

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
SANTIAGO – CHILE



**“Protocolo de testeo para módulos fotovoltaicos de
segunda vida en aplicaciones de baja exigencia
eléctrica”**

Paula Andrea Navia Cortés

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERA CIVIL MECÁNICA**

PROFESOR GUÍA: Ph.D. Mauricio Osses
PROFESORA CORREFERENTE: Mg.Ing. Valentina Arias Reyes
PROFESOR CORREFERENTE: Mg Ing. Robinson Cavieres
MES MAYO – 2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Protocolo de testeo para módulos fotovoltaicos de segunda vida en aplicaciones de baja exigencia Eléctrica.

Nombre del candidato(a): Paula Andrea Navia Cortés

Carrera / Grado: Ingeniería civil mecánica

Campus: San Joaquín **Departamento:** Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Mauricio Osses, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 30/06/2026

Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 29/06/2026 Firma:



Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mi familia en especial a mi mamá, mi hermano y covi por haberme apoyado durante todos estos años y soportarme en todos mis estados anímicos. Quiero agradecerle al Benja por haber sido un pilar fundamental en mi carrera y a mis amigos que estuvieron junto a mi en lo largo de esta carrera, a mis amigas que conocí en Finlandia Gigi, Rikka, Ruy, Buket y Tao por inspirarme todos los días. Por último a mis angelitos que siempre creyeron en mí.

RESUMEN

La presente memoria de título aborda la problemática técnica y ambiental asociada a la gestión de residuos fotovoltaicos en Chile, país que al cierre del año 2025 alcanzó una capacidad instalada superior a los 12 GW. Ante el acelerado flujo de descarte provocado por procesos de repotenciación anticipada (entendida como la sustitución de equipos operativos por tecnologías más eficientes para maximizar la generación en un mismo espacio), el trabajo se enfoca en validar la viabilidad técnica de módulos de segunda vida para aplicaciones de baja exigencia eléctrica.

El objetivo general fue evaluar el potencial de reutilización de estos activos mediante un protocolo de diagnóstico multicriterio que garantiza seguridad y confiabilidad, implementando una metodología experimental de tres fases: seguridad (inspección visual y resistencia de aislamiento), caracterización eléctrica (trazador I-V *outdoor* y simulador solar Clase AAA) y diagnóstico avanzado (termografía infrarroja y electroluminiscencia).

El estudio, realizado sobre una muestra de 12 módulos policristalinos, validó el uso del trazador de curvas I-V portátil como una herramienta de certificación eficiente, permitiendo caracterizar unidades con daño estructural sin comprometer el equipamiento crítico de laboratorio. Los resultados indican que el 85,7% de la muestra es apta para el reúso (Clases A y B), manteniendo un estado de salud (S_{OH}) promedio del 95,1%. Se propone un umbral de selección del 90% para aplicaciones Premium y Estándar, estableciendo un límite técnico inferior del 80% (Clase C) para maximizar la economía circular, con el fin de asegurar una vida útil remanente superior a 10 años en sistemas descentralizados. El descarte del 14,3% de los módulos por fallas de seguridad confirma que un diagnóstico basado únicamente en potencia es insuficiente, requiriendo la triangulación de datos térmicos y estructurales para mitigar riesgos de incendio o electrocución.

Finalmente, este trabajo concluye que la implementación de un protocolo estandarizado de bajo costo es un habilitador técnico fundamental para la economía circular

fotovoltaica en Chile, transformando residuos inminentes en activos energéticos confiables y accesibles.

ABSTRACT

This thesis addresses the technical and environmental challenges associated with photovoltaic (PV) waste management in Chile, a country that reached an installed capacity exceeding 12 GW by the end of 2025. Given the accelerated waste flow caused by early repowering processes (defined as the replacement of operational equipment with more efficient technologies to maximize generation within the same area) this work focuses on validating the technical feasibility of second-life modules for low-demand electrical applications. The general objective was to evaluate the reuse potential of these assets through a multi-criteria diagnostic protocol that ensures safety and reliability, implementing a three-phase experimental methodology: safety (visual inspection and insulation resistance), electrical characterization (outdoor I-V tracer and Class AAA solar simulator), and advanced diagnostics (infrared thermography and electroluminescence).

The study, conducted on a sample of 12 polycrystalline modules, validated the use of a portable I-V curve tracer as an efficient certification tool, allowing for the characterization of units with structural damage without compromising critical laboratory equipment. Results indicate that 85,7% of the sample is suitable for reuse (Classes A and B), maintaining an average State of Health (S_{OH}) of 95,1%. A 90% S_{OH} threshold is proposed for selection (higher than the conventional 80% industry standard) to ensure a remaining useful life of more than 10 years in decentralized systems. The rejection of 14,3% of the modules due to safety failures confirms that a power-based diagnosis alone is insufficient, requiring the triangulation of thermal and structural data to mitigate fire or electrocution risks. Finally, this work concludes that the implementation of a low-cost standardized protocol is a fundamental technical enabler for the photovoltaic circular economy in Chile, transforming imminent waste into reliable and accessible energy assets.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN.....	iv
ABSTRACT	vi
ÍNDICE	vii
Índice de tablas.....	viii
Índice de figuras.....	ix
INTRODUCCIÓN	xi
OBJETIVOS	xviii
Objetivo general.....	xviii
Objetivos específicos	xviii
1. Estado del arte.....	20
1.1 Aspectos técnicos	20
1.2 Normativas	31
1.3 Experiencias nacionales.....	35
1.4 Experiencias internacionales	38
2. Metodología.....	42
2.1 Estructura del protocolo de evaluación	42
2.2 Criterio de evaluación “ estado de salud”.....	45
2.3 Pruebas por realizar	48
2.4 Metodología experimental.....	60
2.5 Justificación de las pruebas	64
2.6 Categorización del inventario de segunda vida	66
3. Montaje experimental y resultados	67

3.1	Marco Metodológico y Evaluación de Infraestructura	68
3.2	Hallazgos de la caracterización inicial	73
3.3	Procesamiento automatizado de datos.....	75
3.4	Diseño y construcción de la plataforma para termografía.....	77
3.5	Diseño y ejecución de las pruebas MQT02 y MQT07	81
3.6	Análisis de resistencia de aislación	82
4.	Resultados y discusión.....	84
4.2	Justificación de rangos	86
4.2	Caracterización eléctrica general.....	86
4.4	Discusión de hallazgos críticos	87
4.4	Análisis de integridad física y criterios de seguridad experimental	88
4.5	Análisis de degradación de potencia y salud del inventario	91
4.6	Análisis termográfico: Comparativa de metodologías	95
4.7	Análisis de electroluminiscencia (EL).....	98
5.	Propuesta de protocolo y criterios de aceptación para segunda vida.....	101
5.1	Flujo secuencial del protocolo.....	101
5.2	Justificación de la metodología outdoor.....	103
5.3	Límites de aceptación y clasificación final	104
6.	CONCLUSIONES.....	106
	BIBLIOGRAFÍA.....	108
	ANEXOS.....	112

Índice de tablas

Tabla 1 Matriz de impacto por unidad de módulo fotovoltaico [5] [7]	xiii
---	------

Tabla 2 Resumen de impacto de componentes de módulos fotovoltaicos por tecnología [6]	xiv
Tabla 3 Mecanismos de degradación en módulos fotovoltaicos.....	24
Tabla 4 Tabla de resumen de las pruebas de la norma IEC 61215	32
Tabla 5 Mecanismos de degradación en módulos fotovoltaicos.....	34
Tabla 6 Clasificación de fallas en módulos fotovoltaicos según nivel de criticidad ..	44
Tabla 7 Justificación técnica de los ensayos seleccionados.....	46
Tabla 8 Pruebas a realizar en módulos fotovoltaicos de segunda vida	59
Tabla 9 Criterios de clasificación para módulos de segunda vida	66
Tabla 10 Inventario técnico y puesta en marcha.....	68
Tabla 11 Especificaciones de la Cámara que se utilizó para EL.....	71
Tabla 12 Valoración económica estimada de los módulos en estudio.....	75
Tabla 13 Especificaciones técnicas de la cámara Fluke.....	79
Tabla 14 Caracterización de los módulos	84
Tabla 15 Resumen de parámetros eléctricos en STC.....	86
Tabla 16 Resultados de desempeño relativo a baja irradiancia.....	92
Tabla 17 Resultado del ensayo de resistencia de aislación	94
Tabla 18 Criterios de clasificación y límites de aceptación	104

Índice de figuras

Figura 1 Celdas pv en Baquedano, c.1970 [1].	xi
Figura 2 Capacidad neta instalada entre 2007 y enero 2025 en Chile. Fuente: Reporte de Proyectos, Ministerio de Energía [9].....	xvi
Figura 3 Evolución de materiales en módulos fotovoltaicos instalados en Chile	22
Figura 4 Curva I-V y P-V teórica obtenida mediante el modelo de un diodo bajo condiciones estándar de prueba (STC). El gráfico ilustra el comportamiento ideal del dispositivo para la definición de parámetros característicos.	30
Figura 5 Funciones de los defectos en los módulos fotovoltaicos observados. Fuente [31]	40

Figura 6 Diagrama de flujo de la prueba de termografía con carga electrónica	55
Figura 7 Diagrama de flujo para el ensayo de termografía infrarroja con carga electrónica. Fuente: Elaboración propia mediante inteligencia artificial, basada en los protocolos de la norma IEC TS 62446-3:2017.	55
Figura 8 Trazador de curva I-V , marca HALM	58
Figura 9 Diagrama de flujo para la clasificación de módulos Fuente: Elaboración propia, generada con asistencia de Inteligencia Artificial basada en los criterios técnicos de la autora.	62
Figura 10 Montaje de EL	72
Figura 11 Diagrama de flujo de electroluminiscencia	73
Figura 12 Modulo con vidrio templado fracturado	74
Figura 13 Estructura para la realización de las pruebas	77
Figura 14 Realización de estructura en el taller metalmecánico de la USM	78
Figura 15 Montaje experimental de termografía.....	80
Figura 16 Curva I-V del modulo 1529	89
Figura 17 Curva I-V del modulo 29864.....	90
Figura 18 Termografía del módulo 29864	91
Figura 19 Hotspot que se visualizó en el modulo 1529	96
Figura 20 Termografía del módulo 16151 (1) realizado con carga electrónica y (2) con cortocircuito	97
Figura 21 (1): modulo 02670 con microgrietas, (2): modulo 28389 microgrietas y (3): modulo 1529 con ruptura del vidrio templado	99

INTRODUCCIÓN

La relación de Chile con la energía solar no es reciente; se remonta a fines del siglo XIX, cuando entre 1872 y 1907 se construyeron en el desierto de Atacama las primeras plantas termosolares (destinadas a la generación de calor para desalinización de agua) del mundo. Este hito ocurrió en pleno proceso de expansión minera y tras la anexión del territorio durante la Guerra del Pacífico [1], lo que convirtió a la región en un laboratorio natural para tecnologías energéticas impulsadas tanto por las condiciones geográficas privilegiadas como por necesidades productivas.

