móviles contienen el equipamiento necesario para realizar las medidas pertinentes, añadiendo la ventaja de que se construyen en un remolque o camión, lo que permite analizar los módulos en la proximidad de la planta fotovoltaica, evitando así los posibles daños inherentes al transporte a un laboratorio convencional y la demora de tiempo empleado. Además, todo el equipamiento está integrado de forma que permite realizar pruebas secuenciales y automatizar el proceso de inspección, lo que reduce el tiempo necesario para el análisis y la preparación de informes.

Sin embargo, uno de los problemas que presenta es la necesidad no solo de la desconexión del módulo, sino su desmontaje y traslado al centro móvil.

Esta metodología permite una inspección técnica detallada mejorando la calidad de la medida, tomada directamente en condiciones STC, controlando los valores de irradiancia y temperatura del laboratorio. Además, permite aplicar otro tipo de técnicas como electroluminiscencia, inspección visual o la realización de test eléctricos de seguridad, que complementan las curvas I-V.[20]

Para recrear las condiciones STC se utilizan diferentes tipos de simuladores solares. Estos pueden funcionar como sistemas de lámpara única o de lámpara múltiple en los que la fuente de luz (de xenón o LED) está situada en un contenedor oscuro.

Los centros de prueba móviles se pueden utilizar para detectar tanto fallos tempranos (bajo rendimiento, defectos de fabricación, defectos de soldadura, celdas agrietadas), como fallos de mediana edad (diodo bypass, degradación de potencia debido a PID o LeTID) y fallos asociados a eventos climáticos (tormentas de granizo y daños por viento).[21]

4.2.3.2 Curvas I-V medidas en condiciones de oscuridad

La medición en condiciones de oscuridad aporta una clara ventaja, se realiza cuando la planta no está en funcionamiento. La curva I-V oscura da información muy importante acerca de las características de los módulos y permite analizar diferentes tipos de fallos. Es un método que se ha utilizado durante muchos años para determinar los parámetros de las células solares y como diagnóstico para detectar ciertos defectos de mismatch, soldadura, manipulación o laminación en la fabricación de módulos.

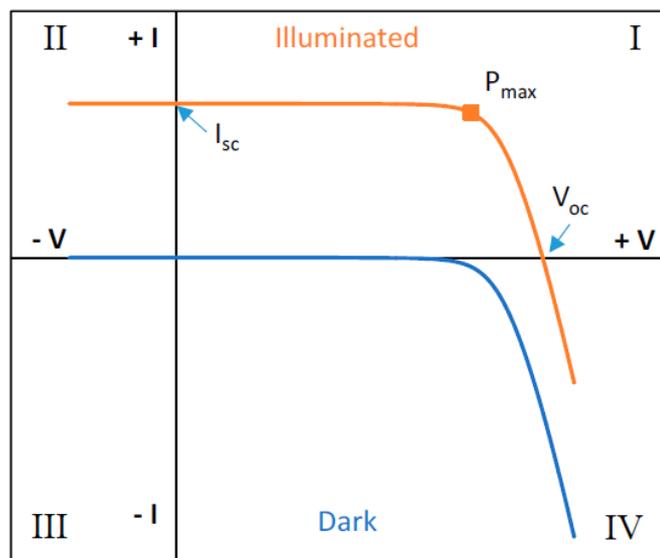


Figura 20: Curva I-V oscura. Fuente: Online distributed measurement of dark i-v curves in photovoltaic plants.

Se emplea también como análisis complementario a la curva I-V convencional para detectar fallos como la degradación del circuito eléctrico del módulo, daño mecánico a las células solares y degradación inducida por potencial (PID), o para monitorizar in situ la degradación de los módulos fotovoltaicos sometidos a ciclos térmicos y pruebas de tensión de carga mecánica.

La curva I-V convencional representa la relación entre la corriente y el voltaje a unas condiciones de irradiancia y temperatura. Representa la superposición de

la corriente de diodo oscuro con la corriente fotogenerada, debido a la iluminación, y se puede describir con el modelo exponencial incluyendo la resistencia en serie y paralelo. Habitualmente estamos acostumbrados a representarla únicamente en el primer cuadrante, pero bajo ciertas condiciones se puede mover al segundo o al cuarto cuadrante.

La representación en el segundo cuadrante a menudo ocurre en paneles fotovoltaicos con células defectuosas o sombreados parciales, mientras que la del cuarto cuadrante, se corresponde con la curva I-V en condiciones de oscuridad, condiciones que se aplican a menudo en la realización de medidas de electroluminiscencia. [7], [22]

4.2.3.3 Innovaciones en el mantenimiento mediante curvas I-V

Las curvas I-V presentan diferentes problemas como la necesidad de desconexión de la planta, además de que requiere una gran mano de obra y tiempo si se pretende realizar un análisis de manera óptima. Estos problemas han dado lugar al desarrollo de nuevas metodologías que realizan las medidas online, minimizando la mano de obra y las pérdidas de energía durante la inspección.

A continuación, se comentarán algunas de las posibilidades propuestas por diferentes investigadores del sector que resuelven los problemas que presentan las curvas I-V:

- Sistema de monitorización de un módulo fotovoltaico basado en un microprocesador donde además de los parámetros eléctricos se mide la irradiancia y la temperatura, pero requiere la desconexión del módulo.[23]
- Trazador de curvas I-V que utiliza un relé para aislar el módulo fotovoltaico de las medidas del string y conectarlo al dispositivo de rastreo. Un pequeño ordenador controla todo el sistema que se emplea para el estudio de las degradaciones de los módulos. Es un proceso complejo y costoso.[24]
- Trazador de curvas I-V offline que permite obtener las medidas correspondientes a una sola celda fotovoltaica.[25]
- Trazador de curvas económico basado en una plataforma de código abierto con un microcontrolador integrado, que permite mediciones eléctricas y comunicaciones de máquina a máquina.[26]
- Medida online de un string completo que no requiere la desconexión de la planta.[27]
- Instalación de placas electrónicas en módulos fotovoltaicos e inversores, a partir de los cuales es posible medir curvas I-V sin desconectar los módulos, consiguiendo medidas de alta calidad y de bajo coste.[28]

Tras el análisis de los diferentes métodos propuestos se puede afirmar que la mayoría siguen siendo bastante invasivos, ya sea teniendo que desconectar los módulos o por su complejidad y dificultad de integración debido a su tamaño y coste.

El desarrollo de dispositivos de bajo coste, simples y pequeños, que permitan el análisis de los módulos sin necesidad de su desconexión, facilitarán su implementación en el entorno industrial, haciendo de las curvas I-V la técnica de mantenimiento no solo más completa y precisa sino una de las más accesibles.

4.3 Fallos y defectos en módulos fotovoltaicos

En este apartado se comentará la diferencia entre defecto y fallo y se explicarán los fallos más comunes que se pueden encontrar en los módulos fotovoltaicos. Estos fallos son los que se tratarán de reconocer más adelante al analizar las curvas I-V.

Un defecto es todo aquello que hay en un módulo fotovoltaico y no es como se esperaba. Es un término más amplio que puede o no implicar un fallo.

Sin embargo, un fallo se define como un efecto que degrada la potencia del módulo o que crea un problema de seguridad.

Un problema estético que no cumple alguno de los requisitos mencionados, como la aparición de marcas marrones en el borde de la celda solar, no se considera fallo, al igual que los problemas causados por un mal uso o por efectos relacionados con el entorno, como la suciedad o la caída de un rayo. En estos casos, la suciedad debe ser limpiada por el operador y el rayo es una fuerza mayor para la cual los módulos no están diseñados. Por otra parte, los defectos debidos al peso ocasionado por nieve, se consideran fallos si esta causa se especifica en las características del panel.

La degradación de la energía inducida por la luz en los módulos de silicio cristalino debido al complejo boro-oxígeno no se define como fallo ya que el fabricante debe tener en cuenta este efecto para la potencia nominal tal y como indica la norma EN 50380.

-Algunos de los fallos más comunes debidos a causas externas son:

- **Transporte e instalación**

El transporte y la instalación es la primera etapa crítica de la vida de un módulo fotovoltaico. La cubierta de vidrio o las células pueden romperse debido a vibraciones y golpes. Evidentemente, en el caso de la cubierta de vidrio, no se trata de un fallo del propio módulo, pero en el caso de las células es mucho

más difícil de definir. Visualmente no se puede apreciar y en muchos casos no se puede detectar mediante una medición de potencia por lo que se requiere de técnicas como la electroluminiscencia o la termografía.

- **Clamping**

Se trata de un fallo bastante frecuente que consiste en la rotura del vidrio de los módulos fotovoltaicos sin marco causado por las abrazaderas. El origen del fallo puede deberse a una mala geometría de la abrazadera (bordes afilados), a abrazaderas demasiado cortas y estrechas o que las posiciones de las abrazaderas no se eligen de acuerdo con las indicaciones del fabricante. Otra causa podría ser la existencia de tornillos demasiado apretados durante la fase de montaje.

La rotura del vidrio conlleva una pérdida de rendimiento con el tiempo debido

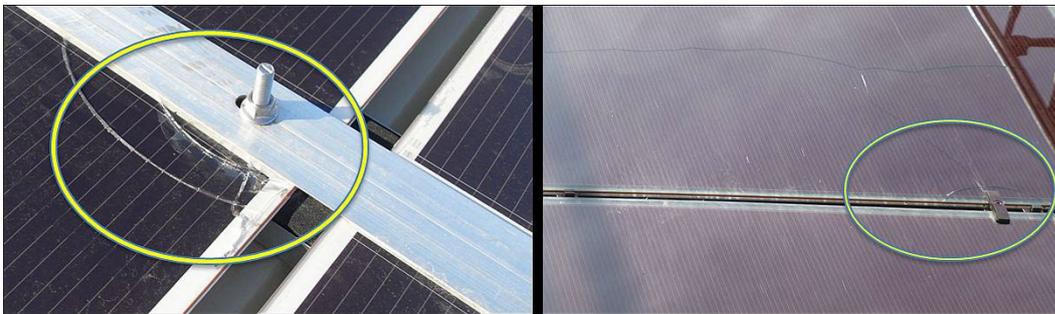


Figura 21: Ejemplo de fallos producidos por clamping. Fuente: IEA-PVPS.

a la corrosión de la celda y del circuito eléctrico causada por la penetración de oxígeno y vapor de agua en el módulo fotovoltaico. El aislamiento del módulo ya no estaría garantizado y, además, la rotura del vidrio provocaría puntos calientes con el correspondiente sobrecalentamiento del módulo.

- **Cables y conectores**

El conector rápido conecta eléctricamente los módulos solares entre sí, a las cajas de fusibles, a los cables de extensión, a las cajas de conexiones y al inversor. Es un elemento muy importante para la seguridad y para mantener la adecuada generación de energía. En la mayoría de los casos, los problemas causados por el conector rápido no son considerados como fallos del módulo. Los problemas más comunes se deben a que los conectores no se ajustan bien o no están bien encajados, lo que puede causar una pérdida de potencia a lo largo de todo el string de módulos.

- **Rayos**

Un diodo bypass defectuoso debido a la caída de un rayo no se considera fallo, ya que se considera causado por una fuente externa para la cual el módulo no ha sido diseñado, pero este efecto puede producir fallos de seguridad posteriores.

Las consecuencias de la caída de rayos suelen ser la rotura del módulo o el diodo bypass en circuito abierto. Ambos defectos pueden causar puntos calientes y fallos posteriores.

-Los fallos más comunes debido a otros tipos de causas son:

- **Delaminación**

La adhesión entre el vidrio, el encapsulante, las capas activas y las capas posteriores puede verse comprometida por la contaminación (como por ejemplo una limpieza inadecuada del vidrio) o por factores ambientales, produciéndose una delaminación, seguida de la entrada de humedad y corrosión.

La delaminación en las interfases dará lugar a una reflexión óptica que a su vez provocará una pérdida de potencia y del rendimiento de los módulos. Otro efecto que puede ocasionar es un posible fallo de aislamiento. Es un defecto relativamente fácil de observar empleando un reflectómetro, termografía, rayos X o un escáner ultrasónico.

- **Pérdida de adherencia de la lámina trasera**

La lámina posterior de un panel fotovoltaico puede estar compuesta de vidrio o polímeros y puede incorporar una lámina de metal. Lo más común es que esté formada por una estructura laminada con un polímero altamente estable y resistente a los rayos UV, a menudo un fluoropolímero en el exterior, expuesto directamente al medio ambiente y una capa de PET, seguida de la capa encapsulante.

Sirve tanto para proteger los componentes electrónicos de la exposición directa al medio ambiente como para proporcionar un funcionamiento seguro en presencia de altos voltajes de corriente continua.

La elección del material se ve influenciada por el coste, la necesidad de aislamiento eléctrico y la presencia de vapor de agua. Dependiendo de los materiales empleados se pueden obtener tensiones adicionales u otro tipo de deficiencias que darán lugar diferentes fallos como brechas en el aislamiento eléctrico, delaminación por estrés físico o químico, deformación del encapsulante y otros problemas de seguridad.

- **Fallo en la caja de conexiones**

La caja de conexiones es el contenedor fijado en la parte posterior del panel fotovoltaico. Protege la conexión de los strings a los terminales externos. Generalmente contiene los diodos bypass para proteger las células en los casos en los que se producen sombras o puntos calientes.



Figura 22: Fallos en la caja de conexiones. Fuente: IEA-PVPS.