Durante el siglo XX, diversos grupos de investigación en universidades chilenas comenzaron a consolidar esfuerzos en el estudio y desarrollo de tecnologías solares. Uno de los actores más destacados fue el Laboratorio Solar de la Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM) [1], pionero en la medición de radiación solar y en la generación de conocimiento sobre sistemas solares activos y pasivos, mayoritariamente térmicos en sus inicios. Esta trayectoria científica y tecnológica sentó las bases para la posterior transición y despliegue masivo de tecnología fotovoltaica que observamos hoy.



Figura 1 Celdas pv en Baquedano, c.1970 [1].

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento sostenido a nivel mundial. Este desarrollo ha sido especialmente acelerado en Chile, donde las condiciones del desierto han favorecido la instalación de miles de megawatts. Al cierre del año 2025, Chile consolidó su liderazgo solar en la región, superando los 12 GW de capacidad instalada solo en tecnología fotovoltaica[2]. Este crecimiento permitió que, durante ciertos periodos del año, la generación solar cubriera más del 70% de la demanda instantánea del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Este despliegue masivo plantea desafíos técnicos y ambientales que trascienden la fase de instalación y operación. La rápida expansión exige una visión integral que considere la sostenibilidad de la infraestructura a lo largo de todo su ciclo de vida, especialmente en lo que respecta a la gestión del volumen de módulos que están alcanzando el final de su vida útil (EOL, por sus siglas en inglés).

Técnicamente, el concepto de final de vida útil no implica necesariamente el cese total de la generación eléctrica o una falla total del equipo. Se define como el momento en que el módulo deja de cumplir con los estándares de eficiencia garantizados por el fabricante (generalmente una caída del 20% respecto a su potencia nominal inicial) o cuando expira su periodo de garantía de rendimiento, que suele situarse entre los 25 y 30 años [3].

A nivel global, se estima que para el año 2050 se generarán entre 60 y 78 millones de toneladas de residuos fotovoltaicos [3]. En Chile, se proyecta que hacia 2046 el volumen de descarte alcanzará cerca de 120 mil toneladas, considerando el parque actual y su envejecimiento progresivo [4]. No obstante, el flujo de residuos puede acelerarse debido a procesos de repotenciación. Bajo este escenario, es fundamental considerar que muchos de estos módulos descartados aún presentan potencias superiores al 70% o 80%, lo que sustenta la viabilidad técnica de las estrategias de segunda vida[5].

Los módulos fotovoltaicos poseen una alta susceptibilidad de ser reincorporados al ciclo productivo, ya que están compuestos mayoritariamente por materiales reciclables, como vidrio templado y aluminio, que en conjunto representan más del 85 % del peso

total. El vidrio, equivalente a cerca de 16 kg por módulo, es reciclable y no contiene aditivos ni fluidos, mientras que el aluminio ($\approx 2\text{--}3$ kg) está presente principalmente en los marcos y puede recuperarse en casi un 100 % [6]. No obstante, estos sistemas también contienen sustancias potencialmente tóxicas cuya disposición inadecuada representa un riesgo significativo para la salud humana y el medio ambiente. Entre ellas, el plomo, presente principalmente en las soldaduras de las interconexiones de las celdas, constituye aproximadamente el 0,1 % del peso del módulo (10–22 g). Este metal pesado se acumula en el cuerpo humano, afectando sistemas vitales como el nervioso, renal, inmunológico y reproductivo. En contacto con ambientes ácidos (como lluvia o ácido nítrico), puede filtrarse hasta un 90 % del contenido total de plomo de la celda [6]. En la siguiente Tabla 1 se muestra la matriz de impacto por unidad de módulo fotovoltaico.

Tabla 1 Matriz de impacto por unidad de módulo fotovoltaico [5] [7]

Categoría de Impacto	Indicador de Contaminación / Recurso	Cantidad Estimada	Implicancia Ambiental o Económica
Contaminación por Metales Pesados	Filtración de Plomo (Pb)	75 - 518 g/ton	Metal neurotóxico; riesgo de lixiviación en suelos y napas subterráneas.
	Filtración de Cadmio (Cd)	27 - 153 g/ton	Químico altamente cancerígeno y persistente en el medio ambiente.
Pérdida de Recursos Críticos	Vidrio (en módulos de Silicio)	73.4 g/Wp	Representa el ~75% del peso del módulo; su recuperación reduce la huella de carbono.
	Aluminio (Al)	10,7 g/Wp	Representa el 10% del peso total del módulo; su

			reciclaje ahorra hasta un 95% de la energía de producción.
	Plata (Ag)	0,9 g/Wp	Aunque es <0.1% en peso, posee el mayor valor económico recuperable; recurso escaso con alta demanda industrial.

Esta caracterización es clave para priorizar estrategias de reciclaje y justifica la necesidad de infraestructura especializada en Chile. Más allá de los materiales individuales, es necesario evaluar cómo se distribuye este impacto según la arquitectura del dispositivo. En la Tabla 2, se presenta un resumen comparativo del impacto asociado a los componentes de las principales tecnologías fotovoltaicas, permitiendo identificar las diferencias críticas entre los módulos de silicio cristalino y las diversas variantes de capa fina.

Tabla 2 Resumen de impacto de componentes de módulos fotovoltaicos por tecnología [6]

Componente	Tipo modulo	Impacto humano	ambiental/ Participación en peso
Plomo	Cristalino	Daño al sistema nervioso, función renal, sistema inmune. Pérdidas en la biodiversidad.	0.1%
Cadmio	Capa fina	Cancerígeno y bioacumulable (vida media de 30 años),	<0.1%

Vidrio	Cristalino	Perdida de recursos vítreos	77.5%
Vidrio	Capa fina	Perdida de recursos vítreos	88.9%
Aluminio	Cristalino	Perdida de recursos	11%
Aluminio	Capa fina	Perdida de recursos metálicos	8.3%
Plata	Cristalino	Perdida de metales de alto valor económico	<0.1%

En este contexto histórico y técnico, la llegada masiva de paneles fotovoltaicos a Chile en las últimas décadas representa una oportunidad única para diversificar la matriz energética, pero también plantea nuevos desafíos en términos de sostenibilidad. Uno de ellos es la gestión del creciente volumen de módulos que están alcanzando el final de su vida útil. Como se ilustra en la Figura 2, el aumento exponencial de la capacidad instalada en el país anticipa un flujo masivo de descarte en el mediano plazo. La falta de infraestructura para su reutilización o reciclaje pone en riesgo tanto el medio ambiente como el potencial económico que podría generarse mediante estrategias de segunda vida.

Frente a este escenario, la reutilización surge como una alternativa concreta en el marco de la economía circular. Estos estudios indican que hasta un 65% de los módulos retirados prematuramente podrían seguir operando tras una evaluación técnica adecuada [8]. Sin embargo, en Chile su implementación es incipiente debido a la falta de protocolos estandarizados que regulen la inspección, clasificación y trazabilidad de

módulos usados. El presente estudio busca, por tanto, validar un protocolo de testeo que permita transformar un residuo inminente en un activo energético confiable.

Capacidad neta instalada, renovables, ERNC y proyección a abril 2025

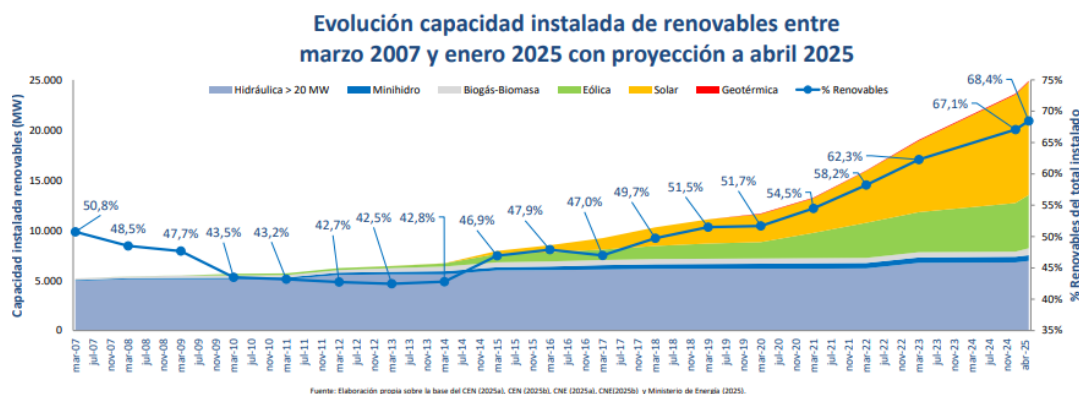


Figura 2 Capacidad neta instalada entre 2007 y enero 2025 en Chile. Fuente: Reporte de Proyectos, Ministerio de Energía [9]

El flujo de residuos fotovoltaicos no solo depende del envejecimiento natural de los parques, sino que puede acelerarse significativamente debido a procesos de repotenciación. Este fenómeno consiste en la sustitución de módulos operativos por tecnologías más eficientes antes de que estos completen su vida útil teórica, con el fin de maximizar la generación de energía en el mismo espacio. Bajo este escenario, diversos estudios sostienen que entre un 45% y un 65% de los módulos retirados prematuramente mantienen una capacidad operativa con potencias superiores al 70% u 80% , lo que sustenta la viabilidad técnica de implementar estrategias de segunda vida [8].

Esta caracterización es clave para justificar la necesidad de infraestructura especializada en Chile. La filtración de metales pesados en suelos y aire (estimada entre 75 y 518 g de plomo por tonelada de residuo) refuerza que la reutilización no es solo una oportunidad económica, sino una urgencia para la sostenibilidad del sector.

Más allá del potencial de reutilización, la disposición final inadecuada representa un riesgo ambiental latente. Como se detalló en la Tabla 1, la presencia de elementos tóxicos como el cadmio en tecnologías de capa fina y el plomo en las soldaduras de silicio cristalino exige un manejo especializado. Los daños estructurales en el módulo o la exposición a procesos de lixiviación ácida pueden gatillar la liberación de estos compuestos al ecosistema, contaminando suelos y napas subterráneas. Asimismo, la baja tasa de recuperación de metales de alto valor, como la plata, subraya la ineficiencia del modelo de descarte actual frente a los principios de la economía circular

La cuantificación de estos riesgos permite visualizar no solo las concentraciones materiales por módulo, sino también su potencial de contaminación. Esta información es fundamental para evaluar y priorizar estrategias de gestión que transformen un residuo inminente en un activo para aplicaciones de menor exigencia.