Los fallos más comunes son debidos a una mala fijación de la caja, a cajas abiertas o mal cerradas, a la entrada de humedad que causa la corrosión de las conexiones, o a un mal cableado que produce un arco interno y a su vez puede ocasionar un incendio. Además, los contactos de soldadura defectuosos de las interconexiones del string pueden provocar una alta resistencia y el consiguiente calentamiento de la caja de conexiones y un posible incendio.

- **Rotura del marco debido a la presencia de nieve**

La nieve en los módulos fotovoltaicos produce bajas temperaturas que pueden provocar la fragilidad de los adhesivos y reducción de la estabilidad. Además de las cargas verticales, el módulo soporta cargas no homogéneas, debido a que la nieve se desliza por la superficie inclinada causando momentos en la parte inferior soportados por las abrazaderas, provocando la consiguiente rotura del marco.

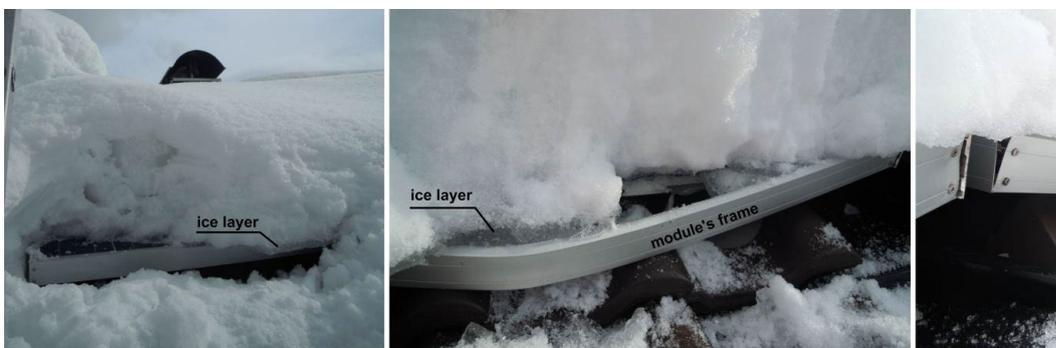


Figura 23: Rotura del marco debido a la nieve. Fuente: IEA-PVPS.

En función del ángulo de inclinación, la fuerza aumenta la tensión en la parte inferior del módulo, lo que da como resultado una falta de resistencia para

mantener la integridad estructural del vidrio. Si el marco se desprende del vidrio, el módulo se destruye y debe reemplazarse.[21]

4.4 Análisis de curvas IV

Cualquier variación entre la curva IV trasladada a condiciones STC respecto de la nominal se puede clasificar en diferentes categorías, aunque, en cualquier caso, siempre conllevará una reducción de la potencia máxima producida por el panel o conjunto de ellos.

Hay que tener en cuenta que si se mide la curva de un string de módulos en lugar de un panel individual, esta curva puede ser el resultado de la combinación de los defectos de varios módulos o fallos de la instalación, por lo que la interpretación puede ser complicada y se recomienda comparar los resultados de diferentes strings, lo que puede aclarar si se están obteniendo errores sistemáticos o simplemente errores aislados.

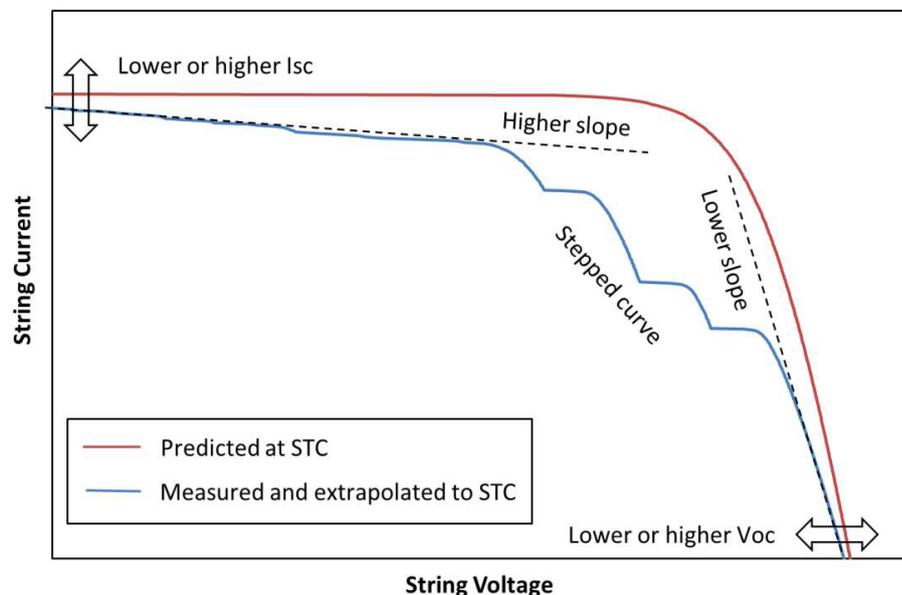


Figura 24: Parámetros a valorar en el análisis de las curvas IV. Fuente: IEA-PVPS.

A la hora de analizar la característica IV, nos centraremos en los siguientes aspectos, representados en la Figura 24:

- El valor de la corriente de cortocircuito (I_{sc}).
- El valor del voltaje de circuito abierto (V_{oc}).
- La pendiente de la curva, tanto en su tramo horizontal como en el descendente.
- La presencia de escalones.

Se debe tener especial cuidado si se obtienen desviaciones considerables de la corriente de cortocircuito o del voltaje de circuito abierto, ya que puede ser

debido a una medida errónea de la irradiancia, la temperatura o un traslado erróneo de la curva a condiciones STC, por lo que la medida debe ser repetida.

Se recomienda comprobar la correcta configuración del trazador de curvas, el cableado y la medida de temperatura e irradiancia.

A continuación, se exponen las posibles razones que se pueden asociar a diferentes desviaciones de la característica IV:

1. Escalones en la curva IV (único string)

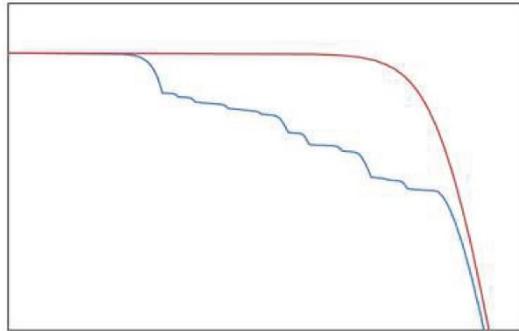


Figura 25: Presencia de escalones en la curva IV (único string). Fuente: IEA-PVPS.

- Sombras en los módulos: Los módulos fotovoltaicos sombreados entregan una corriente de cortocircuito más baja. Para valores de corriente más altos que la corriente de cortocircuito, la corriente diferencial pasa a través del diodo bypass, lo que provoca escalones en la curva IV. Si los escalones ocurren en diferentes niveles de corriente, indica la existencia de un sombreado no uniforme en el área de un string o array. La desviación de los valores de la tensión de vacío es causada por la baja irradiancia obtenida.

- Módulos con suciedad irregular y alto grado de suciedad

- Presencia de nieve sobre los módulos

2. Escalones en la curva IV (strings en paralelo)

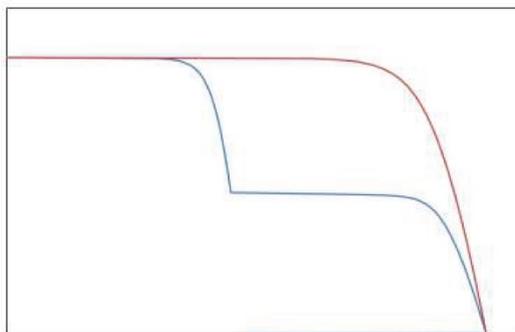


Figura 26: Presencia de escalones en la curva IV (strings en paralelo). Fuente: IEA-PVPS.

-Variación de la tensión de vacío de string en paralelo: Cuando los string están conectados en paralelo, las corrientes para un cierto voltaje se suman. Si uno de los string en paralelo aporta una tensión de circuito abierto menor, se producirá un escalón en la curva IV.

Para un gran número de strings en paralelo y uno de ellos trabajando a un V_{oc} más bajo, la tensión de potencia máxima de la curva IV puede ser mayor que este valor de V_{oc} . En ese caso se inyectará una corriente inversa en este string defectuoso, que está asociada con la disipación de energía. La corriente inversa máxima está limitada por el fusible en serie del string. Si el fusible se dispara, el string defectuoso se desconectará.

3. Pendiente pronunciada en el tramo horizontal

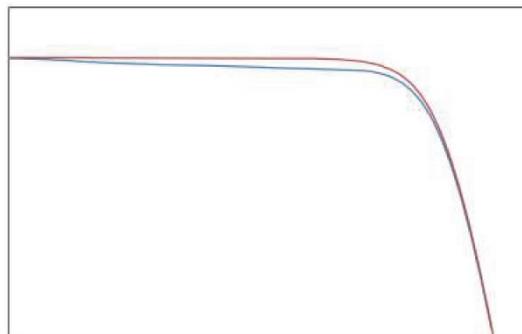


Figura 27: Pendiente pronunciada en el tramo horizontal. Fuente: IEA-PVPS.

-Orientación diferente de los módulos en un mismo string: La topografía del terreno puede implicar que los paneles no tengan la misma orientación.

-Suciedad irregular y bajo grado de suciedad: La acumulación de polvo o el crecimiento de algas u otro tipo de suciedad a lo largo del marco inferior.

-Módulos muy afectados por grietas en las células.

4. Reducción de la pendiente en el tramo descendente

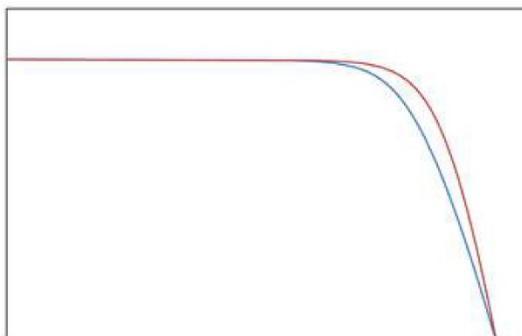


Figura 28: Reducción de la pendiente en el tramo descendente. Fuente: IEA-PVPS.

-Incremento de la resistencia en serie del string: La resistencia en serie interna de un string fotovoltaico provoca pérdidas de tensión con el incremento de corriente. Esta resistencia suele incrementarse con el tiempo de funcionamiento debido a la corrosión de los contactos eléctricos. Las resistencias en serie adicionales también pueden indicar un deterioro de las resistencias de contacto de enchufes y terminales.

5. Voltaje de circuito abierto bajo

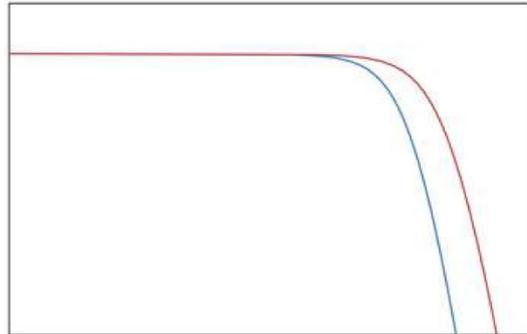


Figura 29: Voltaje de circuito abierto bajo. Fuente: IEA-PVPS.

-Fallo de la instalación: Número incorrecto de módulos conectados en serie en el string.

-Diodos bypass cortocircuitados: Los diodos bypass pueden fallar debido a una sobrecarga térmica o al efecto de la caída de rayos durante las tormentas eléctricas. Dichos diodos defectuosos suelen estar en cortocircuito, lo que provoca la desconexión del grupo de células obteniendo un voltaje de circuito abierto más bajo.

-Defectos de fabricación individuales de módulos fotovoltaicos

-Células completamente sombreadas o inactivas

-Medida de temperatura baja

6. Voltaje de circuito abierto alto

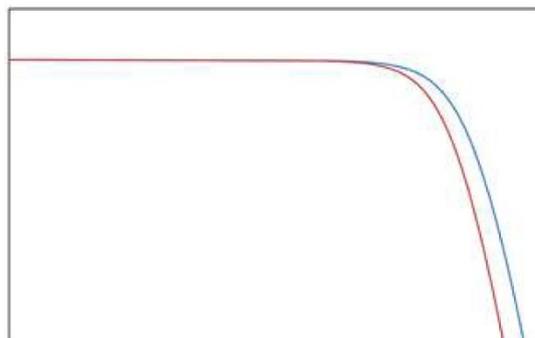


Figura 30: Voltaje de circuito abierto alto. Fuente: IEA-PVPS.

-Fallo de la instalación: Número incorrecto de módulos conectados en serie en el string.

7. Corriente de cortocircuito baja

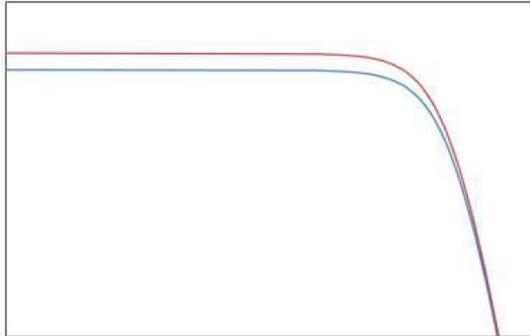


Figura 31: Corriente de cortocircuito baja. Fuente: IEA-PVPS.

-Degradación inducida por la luz (LID): El LID es una pérdida de rendimiento de los módulos fotovoltaicos de silicio que se produce en las primeras horas de exposición al sol.

-Degradación de los módulos a lo largo del tiempo.

-Módulos con menor potencia instalada.

-Suciedad uniforme en los módulos.