La magnitud del desafío en la gestión de residuos ha sido cuantificada por organismos internacionales como el Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea[10]. Según sus proyecciones para la UE27, se espera un volumen acumulado de hasta 13 millones de toneladas para el año 2040, cifra que escalaría críticamente a 35 millones hacia 2050. Este escenario impone una presión técnica inmediata sobre los procesos de recuperación; el estudio del JRC identifica en el descarte fotovoltaico una reserva estratégica de plata y silicio de alta pureza. Por tanto, la reintegración de estos materiales en la cadena de suministro no solo mitiga el riesgo ambiental, sino que constituye un pilar de autonomía industrial al reducir la dependencia de materias primas críticas importadas.

OBJETIVOS

Objetivo general

- Evaluar la viabilidad técnica de módulos fotovoltaicos de segunda vida, orientados a determinar su potencial de reutilización en aplicaciones de baja exigencia eléctrica.

Objetivos específicos

- 1.1 Analizar el estado del arte sobre reutilización de módulos fotovoltaicos de segunda vida, identificando criterios técnicos, normativos y operativos aplicables en el contexto chileno.
- 1.2 Evaluar la disponibilidad e idoneidad de los equipos de caracterización de la universidad para la implementación de protocolos de testeo.
- 1.3 Seleccionar las técnicas de medición y diagnóstico más adecuadas para el rendimiento de los módulos fotovoltaicos de segunda vida.
- 1.4 Diseñar protocolos de testeo basados en la norma IEC 61215-2 y en ensayos complementarios no destructivos para determinar el estado, seguridad y desempeño de los módulos.
- 1.5 Definir límites de degradación aceptables para la operación de módulos fotovoltaicos en aplicaciones de segunda vida

1. Estado del arte

1.1 Aspectos técnicos

1.1.1 Producción de electricidad

La generación de electricidad en un sistema fotovoltaico se basa en el efecto fotovoltaico, fenómeno mediante el cual ciertos materiales semiconductores generan una corriente eléctrica al ser expuestos a la radiación solar. Un módulo fotovoltaico está compuesto por múltiples celdas solares, usualmente fabricadas con silicio, un material semiconductor ampliamente utilizado por sus propiedades eléctricas y abundancia.

Cuando la luz solar incide sobre una celda fotovoltaica, los fotones que componen la radiación solar transfieren su energía a los electrones del material semiconductor. Esta energía adicional permite que los electrones se liberen de sus posiciones en la estructura atómica del semiconductor, generando pares electrón-hueco. A través de un campo eléctrico interno, normalmente creado por una unión tipo p-n dentro de la celda, estos electrones son forzados a moverse en una dirección específica, produciendo así una corriente eléctrica continua (DC).

El flujo de electrones se canaliza mediante contactos metálicos en la superficie de la celda y se dirige hacia un circuito externo, donde puede ser utilizado para alimentar dispositivos eléctricos, almacenarse en baterías o convertirse en corriente alterna (AC) mediante un inversor, para su integración a la red eléctrica.

Cabe destacar que los módulos fotovoltaicos pueden seguir generando electricidad bajo condiciones de baja irradiancia, como en días nublados o durante horas de baja luminosidad, aunque su eficiencia se ve reducida respecto a condiciones de irradiancia estándar [11].

1.1.2 Evolución de materiales en módulos fotovoltaicos instalados en Chile

La composición de los módulos fotovoltaicos ha cambiado considerablemente a lo largo del tiempo, tanto en el mundo como en Chile, en función de avances tecnológicos, disponibilidad de materiales y exigencias de eficiencia. Comprender esta evolución permite identificar no solo las mejoras en rendimiento, sino también los desafíos que representan estos cambios para su reciclaje y gestión al final de su vida útil.

En Chile, los primeros módulos instalados durante las décadas de 1980 y 1990 fueron principalmente utilizados en proyectos académicos o rurales, con tecnologías basadas en silicio cristalino, vidrio templado y soldaduras con plomo [12]. A partir del año 2000, la expansión de programas de electrificación rural trajo una mayor presencia de módulos comerciales, incorporando materiales encapsulantes EVA y pequeñas cantidades de plata en los contactos eléctricos.

Entre 2010 y 2020, con la instalación de parques solares a gran escala, comenzaron a incorporarse tecnologías como el telurio de cadmio (CdTe) y CIGS, manteniéndose el vidrio y el aluminio como estructuras principales, pero con mayores riesgos ambientales por la presencia de metales tóxicos [13]. Desde el 2020 en adelante, el mercado chileno ha experimentado una diversificación importante: se han popularizado módulos bifaciales, tecnologías PERC, encapsulantes POE, estructuras sin marco y materiales más delgados, así como el uso intensivo de plata [14].

Se proyecta que hacia 2025-2030 comiencen a ingresar al mercado tecnologías emergentes como perovskitas principalmente en configuraciones de celdas tandem (silicio- perovskita). Si bien estas prometen superar los límites teóricos de eficiencia actuales, también requieren una regulación rigurosa debido a la presencia de componentes tóxicos como el plomo en su estructura, lo que plantea nuevos desafíos para su disposición final [15]. Es imperativo diferenciar el riesgo asociado al plomo según su disposición química. Mientras que en los módulos de silicio el plomo reside en soldaduras metálicas de baja solubilidad, en las celdas de perovskita este forma parte de una estructura cristalina iónica. Esta característica le confiere una alta solubilidad

en agua, lo que incrementa drásticamente la tasa de lixiviación ante fallas en el encapsulamiento. Por consiguiente, la regulación debe ser más rigurosa con estas tecnologías emergentes, ya que la liberación de compuestos de plomo al entorno sería significativamente más rápida y masiva que en las tecnologías convencionales[16].

Esta evolución resumida en la Figura 3, no solo ha influido en el rendimiento y costos de los módulos, sino que también ha complejizado su composición química, aumentando la necesidad de desarrollar estrategias de reciclaje diferenciadas y adaptadas a las características de cada generación tecnológica.



Figura 3 Evolución de materiales en módulos fotovoltaicos instalados en Chile

1.1.3 Mecanismos de degradación

Los principales mecanismos de degradación se pueden clasificar según su naturaleza en ópticos, térmicos, mecánicos y eléctricos. Esta categorización permite identificar como los factores ambientales afectan componentes específicos del módulo y su desempeño final:

- Mecanismos ópticos:
 - Degradación del encapsulante (EVA o POE)
La radiación UV y la humedad pueden provocar el amarillamiento y pérdida de transparencia del encapsulante, reduciendo la transmitancia óptica hacia las celdas y, por tanto, la generación eléctrica. Además, puede desencadenar procesos de delaminación entre capas, afectando la protección del módulo [17].

- Mecanismos térmicos:
 - Ciclado térmico: Las diferencias extremas de temperatura entre el día y la noche generan expansión y contracción en los materiales, favoreciendo la formación de microgrietas en las celdas, fallas en las soldaduras y deterioro del marco o del backsheet[18].
- Mecanismos mecánicos:
 - Grietas en las celdas: El corte de celdas en configuraciones de media celda o de un tercio de la celda puede inducir a microgrietas durante el proceso de fabricación (especialmente con ablación láser), las cuales se agravan con cargas mecánicas durante el transporte o instalación. Estas grietas generan zonas inactivas que reducen la corriente y la potencia total del módulo [19].
- Mecanismos eléctricos:
 - Humedad e ingreso de agua: Puede provocar corrosión en las interconexiones metálicas o barras colectoras (busbars), afectar los diodos de bypass y reducir la resistencia de aislamiento del módulo, comprometiendo su seguridad [20].
 - Fenómenos específicos como PID (degradación inducida potencial): Se presenta cuando hay una alta diferencia de potencial entre las celdas y el marco del módulo, causando migración de iones que degradan el rendimiento, especialmente en entornos con alta humedad o alta temperatura [21]
 - Degradación inducida por la luz: Afecta a módulos de silicio tipo p y ocurre en las primeras horas de exposición a la luz solar, produciendo una caída rápida e inicial de potencia [22].

1.1.4 Fallas en el ciclo de vida de los módulos

Los fallos en los módulos fotovoltaicos pueden producirse en cualquier etapa de ciclo de vida: transporte, instalación, uso y disposición final. Si bien los defectos de

fabricación son poco frecuente (entre 0,6% y 5%), los problemas más recurrentes se asocian a fallos en componentes eléctricos (cajas de conexiones, cableado) y defectos de diseño[23].

Un factor crítico es la aparición de microgrietas en las células solares, que representan hasta un 40% de las fallas en paneles producidos a partir de 2008, coincidiendo con el inicio de la producción masiva de obleas más delgadas [24]. La comprensión de estos fallos, junto con los protocolos de la norma IEC 61215-2, es fundamental para determinar la viabilidad de los módulos de segunda vida, permitiendo asegurar condiciones mínimas de seguridad y eficiencia antes de su reinstalación.

Todos estos mecanismos se evalúan mediante protocolos establecidos en la norma IEC 61215-2 que incluye los ensayos. La comprensión de estos procesos de degradación es fundamental para determinar la viabilidad técnica de módulos en aplicaciones de segunda vida, ya que permite estimar su rendimiento futuro, identificar posibles fallas y asegurar condiciones mínimas de seguridad y eficiencia.

En la Tabla 3 se presenta una síntesis de estos mecanismos de degradación, detallando sus causas y el impacto directo que generan en la operación del módulo.

Tabla 3 Mecanismos de degradación en módulos fotovoltaicos

Mecanismo de degradación	de	Causa principal	Efecto en el módulo
Amarillamiento encapsulante (EVA/POE)	del	Radiación UV, oxidación, temperatura	Pérdida de transmitancia óptica, menor generación eléctrica

Delaminación	Esfuerzos mecánicos, defectos de fabricación, humedad	térmo- Pérdida de protección de celdas, ingreso de humedad
---------------------	---	--

Corrosión de contactos metálicos	Humedad, ingreso de agua, condensación	Aumento de resistencia serie, pérdida de potencia
---	--	---

Grietas en celdas	Tensiones mecánicas, transporte, corte con laser	Zonas inactivas, disminución de corriente y potencia
--------------------------	--	--

Degradación inducida por luz	Exposición inicial al sol (celdas tipo p)	Caída rápida de potencia en primeras horas
-------------------------------------	---	--

Falla del backsheet	Degradación por UV, humedad, baja calidad	Ingreso de humedad, riesgo eléctrico, pérdida de aislamiento
----------------------------	---	--

Ensuciamiento	Acumulación de polvo, polen, smog, arena	Reducción de radiación incidente, caída de potencia
----------------------	--	---

Hot spots (puntos calientes)	Módulos sombreados, fallas en diodos, celdas bañadas	Calentamiento localizado, daño permanente
-------------------------------------	--	---

1.1.5 Módulo de segunda vida

Un módulo fotovoltaico “de segunda vida” se define como aquel panel solar que ha sido retirado de su emplazamiento original y que, tras un proceso de caracterización técnica, demuestra aptitud para operar en una nueva aplicación de menor exigencia eléctrica. El desmontaje inicial de estos equipos suele responder a tres razones principales:

- Repotenciación: Es la causa más frecuente, donde los operadores de grandes plantas reemplazan módulos funcionales por tecnologías más modernas y eficientes para maximizar la producción en el mismo terreno.
- Vencimiento de garantía: Los módulos son retirados al expirar su garantía de rendimiento, a pesar de que físicamente pueden seguir generando energía de forma estable por una década adicional.
- Desmantelamiento prematuro: Debido a cierres de proyectos, cambios en el uso del suelo o fallas estéticas menores que no comprometen la seguridad, pero que reducen la rentabilidad en instalaciones a gran escala.

Una vez retirado, el módulo se somete de ser desmontado de su emplazamiento inicial, se somete a pruebas eléctricas, mecánicas y de seguridad . Si todavía entrega alrededor del 70–80 % de su potencia original, se reutiliza para instalarse en otro sitio, alargando su vida útil y evitando que se convierta prematuramente en residuo [25].

1.1.6 Aplicaciones y beneficios

Los módulos fotovoltaicos de segunda vida han encontrado nuevas oportunidades de uso en diversas áreas, permitiendo extender su ciclo de vida útil. Estas aplicaciones buscan maximizar el valor residual de los módulos, reducir el volumen de residuos y fomentar modelos de economía circular. Una de las aplicaciones más comunes es en sistemas off-grid rurales o aislados, especialmente en zonas sin acceso a la red eléctrica,

donde se utilizan para cubrir necesidades básicas como iluminación, refrigeración o carga de dispositivos móviles. Organizaciones como SELCO y Barefoot College han liderado la implementación de estos módulos en comunidades remotas, demostrando que equipos con años de operación previa aún pueden ofrecer un servicio confiable para mejorar el acceso a la energía[26].

Desde una perspectiva técnica, en este tipo de aplicaciones una leve disminución en la potencia nominal inicial no representa un obstáculo crítico, ya que las demandas energéticas suelen ser bajas y de carácter intermitente. Un ejemplo destacado es el bombeo solar para riego, donde el funcionamiento de las bombas se limita a las horas de mayor radiación solar, coincidiendo naturalmente con el peak de generación del panel. Esta sincronización elimina la necesidad de sistemas de almacenamiento complejos y costosos, permitiendo que módulos con cierto nivel de degradación mantengan la operatividad y eficiencia del sistema de riego sin comprometer la inversión inicial[27].

Finalmente, el uso de módulos reutilizados ha cobrado gran relevancia en proyectos sociales liderados por gobiernos y ONG en países como Nigeria, Kenia y Sudáfrica. En estas regiones, se han desarrollado estaciones de carga comunitaria y micro redes de electrificación rural que utilizan módulos certificados de segunda vida para ofrecer soluciones de energía asequibles a comunidades vulnerables. Estos programas, a menudo respaldados por datos de organismos como IRENA o el banco mundial, no solo mitigan el impacto ambiental del descarte prematuro de paneles, sino que generan un impacto social positivo al democratizar el acceso a tecnologías limpias[27].

1.1.7 Procesos de reciclaje y recuperación de materiales fotovoltaicos

Con respecto al reciclado de paneles solares, actualmente se han desarrollado diversos procesos principalmente enfocados en módulos de silicio cristalino (c-Si) y tecnologías de película delgada como CdTe y CIGS los métodos más utilizados son:

- Separación física: desmontaje de marcos de aluminio, cajas de conexiones y cables, seguido de trituración para evaluar y gestionar su toxicidad. El aluminio puede recuperarse mediante procesos metalúrgicos secundarios [23].
- Tratamientos térmicos: separación de capas mediante la aplicación de calor, lo que permite recuperar silicio, vidrio y metales. Se han reportado tasas de recuperación de vidrio de hasta el 91% [28] y de silicio policristalino mediante tratamientos controlados.
- Tratamientos químicos: disolución del encapsulante EVA y recuperación de metales y células mediante solventes orgánicos o procesos ácidos. Si bien se ha logrado la separación eficiente de materiales, estos procesos pueden generar subproductos tóxicos, como plomo, lo que representa un desafío ambiental.

En el caso de los módulos de CdTe y CIGS, los procesos incluyen la recuperación de metales críticos como telurio, cadmio, cobre e indio, mediante técnicas como lixiviación ácida, resinas de intercambio iónico y procesos electroquímicos. Empresas como First Solar han reportado tasas de recuperación de hasta el 95% de Cd y Te en sus productos [23].

1.1.8 Curva I-V

La curva I-V (corriente-voltaje) Figura 4 describe la relación entre la corriente generada y el voltaje de salida de un módulo fotovoltaico bajo condiciones de iluminación. Esta curva es fundamental para evaluar el comportamiento eléctrico y el rendimiento del dispositivo. En condiciones estándar de prueba (STC: 1000 W/m², 25 °C, espectro AM1.5), la curva presenta los siguientes parámetros característicos;

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Es la corriente máxima que el módulo entrega cuando el voltaje es cero. Físicamente, representa la máxima tasa de recolección de portadores de carga generados por la absorción de fotones, por lo que su valor es directamente proporcional a la irradiancia incidente y a la eficiencia de absorción del material [29].

- Voltaje de circuito abierto (Voc): Corresponde al voltaje máximo cuando no hay carga conectada ($I=0$). Representa el punto de equilibrio donde la corriente fotogenerada es compensada exactamente por la corriente de recombinación interna en la unión p-n. Se ve fuertemente afectado de forma inversa por la temperatura: a medida que esta aumenta, la energía de banda prohibida (*bandgap*) disminuye efectivamente, reduciendo el Voc [29].
- Punto de máxima potencia (MPP) es aquel punto donde el producto de corriente y voltaje es máximo, este valor es crucial al momento de definir la potencia útil del módulo.
- Potencia máxima (Pmax): Representa la capacidad máxima de conversión energética del módulo. Más allá de ser un producto matemático, la P_{max} es un indicador del balance entre la generación óptica y las pérdidas eléctricas internas. En el contexto de módulos de segunda vida, la caída de la P_{max} respecto al valor nominal de fábrica es el principal criterio de clasificación. Esta magnitud se define matemáticamente mediante la ecuación 1.

$$P_{max} = V_{mp} * I_{mp} \quad (1)$$

- Resistencia serie (R_s): Representa las pérdidas óhmicas en el material semiconductor, los contactos y los busbars.
- Resistencia shunt (R_{sh}): Modela las fugas de corriente a través de la unión p-n debido a defectos de fabricación o impurezas. Ambos valores son determinantes en la eficiencia de la conversión fotovoltaica[30].
- Factor de forma (FF): Representa la calidad de la unión p-n y de los contactos eléctricos. Físicamente, el FF está determinado por las resistencias internas: una resistencia serie R_s alta (debido a corrosión o fallas en soldaduras) o una resistencia shunt R_{sh} baja (causada por impurezas o microgrietas) “redondean” la curva, reduciendo el área del rectángulo máximo y, por ende, la potencia extraíble. El factor de forma se calcula a través de la relación descrita en la ecuación 2.

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} * I_{sc}} = \frac{V_{mpp} * I_{mpp}}{V_{oc} * I_{sc}} \quad (2)$$

- Eficiencia: es el porcentaje de energía solar convertida en electricidad. Se calcula como la razón entre la potencia de salida del módulo y la potencia de entrada proveniente de la irradiancia solar sobre el área total del módulo, según se expresa en la ecuación 3.

$$Eficiencia = \frac{P_{max}}{G * A} * 100 \quad [29] \quad (3)$$

Donde G es la irradiancia (W/m^2) y A es el área del módulo (m^2). Estos parámetros permiten evaluar la salud y el grado de degradación de un módulo, lo que es especialmente relevante en el contexto de reutilización o aplicaciones de segunda vida.

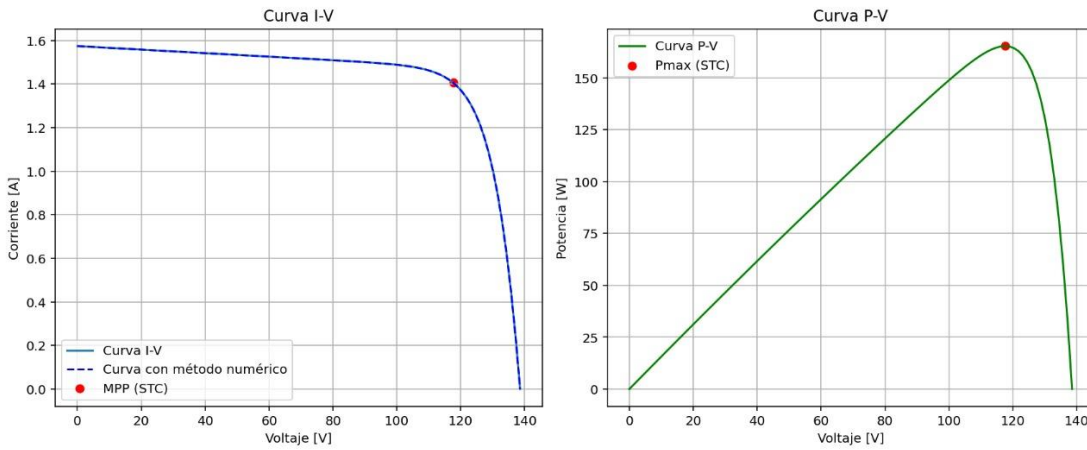


Figura 4 Curva I-V y P-V teórica obtenida mediante el modelo de un diodo bajo condiciones estándar de prueba (STC). El gráfico ilustra el comportamiento ideal del dispositivo para la definición de parámetros característicos.

1.1.9 Degradación de módulos

Los módulos fotovoltaicos están garantizados por el fabricante para tener una vida útil nominal de 20 a 25 años. No obstante, en la práctica, su potencia máxima de salida “ P_{max} ” disminuye progresivamente a lo largo del tiempo, afectando su capacidad de generar energía de forma eficiente. Esta pérdida se denomina degradación y se expresa comúnmente como una tasa de degradación anual, la cual suele estar en el rango de 0,5%-1% de la potencia nominal inicial por año en condiciones normales [24].