8. Corriente de cortocircuito alta

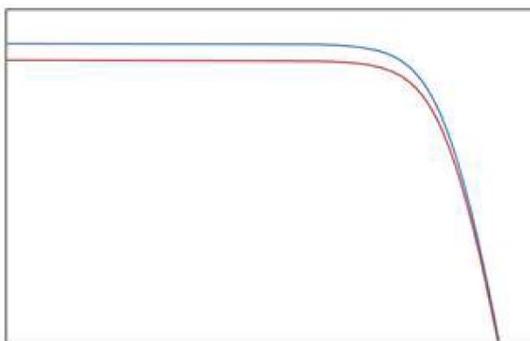


Figura 32: Corriente de cortocircuito alta. Fuente: IEA-PVPS.

-Módulos con mayor potencia instalada.

9. Pendiente pronunciada en el tramo horizontal y voltaje de circuito abierto bajo

-Degradación Potencial Inducida (PID): El PID solo se observa en módulos sensibles a este tipo de degradación. Está causado por corrientes de fuga entre

las células (alto potencial) y el marco del módulo fotovoltaico (potencial de tierra), que hacen que los iones de Na^+ migren desde el vidrio frontal a las celdas y provoquen derivaciones. Debido a diversos factores como la variación de módulos fotovoltaicos y las condiciones ambientales y de operación que afectan al PID, la curva I-V puede mostrar una desviación respecto a la curva predicha. Este efecto puede manifestarse después de varios años de funcionamiento, ya que la degradación aumenta con el tiempo de funcionamiento de la planta fotovoltaica.

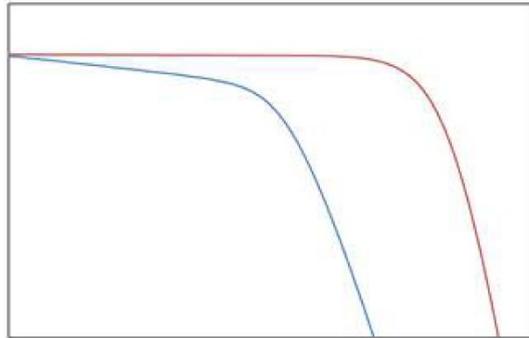


Figura 33: Pendiente pronunciada en el tramo horizontal y voltaje de circuito abierto bajo. Fuente: IEA-PVPS.

10. Corriente de cortocircuito baja y voltaje de circuito abierto bajo

-Degradación inducida por exposición a la luz y temperaturas altas (LeTID): Este tipo de degradación se observa en módulos fotovoltaicos con células solares PERC. La degradación aumenta con el tiempo de funcionamiento hasta que se alcanza la saturación y comienza la regeneración. Generalmente, el proceso de regeneración es más lento en comparación con la degradación. [11]

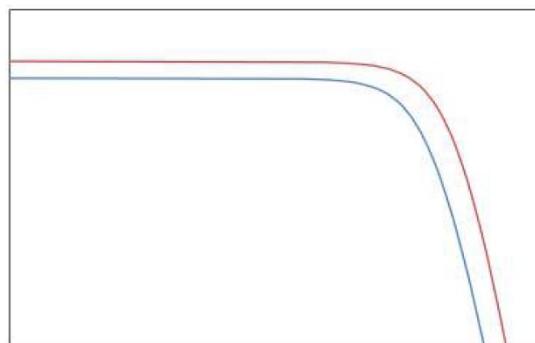


Figura 34: Corriente de cortocircuito baja y voltaje de circuito abierto bajo. Fuente: IEA PVPS. Fuente: IEA-PVPS.

5 Metodología de medida

5.1 Explicación

5.1.1 Descripción del equipo

Se dispone de un trazador de curvas I-Ve 1500V de la marca HT, que es un instrumento multifunción para verificaciones y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas monofásicas hasta 1500V o 15A. Se deberá tener cuidado de no medir tensiones y/o corrientes fuera de estos rangos.



Figura 35: Trazador de curvas I-Ve 1500V HT.
Fuente: www.ht-instruments.com

Permite la medida de la característica I-V de 128 puntos de uno o varios módulos, además de la tensión de vacío (V_{oc}) y la corriente de cortocircuito (I_{sc}).

Proporciona una base de datos de más de 30000 módulos que facilita la realización de la medida y su comparación con los valores aportados por el fabricante, aunque en cualquier caso permite también la introducción de los módulos y sus correspondientes parámetros de forma manual.

Se dispone de un sensor HT304N para medir la irradiancia y una sonda PT300N, que permite medir temperaturas comprendidas entre -50°C y 105°C . Ambos dispositivos se pueden conectar directamente al instrumento o a la unidad remota SOLAR-02.

Tanto para la configuración del instrumento como para el análisis de los datos y gráficos se ha utilizado el software Topview.[29]

5.1.2 Configuración del instrumento

En primer lugar, se procede a la configuración del trazador de curvas mediante el software Topview.

Para ello se ejecuta el programa y se conecta el instrumento al ordenador a través del puerto serie o USB y cable optoaislado. Este proceso también se puede realizar vía WiFi. Se debe seleccionar el puerto utilizado y la velocidad de transmisión correcta (9600 bps). El dispositivo debe estar encendido y en la opción “PC Conex. con PC”, la cual confirmaremos pulsando la tecla “ENTER” y saldrá por pantalla “PC-RS232” tal como se muestra en la Figura 36.

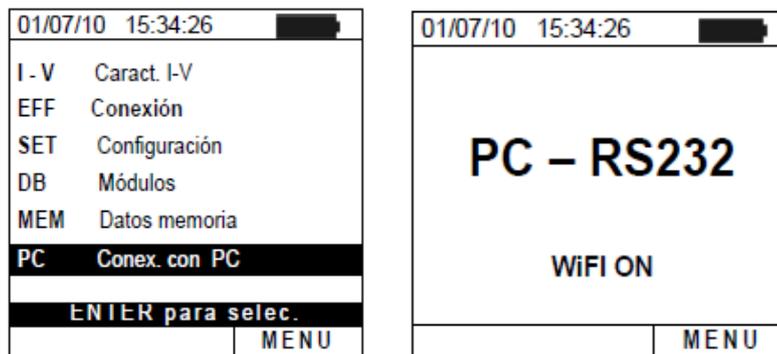


Figura 36: Panel de conexión del trazador de curvas IV al ordenador. Fuente: Manual de instrucciones SOLAR I-Ve.



Figura 37: Ventana principal del software Topview. Fuente: Elaboración propia a partir del software Topview

Una vez está el dispositivo conectado, se procede a entrar en la opción de Topview “Conex PC <-> Instrumento” (Figura 37), para después comprobar que el puerto COM escogido y la conexión con el dispositivo es correcta, y se selecciona la opción de configuración del instrumento (Figura 38).

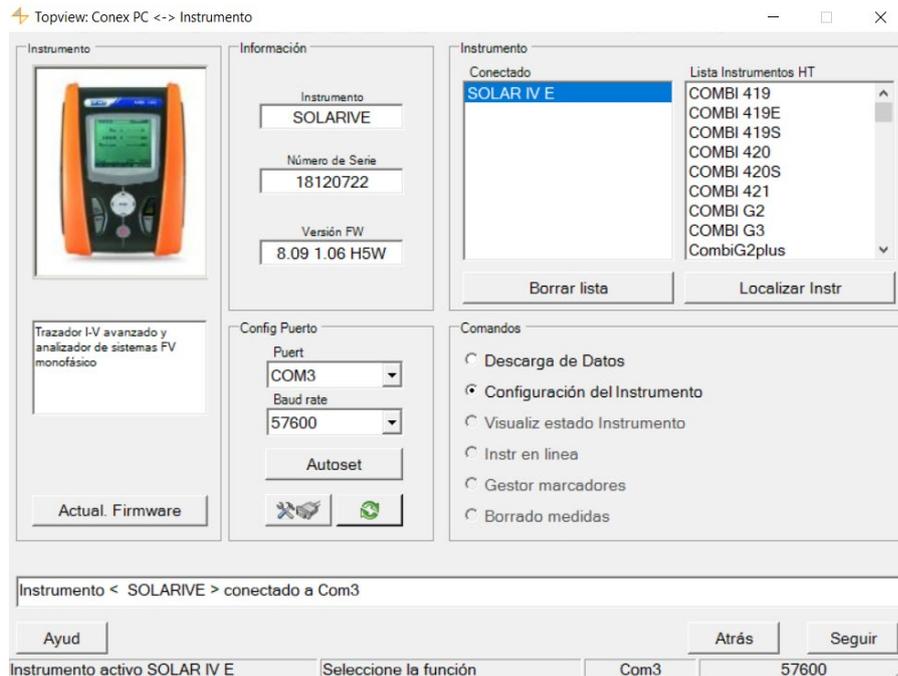


Figura 38: Configuración del instrumento. Fuente: Elaboración propia a partir del software Topview.

En la siguiente ventana (Figura 39) se pueden observar más características del instrumento como la memoria, idioma, última fecha de calibración, la base de datos de módulos, los módulos que tiene registrados nuestro dispositivo (los cuales se pueden ampliar, borrar o modificar con facilidad) y la fecha y hora, que conviene sincronizarla con el PC ya que este parámetro no se guarda al funcionar el dispositivo mediante pilas.

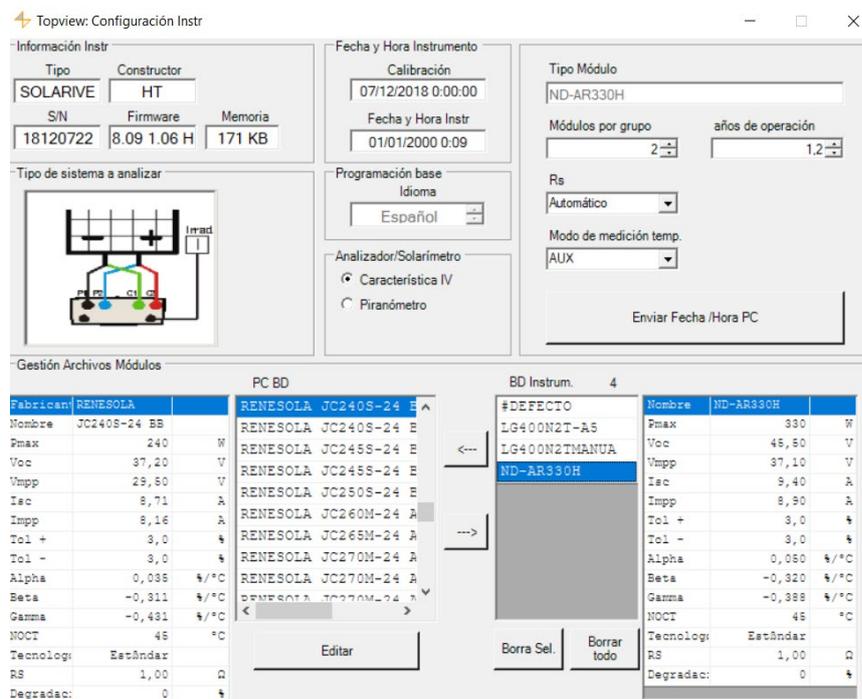


Figura 39: Configuración del instrumento. Fuente: Elaboración propia a partir del software Topview.

En el caso en el que el módulo que se procede a estudiar no aparezca en la base de datos como sucederá en las pruebas correspondientes al apartado 5.2 de este trabajo, se introducirá seleccionando la opción “Editar” de “PC BD”.

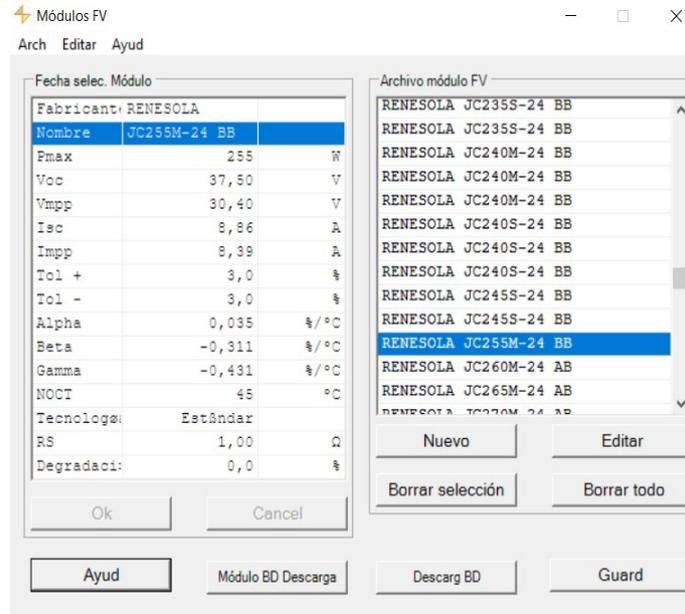


Figura 40: Modificación de un módulo de la base de datos. Fuente: Elaboración propia a partir del software Topview.

En este caso se necesita un módulo de la marca Renesola JC255M-24/Bb. Buscando, se encuentran módulos de esa misma serie, pero no exactamente el mismo modelo, por lo que se procede a modificar uno de dichos paneles (Figura 40) ya que comparten varias características con el que queremos.