Esta reducción en la P_{max} suele ser el resultado de la degradación de otros parámetros operativos, tales como la corriente de cortocircuito “ I_{sc} ”, la tensión de cortocircuito

abierto “V_{oc}” o el factor de forma “FF”, debido a factores como la exposición a la radiación UV, la corrosión de los contactos o la degradación del encapsulante.

Un factor crítico en la degradación de módulos fotovoltaicos es la aparición de microgrietas en las células de silicio. Estas fallas estructurales representan hasta un 40% de las fallas en paneles producidos a partir de 2008, fenómeno que se intensificó con el inicio de la producción masiva de obleas más delgadas y frágiles [21].

1.2 Normativas

1.2.1 Normativa técnica de referencia: IEC 61215-2

La norma IEC 61215-2, emitida por la comisión electrotécnica internacional (IEC), establece los procedimientos de ensayo para evaluar la confiabilidad, seguridad y rendimiento de módulos fotovoltaicos terrestres de silicio cristalino o tecnologías similares, bajo condiciones de operación simuladas. Esta norma complementa a la IEC 61214-2, la cual define los requisitos generales de diseño y se enfoca exclusivamente en los métodos de ensayo tipo (type testing) que deben aplicarse para validar la calidad de un módulo FV [20].

El objetivo de la norma IEC 61215-2 es establecer los requisitos para la calificación del diseño y la aprobación de tipo de módulos fotovoltaicos terrestres. Su propósito es proporcionar evidencia de que el módulo es capaz de soportar una exposición prolongada en climas generales al aire libre, garantizando su fiabilidad y estabilidad eléctrica durante su vida útil operativa. En el contexto de esta normativa, el término 'extremo' se define mediante factores de estrés acelerado que superan las condiciones promedio de operación para inducir fallas en tiempos breves. Estos incluyen mecanismos de degradación específicos evaluados mediante secuencias de prueba denominadas Module Quality Tests (MQT), tales como se muestran en la Tabla 4.

- Gradientes térmicos: Fluctuaciones bruscas de temperatura entre -40°C y 85°C.

- Humedad persistente: Exposición a una humedad relativa del 85% a 85°C durante periodos prolongados.
- Cargas mecánicas: Presiones estáticas de hasta 5400 Pa para simular acumulación extrema de nieve y ráfagas de viento.

Tabla 4 Tabla de resumen de las pruebas de la norma IEC 61215

Código	Nombre de la prueba	Objetivo principal
MQT 01	Inspección visual	Identificar defectos físicos visibles
MQT 02	Determinación de la potencia máxima	Medir Pmax bajo condiciones estándar (STC)
MQT 03	Resistencia de aislamiento	Evaluar seguridad eléctrica mediante alta tensión
MQT 04	Ensayo de aislamiento	Evaluar efectos combinados en humedad más tensión eléctrica
MQT 05	Prueba de apertura en circuito	Comprobar la continuidad eléctrica del módulo
MQT 06	Prueba dieléctrica	Verificar integridad del aislamiento
MQT 07	Desempeño a baja irradiancia	Evaluar rendimiento a 200 W/m ²
MQT 08	Exposición prolongada en exteriores	Simular condiciones reales de operación

MQT 09	Ciclo térmico	Simular estrés térmico con expansión/contracción
MQT 10	Humedad-congelamiento	Simular ciclos de humedad seguida de congelación
MQT 11	Carga mecánica	Verificar resistencia estructural a cargas viento/nieve
MQT 12	Granizo	Evaluar resistencia al impacto de partículas de hielo
MQT 13	Carga térmica	Determinar efecto de temperaturas extremas sostenidas
MQT 14	Prueba de delaminación por humedad	Evaluar estabilidad del encapsulante

Este enfoque permite evaluar el potencial técnico de reutilización bajo condiciones seguras y eficientes, mitigando la incertidumbre sobre el rendimiento remanente de los paneles usados conforme a la literatura científica.

La literatura científica respalda este enfoque, investigaciones recientes han validado el uso de protocolos basados en la norma IEC61215 para certificar la confiabilidad de sistemas de segunda vida, subrayando que una evaluación técnica rigurosa es el único camino para mitigar la incertidumbre sobre el rendimiento remanente y seguridad operativa de los paneles usados [31].

La Tabla 5 sintetiza esta relación, funcionando como una matriz de diagnóstico que vincula los mecanismos de degradación física con los métodos de ensayo y detección propuestos en esta memoria:

Tabla 5 Mecanismos de degradación en módulos fotovoltaicos

Mecanismo de degradación	Causa principal	Efecto en el módulo	Metodo de detección prueba
Amarillamiento del encapsulante (EVA/POE)	Radiación UV, oxidación, temperatura	Pérdida de transmitancia óptica, menor generación eléctrica	Inspección visual, espectrofotometría, pérdida de potencia
Delaminación	Esfuerzos térmico-mecánicos, defectos de fabricación, humedad	Pérdida de protección de celdas, ingreso de humedad	Inspección visual, prueba de humedad-congelación (IEC 61215-2)
Corrosión de contactos metálicos	Humedad, ingreso de agua, condensación	Aumento de resistencia, pérdida de potencia	Inspección visual, medición eléctrica, electroluminiscencia
Grietas en celdas	Tensiones mecánicas, transporte, corte con laser	Zonas inactivas, disminución de corriente y potencia	Electroluminiscencia, curva I-V, termografía
Degradación inducida por luz	Exposición inicial al sol (celdas tipo p)	Caída rápida de potencia en primeras horas	Seguimiento de curva I-V durante los primeros días

Falla del backsheet	Degradación por UV, humedad, baja calidad	Ingreso de humedad, riesgo eléctrico, pérdida de aislamiento	Inspeccion visual, prueba de aislamiento eléctrico
Ensuciamiento	Acumulación de polvo, polen, smog, arena	Reducción de radiación incidente, caída de potencia	Medicion antes/después de limpieza, sensores de soiling
Hot spots (puntos calientes)	Módulos sombreados, fallas en diodos, celdas bañadas	Calentamiento localizado, daño permanente	Termografía infraroja, curva I-V

1.3 Experiencias nacionales

1.3.1 Iniciativas nacionales para la reutilización de módulos fotovoltaicos

El acelerado crecimiento del parque solar en Chile, si bien posiciona al país como líder regional en energías renovables, plantea un desafío inminente respecto a la gestión de los equipos que alcanzan el fin de su vida útil o que son retirados prematuramente. Ante este escenario, la Ley de responsabilidad extendida del productor (Ley N°20.920), conocida como Ley REP, se ha convertido en el principal motor narrativo. Al designar a los aparatos eléctricos y electrónicos como productos prioritarios, esta legislación obliga a fabricantes e importadores a organizar y financiar la gestión de los residuos, impulsando el surgimiento de soluciones orientadas a la valorización y la economía circular[9].

Una de las experiencias más relevantes es la de la empresa Solarix Spa, en colaboración con Sudmetal, quienes han anunciado el desarrollo de una planta de tratamiento para módulos fotovoltaicos. Esta planta tiene por objetivo brindar servicios de clasificación, reacondicionamiento y reciclaje, permitiendo gestionar módulos funcionales y no funcionales con potencial de segunda vida. Asimismo, se han implementado proyectos piloto en terreno, como el caso del carport solar instalado en el APR Los Loros, adjudicado por TRITEC-Intervento, en la Región de Atacama. Este sistema fotovoltaico fue utilizado para suministrar energía a sistemas de agua potable rural, aprovechando su doble funcionalidad como generador eléctrico y estructura de protección vehicular. Casos como este demuestran la viabilidad técnica de reutilizar módulos en aplicaciones comunitarias y rurales, reforzando el potencial de estas soluciones para ampliar el acceso a energías limpias y reducir la presión sobre las cadenas de suministro de nuevos equipos.

1.3.2 Proyecto Solarcircular y el desarrollo de habilitantes técnicos y normativos

En complemento a las iniciativas privadas, destaca el desarrollo del proyecto SolarCircular, liderado por el Centro de Desarrollo Energético de la Universidad de Antofagasta (CDEA-UA), con la participación de ENEL Green Power, CEA-Liten y otros actores relevantes del ecosistema energético nacional. Este proyecto de bien público, ejecutado durante 2023, tuvo como propósito central la generación de protocolos y estándares técnicos y económicos que permitan habilitar la industria de segunda vida de módulos fotovoltaicos funcionales y no funcionales, tanto en aplicaciones de generación eléctrica como en construcción

Uno de los principales aportes de SolarCircular fue el levantamiento de barreras técnicas, normativas y logísticas que actualmente limitan la reutilización de módulos fotovoltaicos en Chile. Entre ellas se encuentran la clasificación de los módulos como

residuos peligrosos por parte del Ministerio de Salud, la falta de protocolos estandarizados de diagnóstico, la inexistencia de trazabilidad a lo largo de la vida útil del módulo y la imposibilidad de reusar módulos internados bajo regímenes tributarios especiales. Para abordar estos desafíos, el proyecto desarrolló una propuesta de protocolos de diagnóstico, los cuales fueron validados mediante pruebas a más de 1000 módulos y con el respaldo técnico de entidades internacionales como el grupo asesor de la IEC (International Electrotechnical Commission), que trabaja en la elaboración de estándares globales para la reutilización de módulos fotovoltaicos.

Además, el proyecto propuso la implementación de un laboratorio móvil de diagnóstico, adaptado a las condiciones geográficas del norte de Chile, que permita realizar las evaluaciones técnicas de los módulos directamente en terreno. Esta solución permitiría reducir significativamente los costos de transporte y horas-hombre asociadas al proceso, especialmente considerando que muchas plantas se encuentran en zonas aisladas. También se analizaron modelos de negocio viables para el reuso de módulos, considerando su potencial uso en contextos de vivienda social, comunidades rurales y PYMEs, donde el costo de adquisición de módulos nuevos puede ser una barrera de entrada.

Otro avance fundamental fue la discusión en torno a la certificación de módulos reutilizables y la necesidad de una guía técnica nacional que distinga entre residuos peligrosos y bienes reutilizables. En este sentido, se planteó que los módulos fotovoltaicos que no presenten daños estructurales ni generen riesgos para la salud o el medioambiente no debieran ser clasificados como residuos, permitiendo así su comercialización y reutilización formal [32]. El proyecto propone que estos avances se canalicen en una mesa público-privada, que permita crear una certificación reconocida y generar una oferta de servicios que abarque diagnóstico, reacondicionamiento, transporte, instalación y mantenimiento de módulos de segunda vida.

En conjunto, SolarCircular representa un esfuerzo pionero en el país para sentar las bases técnicas, regulatorias y comerciales necesarias para el desarrollo de una economía circular en torno a los módulos solares. Su implementación no solo permitiría reducir el volumen de residuos proyectado para las próximas décadas, sino también democratizar el acceso a tecnologías limpias mediante la reutilización controlada y certificada de módulos en desuso.