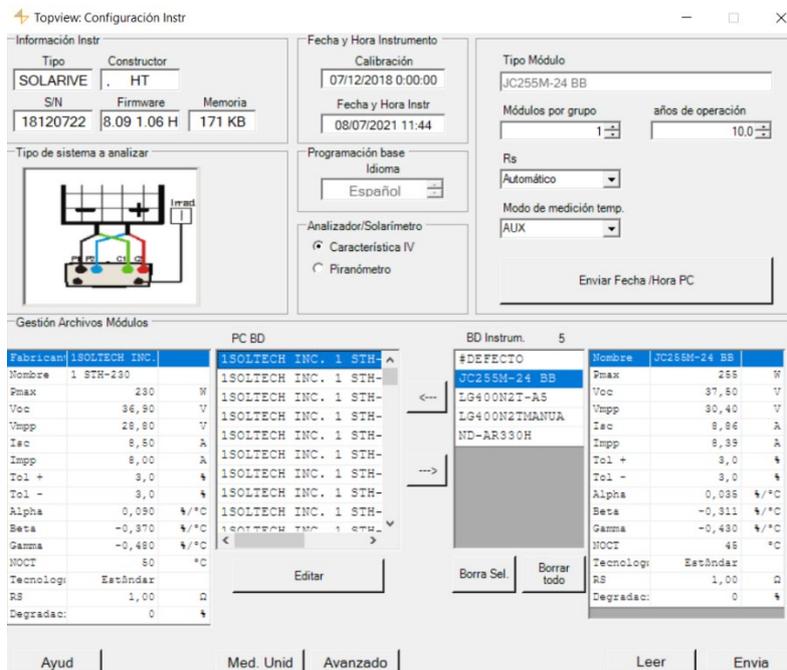


Figura 41: Transferencia de los datos al instrumento. Fuente: Elaboración propia a partir del software Topview.

Finalmente se guardan los datos y se transfieren a la memoria del dispositivo seleccionando el módulo, pulsando la flecha “→” y el botón “enviar”. (Figura 41)

5.1.3 Modo de operación

A la hora de realizar las medidas se ha de garantizar en primer lugar la seguridad de quien las realiza, por lo que el primer paso conlleva la desconexión de la planta, dejándola fuera de servicio actuando sobre el seccionador, interruptores y fusibles.

Una vez garantizada la seguridad, se procede a conectar el trazador de curvas IV a cada módulo. Este procedimiento se puede realizar como se muestra en la Figura 42 conectando la sonda de temperatura y el sensor de irradiancia al instrumento SOLAR-02 o directamente al SOLAR I-Ve.



Figura 42: Conexión del trazador de curvas IV. Fuente: www.ht-instruments.com

El conexionado se realiza más concretamente como se observa en la Figura 43.

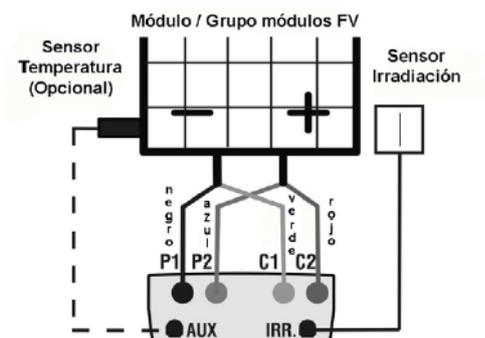


Figura 43: Conexión del SOLAR I-Ve. Fuente: Manual de instrucciones SOLAR I-Ve.

Las entradas P1 y P2 permiten la medida de tensión (I-V) mientras que C1 y C2 se utilizan para la corriente (I-V).

P1 y C1 se conectan mediante los cables negro y verde respectivamente al polo negativo del módulo, mientras que las entradas P2 y C2, al polo positivo mediante los cables azul y rojo.

La sonda de temperatura PT300N se coloca en la parte posterior del panel objeto de estudio y el sensor de irradiancia HT304N se conecta a la salida MULTI, para así obtener los valores de irradiancia correspondientes a la célula calibrada de silicio policristalino, del mismo tipo que los módulos a estudiar. (Figura 44)



Figura 44: Medición de la irradiancia. Fuente: Elaboración propia.

A continuación se enciende el instrumento para configurarlo, verificar que la recepción de datos es correcta, que las condiciones de realización de la medida se cumplen, y finalmente obtener los datos y gráficos necesarios para el estudio.

El dispositivo se inicia pulsando la tecla “ON/OFF”. Después se desconectará la unidad remota desde el menú “SET Configuración” en la opción “Unidad Remota/Solarim” debido a que en este caso concreto no se va a utilizar.

Para realizar las medidas se deberá acceder al menú “I-V Caract. I-V”. En este menú nos aparecen los siguientes parámetros:

-V_{dc}: Tensión CC de la salida del módulo.

-I_{rr}: Irradiancia medida por el sensor HT304N.

-T_c: Temperatura medida por la sonda PT300N.

-Módulo: Modelo del panel escogido.

Se seleccionará la opción de medida “Caract. IV” pulsando la tecla “ENTER” como se muestra en la Figura 45 .

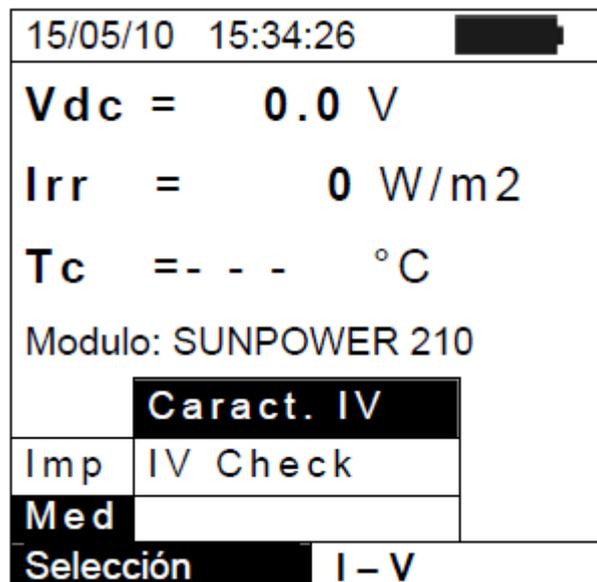


Figura 45: Característica IV. Fuente: Manual de instrucciones SOLAR I-Ve.

Además, se debe escoger el modelo de módulos con el que se va a trabajar. También se pueden modificar otros datos ya configurados anteriormente mediante TopView. Para todo ello se pulsa “ENTER”, “Configuración”, y nuevamente “ENTER”.

A continuación, se verifica si la medida a realizar cumple las condiciones estipuladas. Para ello se utiliza el inclinómetro M304, el cual se apoya sobre el módulo y se comprueba si la sombra del eje queda comprendida en la circunferencia interior como se muestra en la Figura 46, en cuyo caso será válida la medida. Finalmente se debe verificar que el valor de irradiancia supere los 700W/m² tal como indica la normativa IEC/EN60891.

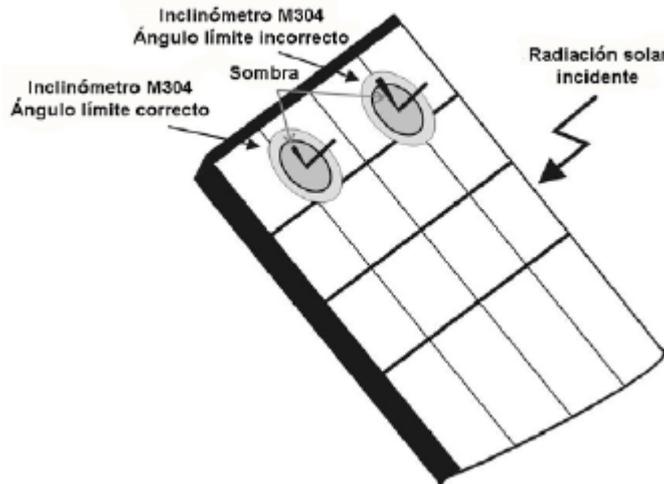


Figura 46: Posicionamiento del inclinómetro M304. Fuente: Manual de instrucciones SOLAR I-Ve.

Una vez realizadas todas las comprobaciones obteniendo datos coherentes, se procede a la realización de la medida pulsando la tecla “GO/STOP”. El dispositivo mostrará “Medida en curso...” y una vez acabada la medida, se mostrará por pantalla los valores en condiciones STC como en la Figura 47. Llegado hasta este punto se podrán visualizar los diferentes datos y gráficos en varias condiciones, que se explican detalladamente en el apartado 5.1.4, y finalmente se pulsará el botón “SAVE” para guardar los datos en el instrumento y después tratarlos más cómodamente en Topview.

01/07/10 15:34:26	01/07/10 15:34:26
V_{dc} = 367 V	V _{oc} = 15.2 V
I_{rr} = 1045 W/m²	V _{mpp} = 14.7 V
T_c = 45 °C	I _{mpp} = 4.7 A
Módulo: SUNPOWER 210	I _{sc} = 5.2 A
Medida en curso...	P _{max} = 200 W
	FF = 77.1 %
	DP _{max} = 2.1 %
Selección I - V	RESULT@STC-RESULTADO:OK
	Selección I - V

Figura 47: Toma de la medida. Fuente: Manual de instrucciones SOLAR I-Ve.

5.1.4 Análisis de las medidas

Una vez tomados los datos pertinentes, se procede a su interpretación. Para ello en primer lugar se conecta el trazador de curvas al ordenador del mismo modo que en su configuración, y en la ventana de “Conex PC<->Instrumento” seleccionamos esta vez la opción de “Descarga de Datos”.

Después de ese paso saldrá una ventana de predescarga (Figura 48) en la que se puede cambiar el lugar de destino en el que se guardarán los datos, y que archivo o archivos queremos trasladar a nuestro ordenador.

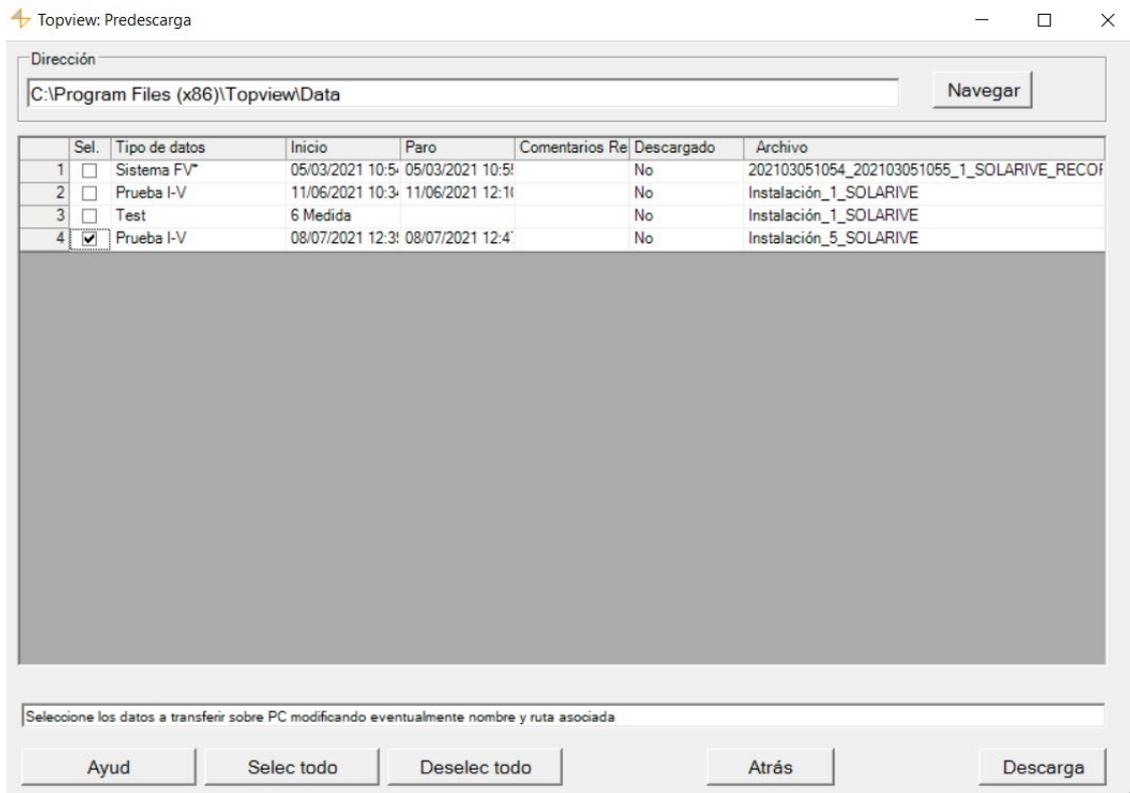


Figura 48: Menú de predescarga. Fuente: Elaboración propia a partir del software Topview.

Una vez guardados los datos, solo se tendrá que seleccionar la opción “Análisis de Datos” disponible en la ventana principal del programa (Figura 37), escoger la instalación que queremos analizar y se llegará a la interfaz de la Figura 50 . en la que se dispone de las siguientes herramientas:

1. Herramientas de modificación del aspecto de la gráfica, ejes, leyenda y exportación de los datos en xls, pdf y jpg.
2. Gráfica IV y/o gráfica de potencia.
3. Panel de selección de curvas.

El programa nos permite analizar las siguientes curvas:

- 1 Curva I-V en condiciones de operación en las que se ha realizado la medida(OPC).
- 2 Curva de potencia-tensión en condiciones de operación (OPC).
- 3 Curva I-V media en condiciones de operación (OPC) para los casos en los que se estudie un conjunto de módulos.

- 4 Curva de potencia-tensión media en condiciones de operación (OPC) para los casos en los que se estudie un conjunto de módulos.
 - 5 Curva I-V en condiciones estándar (STC).
 - 6 Curva de potencia- tensión en condiciones estándar (STC).
 - 7 Curva I-V nominal, es decir, curva obtenida a partir de los valores nominales proporcionados por el fabricante referida a condiciones estándar.
 - 8 Curva de potencia-tensión nominal.
4. Curs. Voltaje permite introducir un cursor que nos indica el voltaje en una zona elegida de la gráfica.
 5. Árbol principal de medidas, donde se puede seleccionar los datos de los módulos que se quieren visualizar y permite también la configuración del color de la gráfica en el menú 5 del árbol.
 6. Tabla de datos, donde se visualiza los principales resultados numéricos obtenidos por la medida seleccionada en el árbol principal. Cada medida está caracterizada por el número de la medida, el modelo del panel examinado, la fecha y hora de realización y el resultado ($\varepsilon\%$) que corresponde con la desviación porcentual del valor medido y trasladado a STC respecto al valor nominal declarado por el fabricante. Existen cuatro tipos de resultados en función de la verificación de las condiciones representadas en la Figura 49.

RESULT	CONDICIONES	DESCRIPCIÓN
OK	$-Tol(-) + \varepsilon \cdot Strum \leq Mis \leq Tol(+) - \varepsilon \cdot Strum$	La potencia máx medida y trasladada a STC entra en los límites previstos por el fabricante.
OK*	Si la anterior relación no está verificada, es satisfecha la siguiente: $-Tol(-) \leq \varepsilon \cdot Mis \leq Tol(+)$	La potencia máx medida y trasladada a STC entra en los límites previstos por el fabricante menos el error instrumental en la medida
NO OK*	Si la anterior relación no está verificada, es satisfecha la siguiente: $-Tol(-) - \varepsilon \cdot Strum \leq Mis \leq Tol(+) + \varepsilon \cdot Strum$	La potencia máx medida y trasladada a STC NO entra en los límites previstos por el fabricante menos el error instrumental en la medida
NO OK	Si ninguna de las anteriores condiciones está verificada	La potencia máx medida y trasladada a STC NO entra en los límite previstos por el fabricante en ningún caso.

Figura 49: Tipos de resultados de medida. Fuente: Manual de instrucciones SOLAR I-Ve.

7. Panel de selección de datos, que nos permite escoger entre los datos correspondientes a las 4 condiciones explicadas: operación (OPC), media de los paneles en condiciones de operación (Avg.OPC), estándar (STC) y nominal.

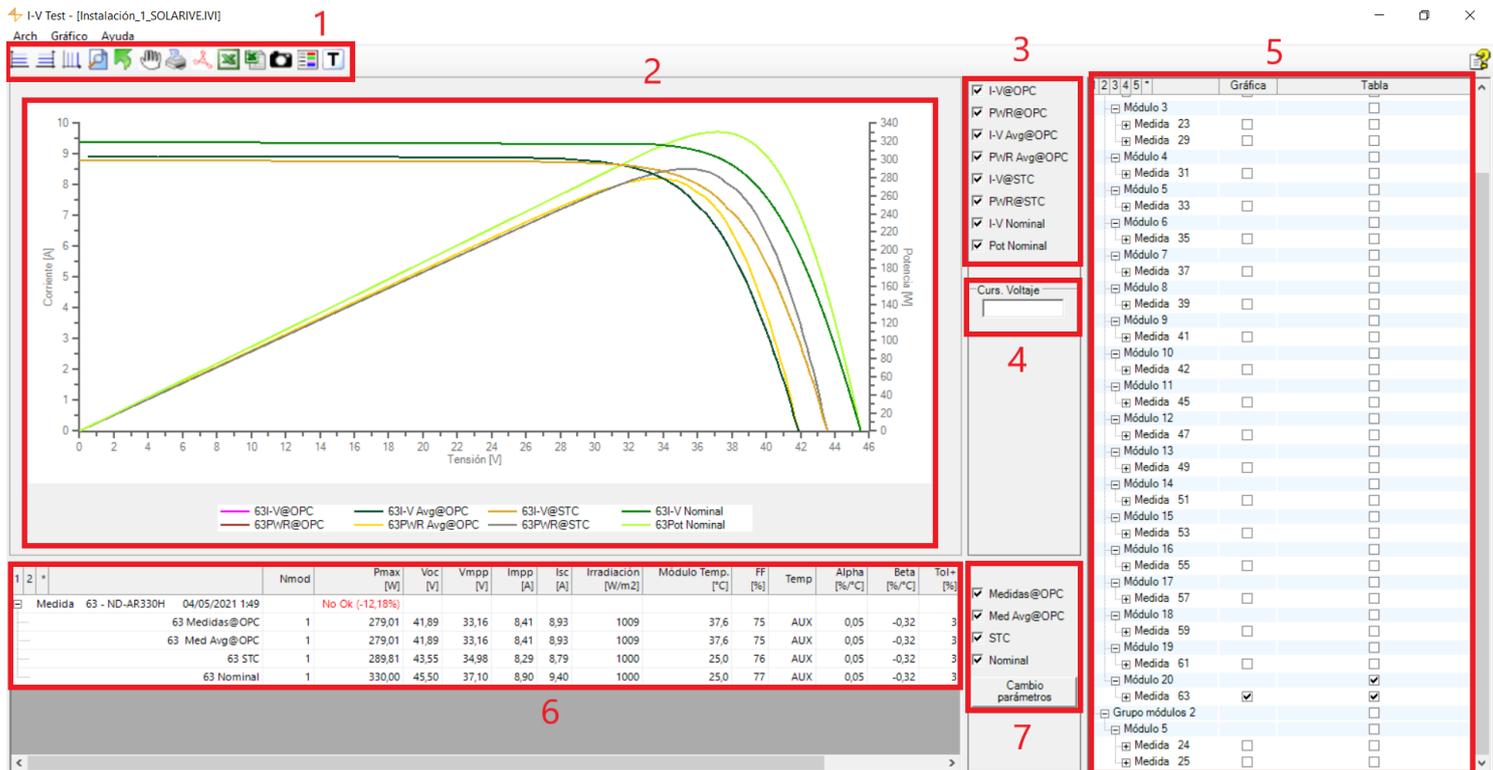


Figura 50: Ventana de análisis de datos. Fuente: Elaboración propia a partir del software Topview.

5.2 Ejemplo

En primer lugar, como método de aprendizaje, se llevará a cabo a modo de experimento un análisis mediante curvas I-V de un módulo de la marca Renesola JC255M-24/Bb cuyas características se muestran en la Figura 51 [30].

Electrical Characteristics STC	JC255M-24/Bb
Maximum Power (Pmax)	255 W
Power Tolerance	0 ~ +5W
Module Efficiency	15.7%
Maximum Power Current (Imp)	8.39 A
Maximum Power Voltage (Vmpp)	30.4 V
Short Circuit Current (Isc)	8.86 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V

Figura 51: Características del módulo de pruebas. Fuente: Hoja de características del panel Renesola JC255M-24/Bb.

Dicho módulo se utiliza en el grupo de investigación GdS Optronlab para realizar pruebas con diferentes técnicas, puesto que está montado en una estructura con ruedas lo que facilita su desplazamiento, y además, el panel presenta diferentes tipos de defectos que se tratarán de corroborar en este caso mediante la interpretación de las curvas IV. Estos defectos se pueden visualizar en la imagen de fotoluminiscencia de la Figura 11.



Figura 52: Módulo de pruebas. Fuente: Elaboración propia.

A la hora de presentar las medidas se muestra la comparación de la curva trasladada a condiciones estándar (STC) frente a la nominal (que siempre se representa de color negro) y debajo se facilita la tabla de datos correspondiente con dicha medida, en la que además de los pertenecientes a las condiciones STC y nominal, se añaden los de las condiciones de operación (OPC).

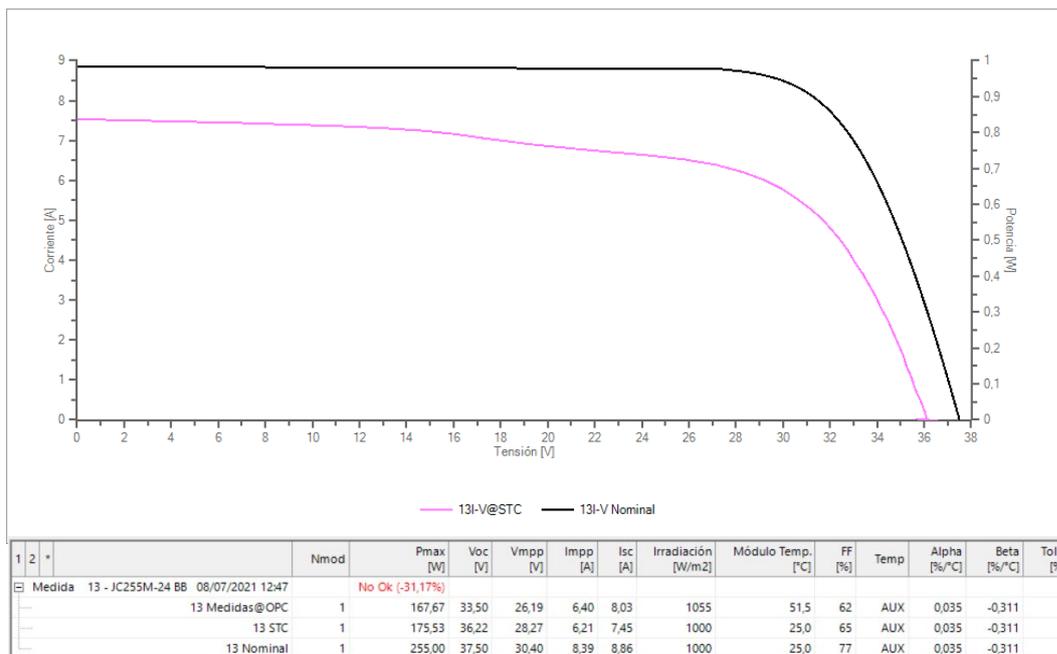


Figura 53: Curva IV módulo Renesola JC255M-24/Bb. Fuente: Elaboración propia.

En la primera prueba realizada correspondiente a la Figura 53 se puede comprobar que tanto los defectos de dicho módulo, como la cantidad de años que lleva en funcionamiento, influyen directamente en su rendimiento, provocando una caída del 31.17% respecto de los valores que nos aporta el fabricante.

Se puede apreciar como la curva es una combinación de los casos 3, 5 y 7 explicados en el apartado 4.4.

La característica IV tiene una pendiente pronunciada en su tramo horizontal, debido principalmente a la presencia de varias células rotas. Además, parte de un valor bajo de intensidad de cortocircuito y llega a un valor también pequeño de voltaje de circuito abierto, lo que refleja respectivamente, la degradación del módulo a lo largo de sus años de funcionamiento y la presencia de células completamente inactivas.

Para la segunda prueba (Figura 54) se decide hacer una medida en las mismas condiciones que la primera, para así comprobar la fiabilidad del instrumento de medida.

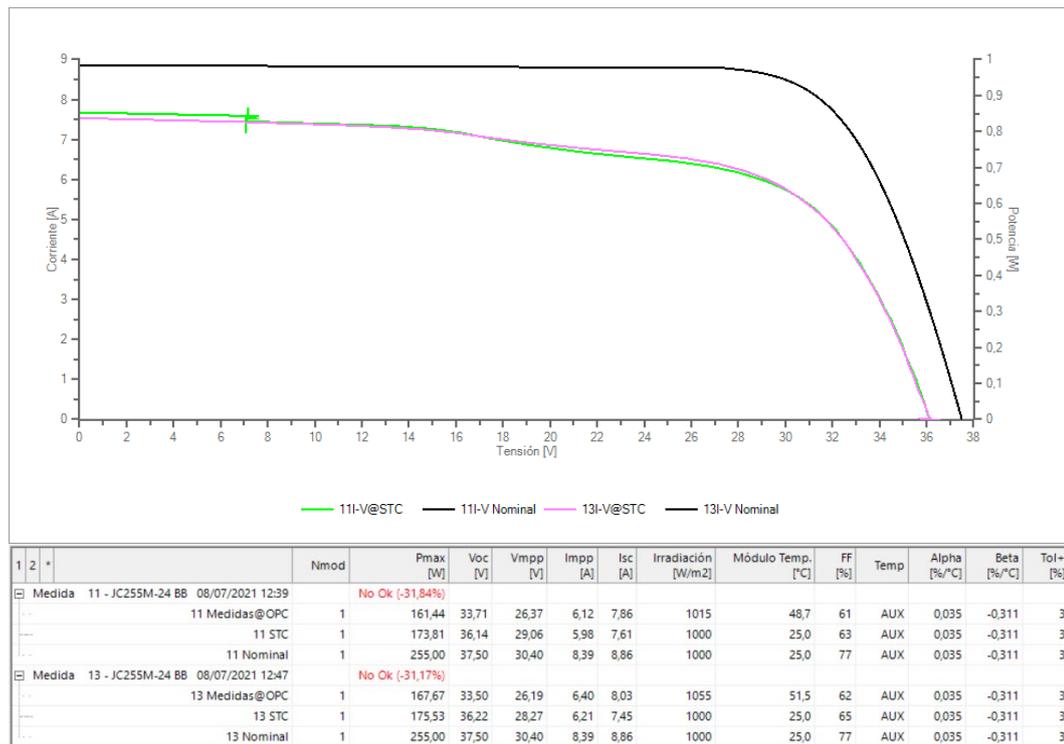


Figura 54: Comprobación de la fiabilidad del método. Fuente: Elaboración propia.