1.4 Experiencias internacionales

1.4.1 “A survey of decommissioned photovoltaic modules from solar power plants in Thailand”

El estudio “A survey of decommissioned photovoltaic modules from solar power plants in Thailand” [31] entrega evidencia relevante sobre el estado funcional de los módulos fotovoltaicos al final de su vida útil, tras un periodo de operación de 6 a 9 años.. Es importante destacar que este tiempo de uso es significativamente inferior a la vida útil nominal garantizada (20-25 años), lo que sitúa a estos equipos como candidatos ideales para una segunda vida en aplicaciones menos exigentes.

Las pruebas se realizaron en módulos que habían estado expuestos a un clima tropical, con alta radiación solar, temperaturas elevadas y alta humedad relativa, factores que influyen significativamente en el proceso de envejecimiento y degradación de los materiales. Entre los defectos más frecuentes identificados se encuentran la suciedad persistente en los bordes, de delaminación, la corrosión, las grietas y la decoloración, lo que subraya la importancia de incorporar inspecciones visuales detalladas en los protocolos de evaluación para módulos de segunda vida.

Para evaluar el estado técnico de los módulos, se llevaron a cabo pruebas de la potencia máxima bajo condiciones estándar de prueba (STC),

- Irradiancia de 1000 W/m^2

- temperatura de celda de 25°C
- masa de aire (AM): 1.5,
 - Representa el camino óptico que recorre la luz solar a través de la atmósfera terrestre. El valor AM1.5 es el estándar global para pruebas fotovoltaicas terrestres y corresponden un ángulo cenital del sol aproximadamente 48, 2°, simulando un espectro solar representativo de las latitudes medias.

Estas mediciones permitieron cuantificar la degradación del rendimiento eléctrico, la cual vario entre 1.5% y un 9% anual dependiendo de la tecnología del módulo y las condiciones ambientales específicas a las que fueron expuestos durante su vida útil.

Además, se realizaron inspecciones visuales y análisis con termografía infrarroja para detectar puntos calientes y defectos internos no evidentes a simple vista, lo cual es clave para el desarrollo de protocolos de diagnóstico completos y eficientes, en línea con los objetivos de esta memoria, como el diseño e implementación de pruebas técnicas y la definición de límites de degradación aceptables para su reutilización.

Uno de los hallazgos más relevantes fue que el 83 % de los módulos aún conservaba más del 70 % de su potencia nominal, reforzando su potencial para aplicaciones de segunda vida con menores exigencias energéticas.

En cuanto a los defectos visibles, se observó que todos los módulos presentaban suciedad persistente en los bordes inferiores, con un impacto mínimo en su rendimiento. En los módulos de película delgada, fue común la separación de capas en los bordes Figura 5 , mientras que en los módulos de silicio cristalino multicristalino (multi c-Si) se detectaron diversos defectos según el sitio, incluyendo corrosión, “snail trails” (manchas oscuras) y decoloración del encapsulante (EVA).

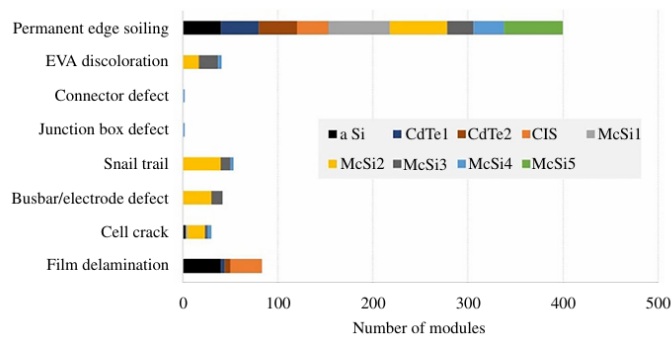


Figura 5 Funciones de los defectos en los módulos fotovoltaicos observados. Fuente [31]

En los sitios donde los módulos tenían menor antigüedad (aproximadamente 6 años), los defectos visuales eran mínimos, excepto la suciedad en los bordes. Es importante destacar que la inspección fue realizada a simple vista, sin el uso de técnicas avanzadas como cámaras infrarrojas (IR) o electroluminiscencia (EL), por lo que podría existir una subestimación de defectos internos no visibles.

1.4.2 An overview of solar photovoltaic panels' end-of-life material recycling

A nivel global, la gestión de los residuos fotovoltaicos presenta un desarrollo, donde la madurez de las políticas públicas suele estar vinculada directamente a la antigüedad y capacidad instalada de sus respectivos mercados solares. Europa se mantiene como la región líder en esta materia, siendo la única con un marco legal vinculante que integra a los módulos fotovoltaicos en la economía circular

Con respecto a las regulaciones internacionales para la gestión de residuos fotovoltaicos Alemania ha sido pionera en la regulación de los residuos solares, a través de la directiva WEEE, que exige a los fabricantes e importadores registrar sus productos y responsabilizarse de su disposición final. Países como el Reino unido, Alemania, Italia y la republica Checa han implementados estrictos marcos normativos que establecen objetivos mínimos de recuperación y reciclaje de los módulos, alcanzando tasas de hasta el 80% de recuperación y 70% de reciclaje en peso [23].

Fuera de Europa, las iniciativas dispersas como por ejemplo en Corea del Sur, los residuos solares se clasificaron como residuos industriales en 2017, impulsando la creación de instalaciones de reciclaje [23]. Por otro lado esta Japón, tanto el gobierno como empresas privadas participan en proyectos de investigación y desarrollo de tecnologías de reciclaje. En Australia también ha iniciado acciones para incorporar los residuos solares en su legislación ambiental.

Sin embargo, países como China, a pesar de ser el líder mundial en capacidad instalada y producción, aún carecen de una política nacional obligatoria y robusta en esta materia. No obstante, empresas pioneras como Yingli Solar y Trina Solar han liderado investigaciones para desarrollar soluciones propias de recuperación del silicio y metales preciosos [23], [33].

2. Metodología

El desarrollo de esta memoria se centra en establecer un protocolo técnico capaz de determinar si un módulo fotovoltaico retirado es apto para una segunda vida. A diferencia de la certificación de módulos nuevos, la metodología aquí propuesta prioriza la detección de degradación de acumulada y la garantía de seguridad eléctrica.

2.1 Estructura del protocolo de evaluación

Para cumplir con los objetivos de esta memoria, se diseñó un protocolo de evaluación estructurado en dos fases secuenciales. Este enfoque permite una caracterización integral del estado de salud (SOH) de los módulos retirados, optimizando los recursos mediante un filtrado previo en terreno antes de la caracterización detallada en laboratorio:

1. Fase 1: Evaluación en terreno (Outdoor Screening): Se inicia con la Inspección Visual (MQT 01) para descartar daños evidentes, seguida de la Termografía Infrarroja (IR) Outdoor para detección rápida de hot-spots en operación, y finaliza con la Curva I-V Outdoor mediante el trazador portátil para estimar el potencial remanente antes del traslado.
2. Fase 2: Caracterización en Laboratorio (Indoor Diagnosis): En los laboratorios de la USM, se aplica Electroluminiscencia (EL) para detectar microgrietas, se realiza la medición de alta precisión de la Curva I-V Indoor (Flasher AAA) bajo condiciones STC y baja irradiancia (MQT 07), y se concluye con el ensayo de Resistencia de Aislamiento (MQT 03) como validación final de seguridad galvánica.

2.2.1 . Sistema de clasificación de criticidad

Para sistematizar la toma de decisiones sobre la reutilización de los módulos, se establece un sistema de niveles basado en la seguridad y el rendimiento. Esta clasificación responde a la necesidad de definir un criterio de disposición (que hacer con el módulo) basado en el diagnóstico.

Para ello, se definió un sistema de colores que permite identificar rápidamente la gravedad y las acciones necesarias:

- **Verde:** Fallas estéticas o degradaciones intrínsecas que no presentan peligro para el operario ni afectan críticamente la generación.
- **Amarillo:** Fallas que representan un peligro bajo o una pérdida de rendimiento significativo. Requieren verificación y monitoreo.
- **Rojo:** Fallas que constituyen un peligro eléctrico o de incendio. Requieren la detención inmediata y el descarte del módulo.

Justificación técnica de los niveles de criticidad

La asignación de criticidad se basa en el impacto de la falla sobre la seguridad y la rentabilidad del proyecto de segunda vida:

1. Criticidad alta:

- **Falla del backshet:** Al ser la última barrera de aislamiento eléctrico, se agrietamiento expone el circuito, aumentando el riesgo de descargas y cortocircuitos.
- **Hot-spots** severos: Diferencias térmicas $\Delta T > 20^{\circ}\text{C}$ indican un sobrecalentamiento que puede degradar el encapsulante o incendiar el módulo.

- **Delaminación:** Si el camino de delaminación es continuo hacia el circuito, el ingreso de humedad es inminente, anulando el aislamiento.

2. Criticidad media:

- **PID-S:** Reduce drásticamente el fill factor y la potencia, pero es parcialmente reversible con equipos de recuperación.
- **Microgrietas:** No comprometen la seguridad inmediata, pero pueden evolucionar a puntos calientes si no se monitorean mediante electroluminiscencia.

3. Criticidad baja:

- **Degradación por luz:** Es un fenómeno inherente a las celdas de silicio tipo p, se asume como parte de la curva I-V del módulo.
- **Amarillamiento del EVA:** Mientras no afecte severamente la transmitancia, evaluado en la curva I-V, se considera un defecto físico.

A continuación, se presenta la Tabla 6, que consolida el mecanismo de falla con el criterio de disposición final del equipo, respondiendo a la necesidad de acciones técnicas claras.

Tabla 6 Clasificación de fallas en módulos fotovoltaicos según nivel de criticidad

Mecanismo de falla	Criterio de disposición
Degradación del encapsulante (EVA/POE)	Apto: Reúso con monitoreo de potencia periódico.
Humedad e ingreso de agua	Rechazado: Retiro inmediato y envío a reciclaje.
PID (degradación inducida por potencial)	Restringido: Aplicar mitigación (polaridad inversa)
Degradación por luz (LID)	Apto: Considerar en cálculos de rendimiento.

Microgrietas	Restringido: Monitoreo anual con EL/termografia.
Delaminación severa	Rechazado: Desconexión y retiro del módulo.
Falla del backsheet	Rechazado: Reemplazo no viable, envío reciclaje.
Hot spots $\Delta T > 20^{\circ}\text{C}$	Rechazado: Desconexión inmediata por riesgo de incendio.

2.2 Criterio de evaluación “estado de salud”

Para cuantificar el nivel de degradación de los módulos fotovoltaicos tras su primera vida operativa, se define el parámetro de estado de salud “S_{OH}” por sus siglas en inglés state of health. Esto representa la relación porcentual entre la potencia máxima medida en la actualidad y la potencia nominal especificada por el fabricante en condiciones STC.

El calculo se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$S_{OH} \% = \left(\frac{P_{max,medido}}{P_{max,nominal}} \right) * 100$$

Donde;

- P_{max,medido} es la potencia máxima obtenida mediante el flasher
- P_{max, nominal} es la potencia nominal de placa del modulo

Este parámetro es el eje central para la clasificación del inventario, permitiendo segregar aquellas unidades con un rendimiento optimo de aquellas que requieren un manejo especial.

2.2.1 Criterios de selección y justificación de ensayos

Debido a la naturaleza de los módulos analizados, no todos los ensayos de la norma IEC 61215-2 son pertinentes ni factibles. La selección de las pruebas se basó en tres pilares: seguridad operativa, rendimiento energético y viabilidad en laboratorio.

Tabla 7 Justificación técnica de los ensayos seleccionados

Ensayo	Justificación para segunda vida
MQT 01- Inspección visual	Detectar daños físicos críticos (delaminación, roturas) que invaliden el reuso inmediato.
MQT 02- Curva I-V	Cuantificar la “salud eléctrica” y determinar si el modulo mantiene el umbral de potencial (>70%) para ser rentable
MQT 03- Aislamiento	Ensayo crítico de seguridad. Garantiza que el módulo no presente fugas eléctricas peligrosas tras años de exposición ambiental.
MQT 07-Baja irradiancia	Evaluar el desempeño en condiciones reales de operación, clave para sistemas off-grid rurales.
Electroluminiscencia	Identificar microgrietas internas visibles al ojo humano que podrían fallar catastróficamente a corto plazo.
Termografía infrarroja	Localizar puntos calientes que representen un riesgo de incendio o degradación térmica acelerada.

A continuación, se describen de forma detallada los procedimientos experimentales, equipos y condiciones de contorno para cada una de las pruebas mencionadas.

2.3 Pruebas por realizar

2.3.1 Inspección visual (MQT 01)

Tiene como propósito detectar defectos visuales en el módulo. Se debe inspeccionar cuidadosamente cada módulo bajo una iluminación no inferior a 1000 lux, con el fin de identificar las condiciones y observaciones establecidas en la norma. Se recomienda registrar y fotografiar cualquier defecto que pueda constituir un defecto visual importante [20].

2.3.2 Medición de curva I-V y determinación de la potencia máxima (MQT 02)

Previo a la determinación de la potencia máxima, es imperativo que el módulo fotovoltaico alcance un estado estacionario. Este proceso de estabilización mitiga cambios transitorios en el comportamiento eléctrico derivados de la exposición inicial a la iluminación o temperatura tras su fabricación o almacenamiento prolongado. Una vez lograda esta condición, se procede con el ensayo MQT 02, el cual actúa como la medición de referencia fundamental (baseline) antes de someter al activo a los ensayos de estrés ambiental, tales como ciclos térmicos o calor húmedo. Al finalizar dichas pruebas de fatiga, se repite la MQT 02 con el fin de cuantificar la degradación térmica o mecánica, verificando que la pérdida de rendimiento se mantenga dentro de los límites de aceptación normativos para garantizar la fiabilidad operativa del módulo.

El ensayo MQT 02 tiene como objetivo cuantificar la potencia máxima del módulo bajo condiciones controladas. Para componentes de segunda vida, esta caracterización es crítica ya que establece el desempeño eléctrico remanente tras su desinstalación o almacenamiento prolongado. Al ejecutarse previo a los ensayos de estrés ambiental, la MQT 02 define la línea base necesaria para evaluar objetivamente la degradación inducida. Finalmente, el contraste entre la potencia medida y el valor nominal de

fábrica permite clasificar el módulo según su estado de salud (S_{OH}), validando su aptitud técnica para una nueva etapa operativa

La curva corriente-voltaje (I-V) del módulo debe medirse siguiendo la norma IEC 60904-1[20], utilizando un simulador solar o luz natural, junto con un dispositivo de referencia adecuado. Las mediciones deben realizarse bajo condiciones específicas de temperatura e irradiancia, idealmente con una temperatura de celda entre 20 °C y 50 °C y una irradiancia entre 700 y 1100 W/m².

Si el módulo está diseñado para operar en un rango diferente de condiciones, se puede ajustar el ensayo a valores de temperatura e irradiancia más cercanos a los de operación esperados. En el caso de módulos lineales (según IEC 60904-10), se pueden aplicar correcciones conforme a IEC 60891 para comparar resultados obtenidos antes y después de las pruebas. Para los módulos no lineales, las mediciones deben hacerse con una irradiancia dentro de $\pm 5\%$ y una temperatura dentro de $\pm 2^\circ\text{C}$ del valor especificado.

Se recomienda realizar todas las mediciones de potencia máxima bajo condiciones similares para minimizar las correcciones y asegurar que los resultados sean comparables.

La determinación de la potencia máxima bajo el estándar MQT 02 es el ensayo base que establece el valor de rendimiento del módulo.

Enfoque experimental (Indoor vs. Outdoor):

- Pruebas indoor: Los módulos serán evaluados en el simulador solar flasher de clase AAA. La medición se realiza en condiciones STS, sirviendo como la medición de mayor precisión y la base de referencia para todo el estudio.
- Pruebas outdoor: También los módulos serán evaluados en campo abierto con el trazador de curva I-V.

La comparación de los resultados obtenidos con ambas metodologías permitirá validar la viabilidad técnica y la precisión del protocolo de testeo de bajo costo para módulos de segunda vida.

Con respecto al equipo a utilizar “Simulador solar AAA flasher” aquí se adjuntan sus especificaciones:

Rangos de operación general:

- Rango de temperatura: 15°C a 75°C (con termocuplas).
- Rango de irradiancia: 100 W/m² a 1200 W/m²

Especificaciones eléctricas:

- Rangos de corriente: 3.0 A, 6.0 A, 12.0 A y 25.0 A.
- Rangos de voltaje: 2.5 V, 10 V, 25 V, 100 V y 250V.

Sensores e instrumentación:

- Termocuplas:
 - Cantidad: 4 unidades
 - Normativa de instalación: IEC 60891:2021
- Sensor infrarrojo (Láser):
 - Rango de medición de temperatura: 10°C a 49°C.
 - Distancia de operación recomendada: menor a 2.5 cm con respecto a la muestra.

2.3.3 Desempeño a baja irradiancia (MQT 07)

Su propósito es determinar cómo varía el desempeño eléctrico del módulo con la carga a 25 °C y una irradiancia de 200 W/m². Para realizar este procedimiento, se debe determinar la curva corriente-voltaje del módulo a una temperatura de (25 ± 2) °C y una irradiancia de (200 ± 20) W/m², controlada por un dispositivo de referencia adecuado, conforme a la norma IEC 60904-1. La irradiancia debe reducirse al nivel especificado mediante filtros de densidad neutra o alguna otra técnica que no altere la distribución espectral de la irradiancia.

Para validar la precisión del diagnóstico, la evaluación se realiza bajo dos entornos distintos:

- Pruebas indoor: Se utiliza el simulador solar flasher clase AAA del Laboratorio de tecnología fotovoltaica USM. Este equipo permite alcanzar niveles de irradiancia de 200 W/m^2 bajo condiciones controladas, asegurando una alta repetitividad y precisión en la medición de la curva I-V.
- Pruebas outdoor: Los módulos se evalúa en condiciones ambientales reales mediante un trazador de curvas I-V portátil. Los datos obtenidos en terreno son posteriormente corregidos a 25°C utilizando los coeficientes de temperatura definidos en las normas IEC 600904 e IEC 60891, lo que permite contrastar la respuesta del módulo en un entorno no controlado frente a los resultados de laboratorio.

La evaluación a baja irradiancia es un parámetro crítico para diagnosticar la integridad de la unión p-n y detectar variaciones en la resistencia shunt (R_{sh}) que no son perceptibles bajo condiciones estándar. No obstante, el impacto de este comportamiento en el rendimiento energético anual está estrictamente supeditado al emplazamiento geográfico y la configuración del sistema. En zonas con alta nubosidad o en instalaciones de estructura fija, una fracción considerable de la generación ocurre en regímenes de baja radiación. Por el contrario, en regiones con alta componente directa, como el norte de Chile, o en sistemas con seguimiento solar (tracking), el módulo opera durante la mayor parte del día cerca de sus niveles nominales, reduciendo la ponderación de la baja irradiancia en el productivo total. Por tanto, este ensayo permite validar la versatilidad del módulo de segunda vida para diferentes escenarios climáticos y configuraciones de montaje.

En módulos usados, la degradación puede manifestarse de forma más aguda a niveles bajos de luz, donde problemas como una baja resistencia shunt (R_{sh} o fugas internas en la celda) penalizan severamente la eficiencia. Por tanto, la ejecución del ensayo MQT 07 (Rendimiento a baja irradiancia) es fundamental, ya que permite identificar pérdidas de rendimiento que no son evidentes bajo irradiancia estándar (1000 W/m^2). Este análisis asegura que el módulo sea técnicamente apto para aplicaciones de menor

exigencia, como sistemas off-grid rurales, donde la generación en horas de baja radiación es crítica para la autonomía del sistema.

2.3.4 Prueba de resistencia de aislamiento (MQT 03)

El objetivo de esta prueba es verificar que el aislamiento galvánico entre los conductores activos del módulo (terminales positivo y negativo) y las partes accesibles se mantenga dentro de los parámetros seguros. Para ello, se aplica una tensión continua elevada entre los terminales cortocircuitados y tierra, con el fin de detectar posibles fugas eléctricas que comprometan la seguridad de las personas o la integridad del sistema.

Según la normativa vigente, la tensión de prueba debe ser de 1000V más el doble del voltaje en circuito abierto o 1500V, seleccionando siempre el valor que resulte mayor. La resistencia de aislamiento, normalizada al área del módulo, debe ser como mínimo de $40\text{M}\Omega \cdot \text{m}^2$. El módulo cumple con esta prueba si no se detectan fallas en el aislamiento ni signos de descarga disruptiva durante su ejecución.

La realización de este ensayo es un requisito indispensable para definir la viabilidad técnica de equipos de segunda vida. Los daños en el laminado, la degradación de los materiales poliméricos del backsheet o el envejecimiento de los sellos dl marco pueden generar fugas eléctricas peligrosas. En el contexto de este trabajo, esta prueba actúa como un filtro crítico de seguridad: cualquier módulo que no alcance el umbral mínimo de resistencia es descartado automáticamente para su reutilización, independientemente de su capacidad de generación.