Se puede señalar que ambas curvas son muy similares y que se obtienen rendimientos del -31.17% y -31.84%, y unas potencias máximas en condiciones STC de 175.53 W frente a 173.81 W.

Finalmente, se decide provocar una pequeña sombra que afecte a varias células conectadas en serie protegidas por el mismo diodo bypass para comprobar si este actúa de forma eficaz, tal como se muestra en la Figura 52.

Se puede verificar que además de la existencia de las variaciones en la curva IV presentes en la primera prueba, existe un gran escalón que es causado por que uno de los string en paralelo, aporta una tensión de circuito abierto mucho más baja por lo que el diodo bypass actúa. Además se comprueba el gran impacto que tiene en el rendimiento del panel la presencia de sombras, disminuyendo el rendimiento de este en un 17.85% más que en los casos anteriores.

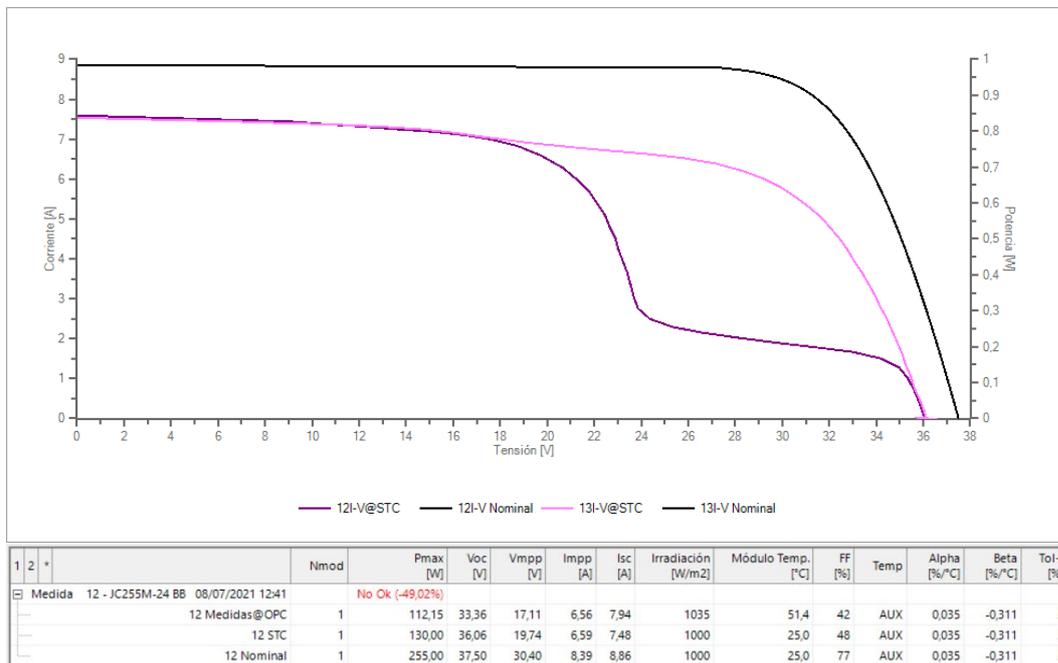


Figura 55: Curva IV con la presencia de sombras. Fuente: Elaboración propia.

5.3 Caracterización de la planta



Figura 56: Planta fotovoltaica de la azotea del edificio LUCIA. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, con el objetivo de analizar los paneles de la azotea del edificio LUCIA en su proceso de mantenimiento, se han realizado las mediciones de curvas I-V expuestas en el apartado 5.2 en dicha instalación, que consta de:

Un inversor trifásico multi-string Ingeteam modelo INGECON SUN 20TL, que proporciona una máxima eficiencia con dos entradas MPPT independientes. El MPPT es un circuito electrónico que tiene el inversor y que, a través de unos algoritmos, adapta la tensión de funcionamiento para maximizar la producción solar incluso en situaciones de nubosidad variable y sombreados parciales. La eficiencia máxima que nos podría aportar es del 98,5%. [31]



Figura 57: Inversores de la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

Este inversor gestiona la energía producida por 20 módulos fotovoltaicos monofaciales de silicio policristalinos de la marca Sharp serie ND-AR330H, objeto de estudio de este trabajo.

Cada panel está compuesto por 72 células y tienen unas dimensiones de longitud 1.956 mm, anchura 992 mm y profundidad 40 mm además de un peso de 22.0 kg.[32]

En la Figura 58 se pueden observar las características técnicas de los módulos.

Datos eléctricos (STC)			
ND-AR330H			
Potencia máxima	$P_{m\grave{a}x}$	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 $\pm 10\%$ de los valores indicados de I_{sc} , V_{oc} y de 0 a +5 % de $P_{m\grave{a}x}$ (tolerancia de medición de potencia de $\pm 3\%$)
Reducción de la eficiencia de una irradiancia de 1.000 W/m² a 200 W/m² (Tmódulo = 25 °C) es inferior a 3%.

Figura 58: Características de los paneles monofaciales. Fuente: Hoja de características del módulo Sharp ND-AR330H.

El segundo inversor es de la marca Fronius Symo y convierte la energía producida por 9 paneles bifaciales de silicio monocristalino de la marca LG Neon 2 BIFACIAL LG400N2T-A5 con las características de la Figura 59.[33]

Electrical Properties (STC²)

	LG400N2T-A5	Bifacial Gain ³				LG390N2T - A5	Bifacial Gain ³				
		5%	10%	20%	30%		5%	10%	20%	30%	
Maximum Power (Pmax)	[W]	400	420	440	480	520	390	410	429	468	507
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	41.5	41.5	41.5	41.6	41.6	41.4	41.4	41.4	41.5	41.5
MPP Current (Impp)	[A]	9.65	10.13	10.61	11.55	12.51	9.43	9.90	10.36	11.28	12.22
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	49.7	49.7	49.7	49.8	49.8	49.2	49.2	49.2	49.3	49.3
Short Circuit Current (Isc)	[A]	10.22	10.73	11.24	12.26	13.29	10.15	10.15	11.17	12.18	13.20
Module Efficiency	[%]	18.9	19.9	20.8	22.7	24.6	18.5	19.4	20.3	22.1	24.0
Operating Temperature	[°C]	-40 ~ +90									
Maximum System Voltage	[V]	1000									
Maximum Series Fuse Rating	[A]	20									
Pmax Bifaciality Coefficient ⁴	[%]	76									
Power Tolerance	[%]	0 ~ +3									

² STC (Standard Test Condition): Irradiance 1,000 W/m², Module Temperature 25 °C, AM 1.5. The nameplate power output is measured and determined by LG Electronics at its sole and absolute discretion.
³ Depending on mounting height and albedo of the underground.
⁴ Pmax Bifaciality Coefficient: 25 years guarantee, based on front output guarantee. Tolerance $\pm 7\%$.

Figura 59: Características de los paneles bifaciales. Fuente: Hoja de características del módulo LG400N2T-A5.

6 Medidas y análisis

Este trabajo se centra en el mantenimiento de los 20 paneles monofaciales de silicio policristalinos de la marca Sharp serie ND-AR330H situados en la azotea del edificio LUCIA (Universidad de Valladolid), siendo cada uno de ellos los numerados en la Figura 60 y Figura 61.

La toma de medidas se desarrolló el 4 de mayo de 2021 en un día soleado, con una irradiancia comprendida entre 866 W/m² y 1031 W/m².

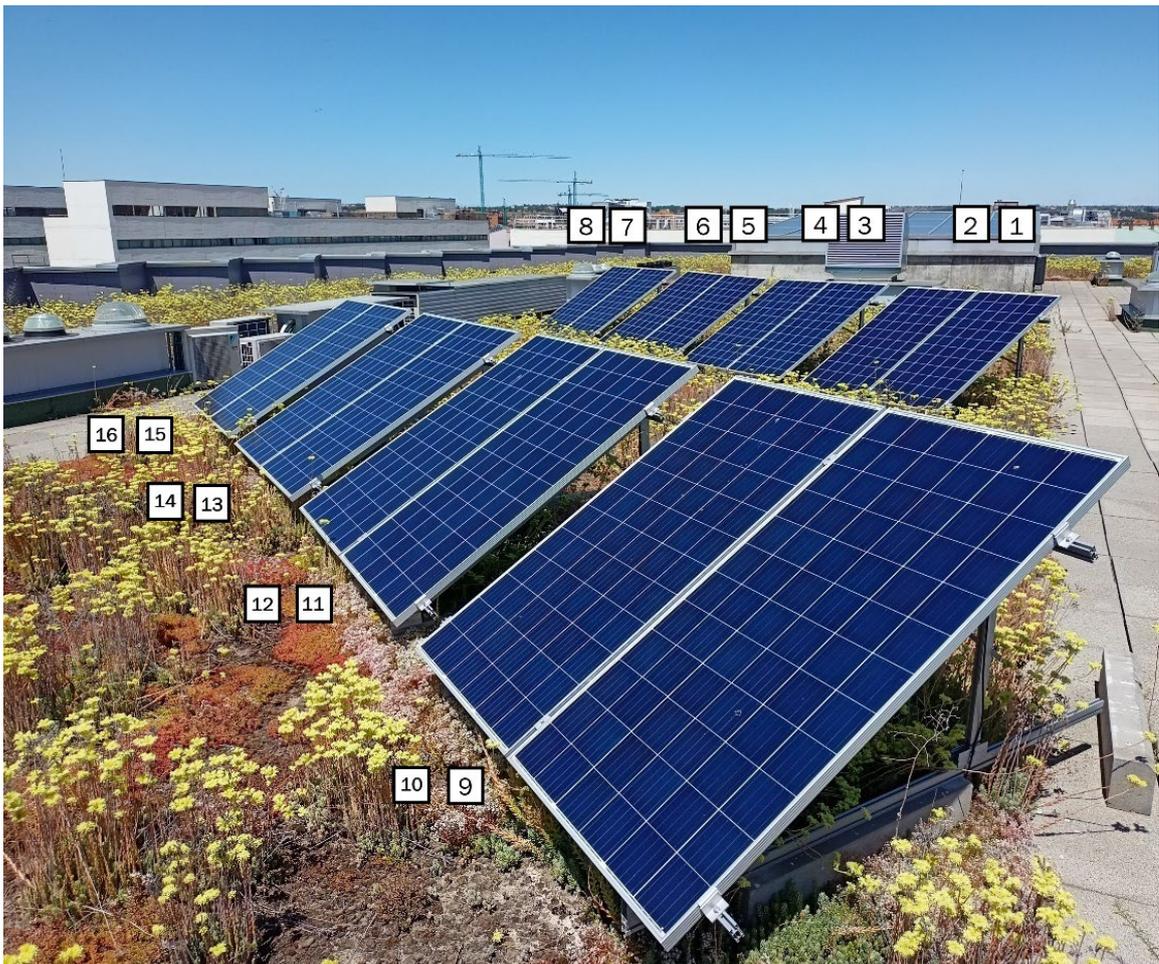


Figura 60: Numeración de los paneles de estudio. Fuente: Elaboración propia.



Figura 61: Numeración de los paneles de estudio. Fuente: Elaboración propia.

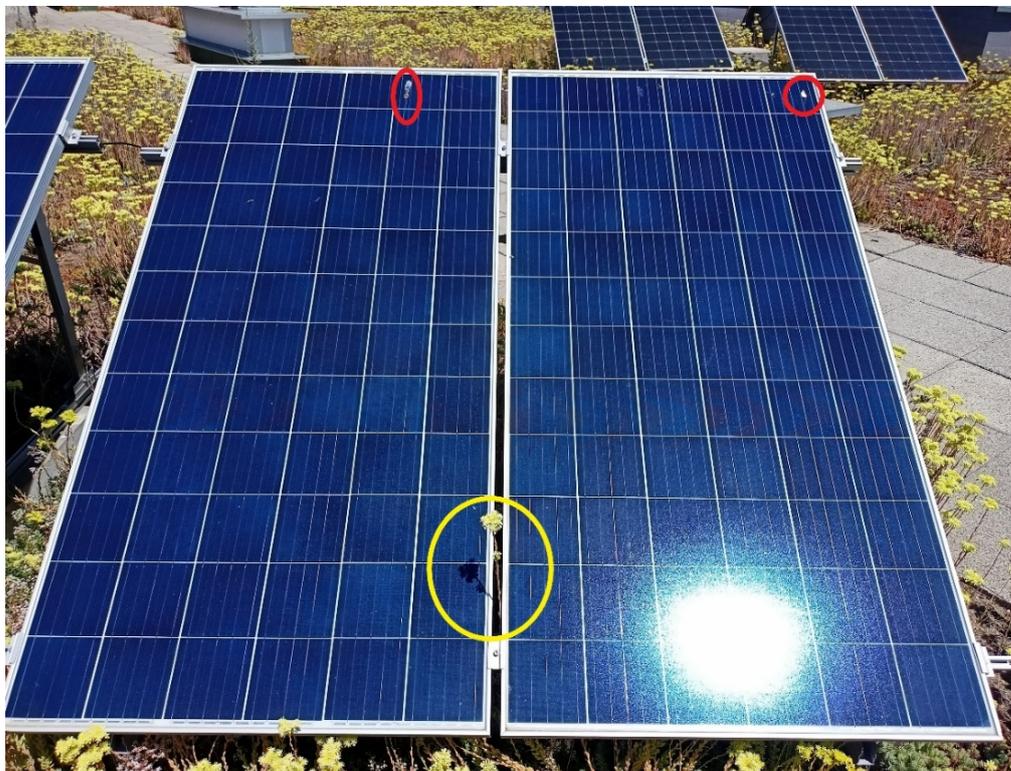


Figura 62: Defectos visibles en los módulos. Fuente: Elaboración propia.

Como contexto inicial se ha de señalar que la planta fotovoltaica en el momento de la toma de medidas llevaba al menos un año sin recibir ningún tipo de cuidado, acumulando los módulos una considerable capa de polvo.

En el proceso de generación de energía fotovoltaica, la deposición de polvo en la superficie del módulo es un factor importante que afecta al rendimiento. Estudios revelan que la acumulación de 4 g / m² de polvo en la superficie del módulo fotovoltaico puede reducir la potencia de salida en aproximadamente un 40%. Es un efecto que influye en la temperatura del módulo y en las características eléctricas como la potencia de salida, la corriente de cortocircuito y el voltaje de circuito abierto, además de las propiedades ópticas como la transmitancia del vidrio.[34]

Otros aspectos a considerar son la suciedad proveniente de las eyecciones de las aves y alguna pequeña sombra producida por la vegetación de la azotea, como se puede observar respectivamente en la Figura 62 señalado en rojo y amarillo.

Para analizar el efecto de la suciedad de los módulos se procederá a tomar dos medidas por cada panel, siendo la primera la correspondiente al módulo sucio y la segunda después de haberse limpiado.

Las medidas de los paneles limpios permitirán estudiar la posible presencia de otros defectos no localizados mediante una inspección visual y evaluar la degradación del rendimiento del módulo después de un año y varios meses de funcionamiento.

A la hora de presentar las medidas se muestra la comparación de la curva trasladada a condiciones estándar (STC) frente a la nominal, al igual que en el ejemplo del apartado 5.2 y debajo se facilita la tabla de datos correspondiente con dicha medida, en la que además de los pertenecientes a las condiciones STC y nominal, se añaden los de condiciones de operación (OPC).

A continuación, se muestra una tabla resumen de los valores porcentuales que representan la relación entre la potencia en condiciones STC y nominal. Un análisis rápido de estos datos nos permite saber cuáles son los módulos en los que la suciedad ha tenido una mayor influencia, destacando el panel número 10, mejorando su rendimiento después de la limpieza en un 4.82 % (de -15.23% a -10.41%). El módulo con menor variación entre ambas medidas ha sido el número 15, con un valor de tan solo 0.19%. Se puede concluir que la

suciedad procedente del polvo, eyecciones de las aves y pequeñas sombras han provocado una caída del rendimiento de la planta de un 1.76%.

Tabla 2: Resumen de los datos porcentuales de potencia máxima obtenidos. Fuente: Elaboración propia.

MÓDULO	P _{max} (-%) SUCIOS	P _{max} (-%) LIMPIOS	DIFERENCIA (%)
1	X	10,57	X
2	11,76	9,57	2,19
3	11,51	8,22	3,29
4	11,88	9,43	2,45
5	13,11	10,83	2,28
6	11,65	10,4	1,25
7	12,32	10,03	2,29
8	11,98	11,4	0,58
9	13,62	10,51	3,11
10	15,23	10,41	4,82
11	12,91	10,61	2,3
12	12,26	10,55	1,71
13	12,54	11,88	0,66
14	12,15	10,85	1,3
15	11,9	11,71	0,19
16	12,83	8,77	4,06
17	12,13	10,8	1,33
18	14,35	10,94	3,41
19	13,85	10,42	3,43
20	12,18	11,06	1,12
Media	12,60	10,41	1,76

En todas las medidas realizadas se ha obtenido el resultado No Ok(-%), lo que quiere decir que la potencia máxima medida y trasladada a STC no entra en los límites propuestos por el fabricante, por lo que se puede afirmar que los paneles han sufrido una degradación del rendimiento más elevada de lo esperado para el tiempo que llevan en funcionamiento siendo esta del 10.41%. El módulo más dañado es el número 13 con una caída del 11.88% y el menos afectado el número 3 con un 8.22%.

Tras realizar este análisis preliminar que ha aportado diferentes resultados acerca de la influencia de la suciedad y la degradación de los paneles fotovoltaicos, se procede a analizar exhaustivamente cada una de las curvas I-V tomadas, de tal forma que este estudio nos permita determinar las causas de esta caída del rendimiento.

Se tomará como ejemplo de análisis las medidas tomadas en el módulo número 2:

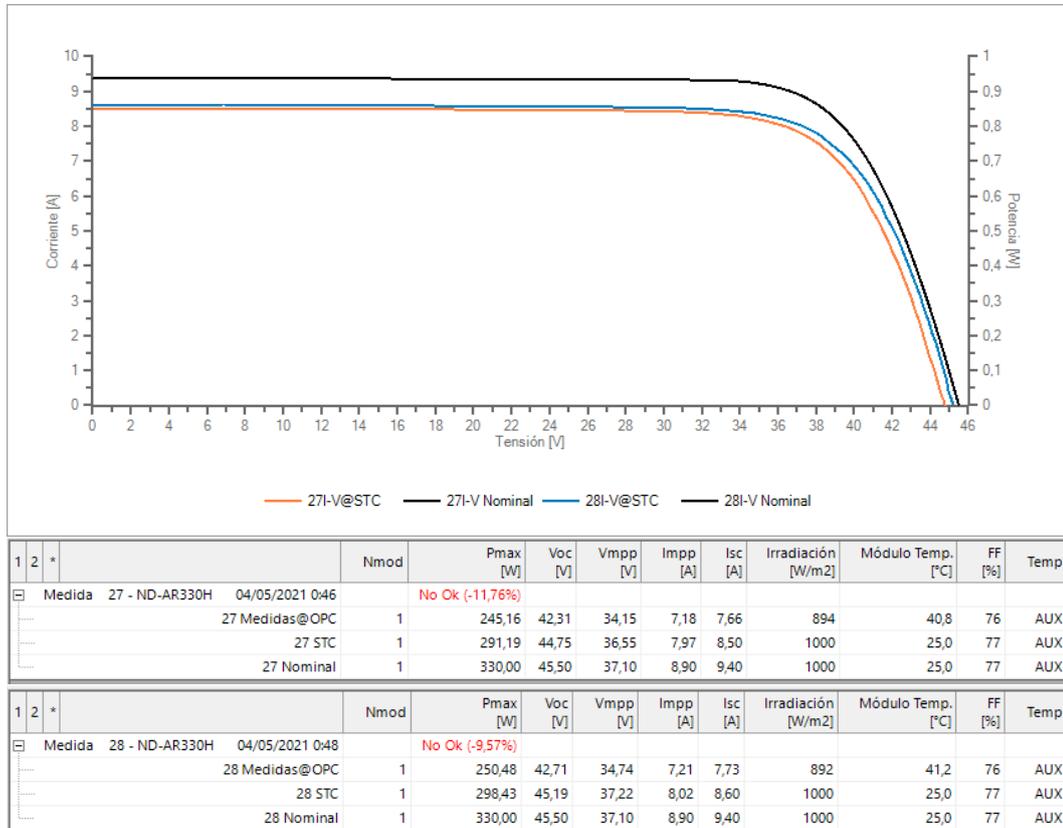


Figura 63: Curva I-V del módulo 2. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 63 se representa la curva I-V correspondiente al panel fotovoltaico sucio en color naranja, limpio en color azul y en negro la curva nominal.

ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DE LA SUCIEDAD

El panel sucio, correspondiente con la medida número 27, proporciona unos valores de potencia máxima de 291.19 W, tensión de circuito abierto de 44.75 V, corriente de cortocircuito de 8.5 A y unos valores de Intensidad y voltaje de máxima potencia de 7.97 A y 36.55 V respectivamente.

El panel limpio, correspondiente con la medida número 28, proporciona unos valores de potencia máxima de 298.43 W, tensión de circuito abierto de 45.19 V, corriente de cortocircuito de 8.6 A y unos valores de Intensidad y voltaje de máxima potencia de 8.02 A y 37.22 V respectivamente.

Se puede analizar a través de los datos, obteniendo valores más pequeños en todos los parámetros correspondientes con el panel sucio, la disminución de rendimiento expuesta en la Tabla 2 debido a la presencia de este tipo de defectos. En la gráfica también se puede apreciar esta influencia, estando la curva naranja debajo de la azul, aunque con una forma muy parecida. Se

observa una mayor similitud en los valores de I_{sc} , comenzando ambas curvas prácticamente desde el mismo valor, y una diferencia más evidente en los valores de V_{oc} , donde las curvas están más separadas entre sí.

A pesar de que la pérdida de rendimiento debida a la suciedad parezca a priori escasa (1.76%), y de hecho en una planta de pequeñas dimensiones como la inspeccionada lo es, este tipo de defectos pueden suponer una pérdida económica muy importante en grandes plantas, sobre todo en las situadas en zonas áridas o en entornos con importantes cantidades de polvo, donde el mantenimiento cobra una gran importancia.[35]

ANÁLISIS DE LA DISMINUCIÓN DEL RENDIMIENTO

Para analizar la caída del rendimiento y los posibles motivos causantes de ello se compararán los datos del panel limpio con los valores nominales.

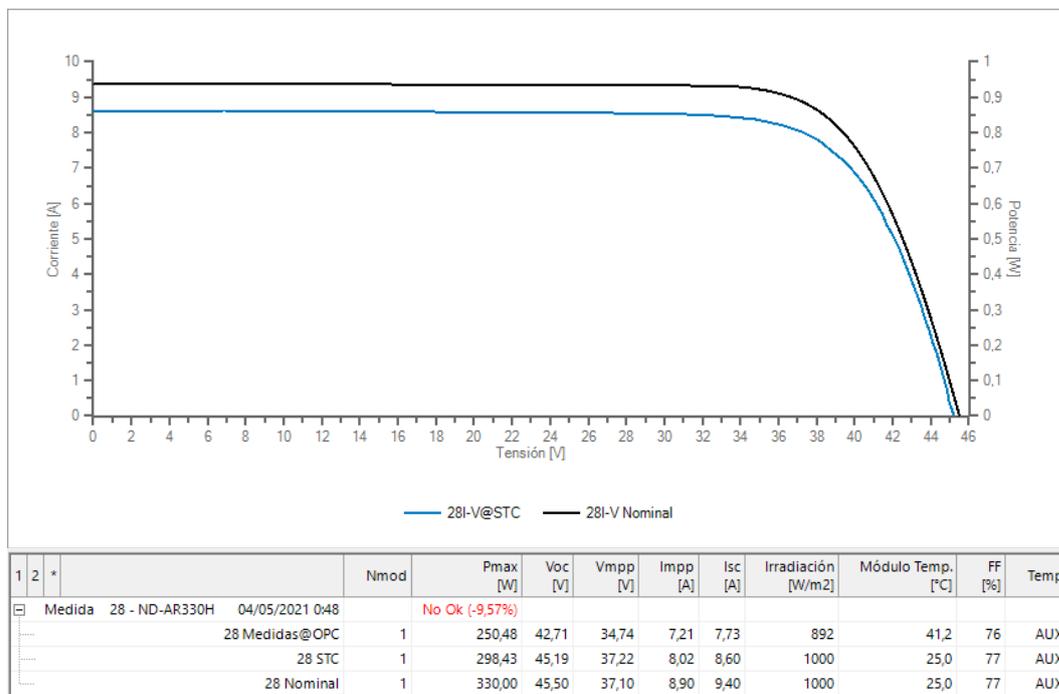


Figura 64: Curva I-V del módulo 2 limpio. Fuente: Elaboración propia.

Los valores nominales se corresponden con 330 W de potencia máxima, 45.5 V de V_{oc} , 9.4 A de I_{sc} , 8.9 A de intensidad de máxima potencia y 37.10 V de tensión de máxima potencia.

En este caso se puede apreciar una mayor diferencia entre ambas curvas I-V comenzando la curva limpia en un valor de 8.6 A de corriente de cortocircuito frente a los 9.4 A de la curva nominal y acabando en 45.19 V frente a 45.5 V de voltaje de circuito abierto, siendo esos últimos valores más próximos entre sí.

No se detectan otro tipo de anomalías en referencia a las pendientes de la curva siendo el primer tramo totalmente horizontal en ambas curvas y el segundo con una pendiente muy similar, obteniendo una curva semejante al tipo 7 del apartado 4.4. Los posibles defectos que se pueden asociar a este tipo de curva serían la degradación a lo largo del tiempo, módulos con menor potencia instalada, existencia de LID (Degradación Inducida por la Luz) y suciedad uniforme en los módulos, factor que se descarta al haber limpiado los módulos antes de la toma de medidas.

Si bien la caída de rendimiento podría ser debida simplemente a la degradación por el paso de los años, el hecho de que sea tan elevada en tan poco tiempo hace considerar diferentes motivos que sería interesante tratar más concretamente en un trabajo futuro. Estos aspectos, además de la existencia de LID que sería el más importante, podrían ser un deficiente mantenimiento consecuencia de la pandemia, un conexionado que se podría optimizar, un error de calibración del trazador I-V, que los paneles traían de fabrica algún defecto o una suma de varios de estos motivos.

En [36] se puede consultar un análisis mediante curvas I-V de estos mismos paneles realizado 11 meses antes de este trabajo. Analizando algunos de los datos del anexo 1 se observa que el 18/06/2020 los módulos tenían una degradación comprendida entre el 5% y el 8% después de tan solo unos pocos meses de funcionamiento. Este valor tan elevado puede indicar que los paneles podrían tener defectos de fabricación u otro tipo de fallos como LID.

Se puede concluir que en tan solo 11 meses los paneles se han degradado más de un 3% mientras que la degradación media anual de los módulos policristalinos es de un 0.7% por lo que los valores obtenidos son muy superiores. No obstante, hay que tener en cuenta que los paneles están en sus primeros años de funcionamiento y esto puede ocasionar un desgaste más acentuado. Diferentes estudios indican que la degradación de potencia durante el primer año de exposición puede estar comprendida entre 0.7% y 9.8% y el segundo año entre 0.7% y 4.9%. Estos rangos se ajustan más a los resultados obtenidos.[37]

Otros estudios revelan que los efectos de LID en la primera etapa de funcionamiento del módulo pueden producir una disminución del rendimiento anual mayor del 2%, y después de esta primera etapa, del orden del 0.4%. [38]

La Agencia Internacional de la Energía acota este rango entre 0.5% y 5% como se puede observar en la Figura 65, donde se representan los diferentes defectos que pueden afectar a un módulo fotovoltaico en función de la etapa en la que se encuentran.[21]

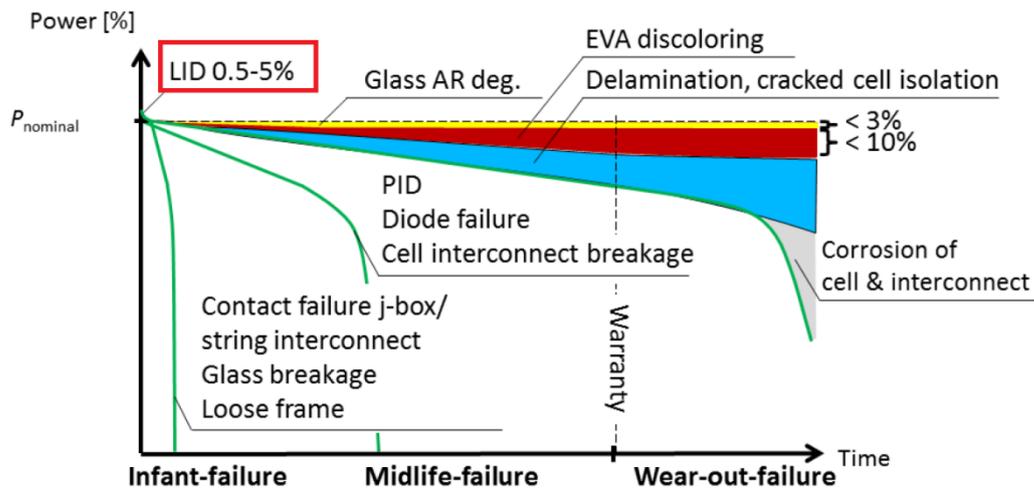


Figura 65: Defectos de módulos fotovoltaicos en función de su etapa de funcionamiento. Fuente: IEA-PVPS.

El hecho de la obtención de una disminución pronunciada del rendimiento junto con las conclusiones de los estudios citados y su correlación con las curvas I-V, sugiere complementar los resultados obtenidos con medidas de electroluminiscencia que permitan detectar células más oscuras corroborando la presencia de defectos como LID.

Tras el análisis del resto de paneles fotovoltaicos se puede concluir que todos los módulos han sido afectados de forma similar, obteniendo en todos ellos unas curvas muy semejantes que se adjuntan en el Anexo 1.

7 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 curvas I-V, siendo esta la técnica más precisa existente en la actualidad. La característica I-V permite obtener los valores de funcionamiento del módulo y en definitiva el rendimiento de la planta fotovoltaica, mientras que otras técnicas como la termografía infrarroja o la electroluminiscencia se basan en la estimación de defectos a través de imágenes.

En este TFG se realiza un estudio mediante curvas I-V para determinar el estado de la planta fotovoltaica situada en la azotea del edificio LUCIA después de un año y 4 meses de funcionamiento. Los módulos son relativamente nuevos por lo que a priori se presupone la ausencia de fallos graves. A continuación, se muestran las principales conclusiones obtenidas:

- La suciedad debida la acumulación de polvo y las eyecciones de las aves, además del efecto de las pequeñas sombras producidas por las plantas suponen una caída de la producción del 1.76%.
- Esta caída de rendimiento producida por la suciedad, si bien no es muy importante en términos cuantitativos al ser una planta fotovoltaica de pequeñas dimensiones, se debe solucionar para que pueda trabajar de manera óptima. En el caso de plantas de grandes dimensiones, este tipo de defectos pueden suponer una pérdida económica muy importante, sobre todo en las situadas en zonas áridas o en entornos con importantes cantidades de polvo, donde el mantenimiento cobra una gran importancia.
- Pese a que los paneles fotovoltaicos son relativamente nuevos se ha determinado experimentalmente una pérdida de rendimiento del 10.41%.
- Los paneles se han degradado en el último año más de un 3%, valor considerablemente superior a la media.
- La caída de rendimiento de los paneles limpios si que es bastante considerable en comparación con el tiempo que llevan en funcionamiento. Esta podría ser debida a la degradación a lo largo del tiempo, a la existencia de LID, a un deficiente mantenimiento consecuencia de la pandemia, a un conexionado que se podría optimizar, a un posible error de calibración del trazador, a que los paneles traían de fabrica defectos o a la suma de varios de estos aspectos.

A pesar de que con esta metodología se puede trabajar con los datos más precisos en cuanto a valores de voltaje, intensidad, potencia, temperatura,



irradiancia y rendimiento, uno de los problemas que presenta es la imposibilidad de encontrar los posibles fallos de manera localizada, por lo que se propone complementar los resultados obtenidos con otras técnicas de diagnóstico como la electroluminiscencia o la termografía. En concreto se propone la electroluminiscencia porque es la más accesible, disponiendo el grupo de investigación GdS Optronlab del material y el software necesario para su aplicación de forma tanto diurna como nocturna y, además, es una técnica más avanzada que permitirá comprobar la presencia de defectos de LID en los módulos fotovoltaicos. Finalmente, sería interesante investigar todas las demás causas planteadas que han supuesto la caída de rendimiento de la planta fotovoltaica estudiada.

8 Referencias

- [1] UNEF, «INFORME ANUAL UNEF 2021 - ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA - OPORTUNIDAD PARA LA SOSTENIBILIDAD», 2021.
- [2] IEA-PVPS, «Annual Report 2020», 2020.
- [3] IEA, «International Energy Agency. World Energy Outlook 2020. Executive Summary», Paris, France, 2020.
- [4] 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.
- [5] FOTOPLAT, «Hoja de ruta tecnológica del sector fotovoltaico español», 2020.
- [6] Álvarez Gérman, «Caracterización De Instalaciones Fotovoltaicas Mediante Técnicas De Termografía Infrarroja», UNED, 2018.
- [7] S. Gallardo-Saavedra, L. Hernández-Callejo, M. del C. Alonso-García, J. Muñoz-Cruzado-Alba, y J. Ballestín-Fuertes, «Infrared Thermography for the Detection and Characterization of Photovoltaic Defects: Comparison between Illumination and Dark Conditions», *Sensors*, vol. 20, n.º 16, p. 4395, ago. 2020, doi: 10.3390/s20164395.
- [8] 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.
- [9] E. Solar, «Implementation of a Friendly Daylight Electroluminescence System for the», 2021.
- [10] A. Del Río *et al.*, «Sistema de inspección mediante imágenes de luminiscencia de módulos solares en funcionamiento», en *CIES2020 - XVII Congreso Ibérico e XIII Congreso Ibero-americano de Energía Solar*, 2020, pp. 235-242, doi: 10.34637/cies2020.1.2025.
- [11] IEA-PVPS, «Task 13 Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems - Qualification of Photovoltaic (PV) Power Plants using Mobile Test Equipment», 2021.
- [12] Junta de Castilla y León, «Energía solar fotovoltaica, manual del instalador», *Consejería de Economía y Empleo, España*. p. 150.
- [13] International Electrotechnical Commission, *IEC 60904-1, Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics*. Geneva, Switzerland, 2006.
- [14] International Electrotechnical Commission, *IEC 60904-5, Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT)*

- of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage. Geneva, Switzerland, 2006.
- [15] D. M. Fébba, R. M. Rubinger, A. F. Oliveira, y E. C. Bortoni, «Impacts of temperature and irradiance on polycrystalline silicon solar cells parameters», *Sol. Energy*, vol. 174, pp. 628-639, nov. 2018, doi: 10.1016/J.SOLENER.2018.09.051.
- [16] International Electrotechnical Commission, *IEC 60891, Photovoltaic devices - Procedures for temperatura and irradiance corrections to measured I-V characteristics*. Geneva, Switzerland, 2009.
- [17] International Electrotechnical Commission, *IEC 60904-7, Photovoltaic devices - Part 7: Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices*. Geneva, Switzerland, 2009.
- [18] International Electrotechnical Commission, *IEC 61724-1: Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis*. Geneva, Switzerland, 2017.
- [19] International Electrotechnical Commission, *IEC 61829, Photovoltaic (PV) array - On-site measurement of current-voltage characteristics*. Geneva, Switzerland, 2015.
- [20] J. Coello, L. Pérez, F. Domínguez, y M. Navarrete, «On-site quality control of photovoltaic modules with the PV MOBILE LAB», *Energy Procedia*, vol. 57, pp. 89-98, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.10.012.
- [21] IEA-PVPS, «Review on failures of PV modules», 2013.
- [22] J. I. Morales-Aragonés et al., «Online Distributed Measurement of Dark I-V Curves in Photovoltaic Plants», *Appl. Sci.*, vol. 11, n.º 4, p. 1924, feb. 2021, doi: 10.3390/app11041924.
- [23] A. Vega, V. Valiño, E. Conde, A. Ramos, y P. Reina, «Double sweep tracer for I-V curves characterization and continuous monitoring of photovoltaic facilities», *Sol. Energy*, vol. 190, pp. 622-629, sep. 2019, doi: 10.1016/J.SOLENER.2019.07.053.
- [24] S. Sarikh, M. Raoufi, A. Bennouna, A. Benlarabi, y B. Ikken, «Implementation of a plug and play I-V curve tracer dedicated to characterization and diagnosis of PV modules under real operating conditions», *Energy Convers. Manag.*, vol. 209, p. 112613, abr. 2020, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2020.112613.
- [25] B. Hernández-Martínez, S. Gallardo-Saavedra, L. Hernández-Callejo, V. Alonso-Gómez, y J. I. Morales-Aragonés, «General Purpose I-V Tester Developed to Measure a Wide Range of Photovoltaic Systems», en *Smart Cities*, 2020, pp. 135-145.
- [26] P. Papageorgas, D. Piromalis, T. Valavanis, S. Kambasis, T. Iliopoulou, y G. Vokas, «A low-cost and fast PV I-V curve tracer based on an open

- source platform with M2M communication capabilities for preventive monitoring», *Energy Procedia*, vol. 74, pp. 423-438, ago. 2015, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2015.07.641.
- [27] A. V. Joglekar y B. Hegde, «Online I-V Tracer for per string monitoring and maintenance of PV panels», en *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, oct. 2018, pp. 1890-1894, doi: 10.1109/IECON.2018.8591616.
- [28] J. I. Morales-Aragonés et al., «Low-Cost Electronics for Online I-V Tracing at Photovoltaic Module Level: Development of Two Strategies and Comparison between Them», *Electronics*, vol. 10, n.º 6, p. 671, mar. 2021, doi: 10.3390/electronics10060671.
- [29] HT INSTRUMENTS S.A., «Manual de instrucciones I-V400w – SOLAR I-Ww I-V500w – SOLAR I-Ve», 2017. <https://www.ht-instruments.com/es-es/productos/solar-i-ve/download/manual/> (accedido sep. 10, 2021).
- [30] Renesola, «Renesola Virtus ® II Module V- Hoja de características», 2019. <http://www.renesola.com/file/Global/editor/2015/09/18/HHD8QVU4VI.pdf> (accedido sep. 10, 2021).
- [31] INGETEAM, «INGECON SUN 3 Play Serie TL M - Hoja de características». <https://www.ingeteam.com/Download/2818/attachment/ingecon-sun-3play-tl-es.pdf.aspx> (accedido sep. 10, 2021).
- [32] 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).
- [33] LG, «LG NeON 2BiFacial LG400N2T-A5 - Hoja de características», 2019. https://climasolar.es/wp-content/uploads/2020/04/ft_sm_lg_390-400m_72_n2t-a5_neon2_bifacial_2064x1024x40_1200_en.pdf (accedido sep. 10, 2021).
- [34] W. Zhao, Y. Lv, Q. Zhou, y W. Yan, «Investigation on particle deposition criterion and dust accumulation impact on solar PV module performance», *Energy*, vol. 233, p. 121240, oct. 2021, doi: 10.1016/J.ENERGY.2021.121240.
- [35] I. Al Siyabi, A. Al Mayasi, A. Al Shukaili, y S. Khanna, «Effect of Soiling on Solar Photovoltaic Performance under Desert Climatic Conditions», *Energies*, vol. 14, n.º 3, p. 659, ene. 2021, doi: 10.3390/en14030659.
- [36] I. Santos Alfageme, «Aplicación de técnicas de diagnóstico in-situ de paneles fotovoltaicos en la instalación del LUCIA», UVa, 2020.
- [37] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, C. M. F. Kébé, P. A. Ndiaye, y V. Sambou, «Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review», *Sol. Energy*, vol. 96, pp. 140-151, oct. 2013, doi: 10.1016/J.SOLENER.2013.07.005.



- [38] T. Ishii y A. Masuda, «Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules», *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 25, n.º 12, pp. 953-967, dic. 2017, doi: 10.1002/pip.2903.