2.3.5 Electroluminiscencia (EL)

La técnica de electroluminiscencia (EL) se basa en la aplicación de una corriente en polarización directa al módulo bajo condiciones de oscuridad. Este proceso induce la recombinación radiativa de los portadores de carga (fenómeno físico inverso al efecto fotovoltaico), resultando en la emisión de fotones en el espectro infrarrojo cercano. Para el silicio cristalino, esta radiación comprende longitudes de onda entre 780 nm y 1400 nm, con un peak de intensidad en torno a los 1150 nm. Aunque esta emisión es invisible al ojo humano, puede ser capturada mediante cámaras con sensores de arseniuro de galio e indio (InGaAs) o silicio modificado, permitiendo un diagnóstico preciso de la integridad estructural de las celdas.

La aplicación de esta prueba es un pilar fundamental en la evaluación de módulos de segunda vida, ya que actúa como una radiografía del estado de salud interno del panel. Permite visualizar microgrietas, celdas inactivas, fallas de interconexión o delaminaciones que son imperceptibles en una inspección visual convencional. Detectar estos fallos de forma temprana es crucial para la operación real, suelen derivar en la formación de puntos calientes o en una degradación acelerada del rendimiento, comprometiendo la durabilidad y la seguridad del sistema a largo plazo.

2.3.6 Termografía infrarroja

La termografía infrarroja consiste en capturar imágenes térmicas de los módulos fotovoltaicos mientras se encuentran en funcionamiento, mediante una cámara infrarroja. Esta técnica permite visualizar de forma rápida y no invasiva diferencias de temperatura en la superficie del módulo, identificando la presencia de puntos calientes (hot-spots). Los hot-spots son áreas localizadas donde se produce un sobrecalentamiento, generalmente asociado a celdas defectuosas, conexiones deficientes, sombreado parcial o microgrietas. La detección de estos puntos es fundamental para prevenir daños mayores, ya que pueden derivar en la degradación acelerada de los materiales o incluso en riesgos de incendio. Esta técnica está

respaldada por normativas como la IEC 62446-3 para inspecciones termográficas en sistemas fotovoltaicos.

La termografía infrarroja es fundamental para identificar defectos operativos que comprometen tanto la eficiencia energética como la seguridad galvánica de los paneles. En módulos de segunda vida, la detección de puntos calientes (*hotspots*) es crítica, ya que daños internos como microgrietas o fallas en diodos pueden pasar desapercibidos en una inspección visual. Para abordar esto de manera técnica, se proponen dos rutas metodológicas. Primero, la Figura 6 detalla el protocolo de termografía ejecutado estrictamente mediante el uso de una carga electrónica, lo que permite forzar el estado de cortocircuito (I_{sc}) para maximizar la visibilidad de anomalías bajo condiciones controladas. Complementariamente, en la Figura 7 se ilustra un diagrama de flujo versátil aplicable tanto a pruebas con carga como a inspecciones en condiciones de operación real (con el módulo conectado a un sistema), permitiendo una evaluación integral del estado térmico del módulo previo a su categorización según los criterios de la norma [20].

Para un diagnóstico integral, el protocolo se divide en dos configuraciones operativas distintas:

- Termografía en Cortocircuito (I_{sc}): Se realiza forzando al módulo a su corriente máxima mediante una carga electrónica o puenteo directo. Esta condición es la más sensible para detectar resistencias shunt (R_{sh}) bajas y caminos de fuga de corriente. Al maximizar el flujo de electrones a través de defectos internos, se visualizan con mayor claridad las microgrietas severas y fallas en la unión p-n que podrían pasar desapercibidas en otras condiciones.
- Termografía Bajo Carga: Se ejecuta con el módulo operando cerca de su punto de máxima potencia (P_{max}). Su objetivo es validar el comportamiento térmico en condiciones reales de trabajo, permitiendo identificar pérdidas por resistencia serie (R_s), tales como conexiones deficientes en la caja de terminales o fatiga en las soldaduras de los busbars.

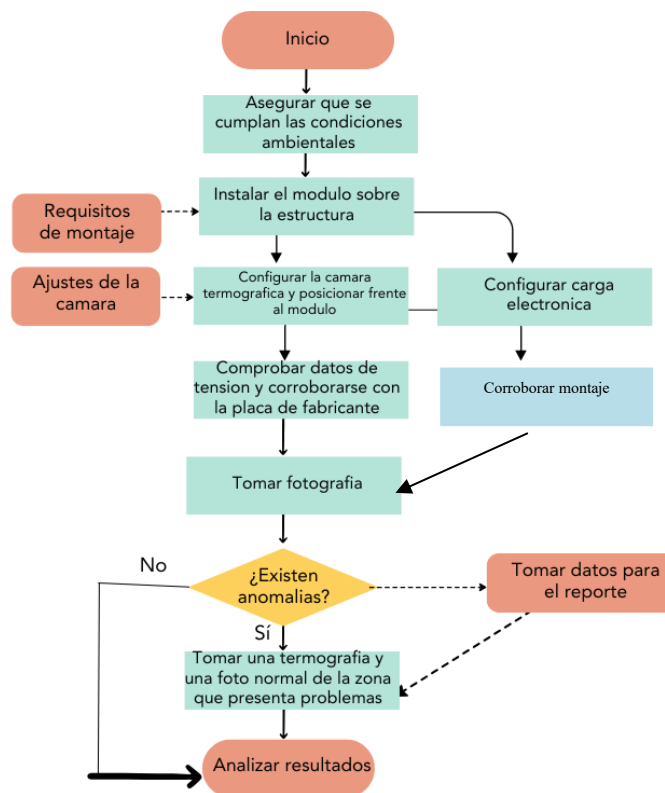


Figura 6 Diagrama de flujo de la prueba de termografía con carga electrónica

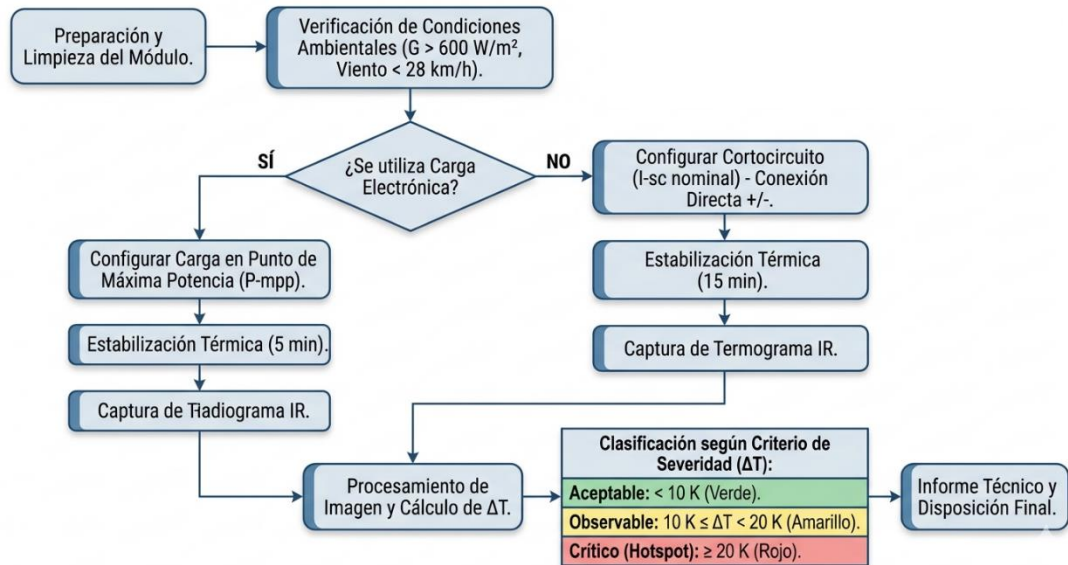


Figura 7 Diagrama de flujo para el ensayo de termografía infrarroja con carga electrónica. Fuente: Elaboración propia mediante inteligencia artificial, basada en los protocolos de la norma IEC TS 62446-3:2017.

2.3.7 Medición de curva I-V outdoor (MQT 02 y MQT 07)

Las pruebas MQT 02 (Determinación de la potencia máxima) y MQT 07 (Rendimiento a baja irradiancia) se presentan de forma conjunta debido a que se ejecutan de manera secuencial utilizando el mismo montaje experimental y equipo: el Simulador Solar (Flasher) de clase AAA.

El uso del Flasher permite que, una vez posicionado el módulo, el equipo emita pulsos de luz calibrados a distintas intensidades (1000 W/m^2 para MQT 02 y 200 W/m^2 para MQT 07) sin necesidad de alterar las conexiones o el estado térmico de la celda. Esta integración procedimental garantiza la consistencia de los datos y optimiza los tiempos de diagnóstico, permitiendo una comparación directa entre el rendimiento estándar y las posibles fugas por resistencia shunt que se agudizan bajo niveles bajos de luz.

Para determinar el rendimiento eléctrico del módulo y su nivel de degradación, se realiza la medición de la curva corriente-voltaje bajo condiciones ambientales reales. Si bien el laboratorio cuenta con un simulador solar tipo flasher de clase AAA, la adopción de una metodología outdoor responde a la necesidad de validar un protocolo de diagnóstico portátil y de bajo costo que sea aplicable en faenas de desmantelamiento en terreno, donde el traslado de equipos de alta precisión no es técnicamente viable.

Este enfoque permite evaluar el desempeño del módulo bajo el espectro solar real y contrastar dichos resultados con las mediciones controladas de laboratorio, estableciendo así el grado de incertidumbre de las pruebas de campo frente a los estándares de referencia

Instrumentación y procedimiento para la curva I-V outdoor:

1. Equipo: Las mediciones se realizarán utilizando un trazador de curva I-V outdoor marca HALM conectado directamente a los terminales del módulo.

2. Parámetros de captura: El trazadora captura simultáneamente los datos de las curva I-V, la irradiancia instantánea (medida con la celda de referencia) y la temperatura de la celda.
3. Corrección STC: Debido a que las mediciones outdoor se realizan bajo condiciones variables, se aplican los factores de corrección establecidos en la norma IEC 60981. Este proceso de extrapolación permite obtener la potencia máxima y los demás parámetros (V_{OC} , I_{SC}) en condiciones estándar de ensayo, asegurando la comparabilidad con los datos nominales de fábrica.

La elección de un trazador de curvas I-V portátil como herramienta central de la Fase 1 responde a un criterio de escalabilidad industrial. A diferencia del simulador solar de laboratorio, cuya logística y costo de operación son elevados, el trazador permite una certificación in-situ con una incertidumbre técnica aceptable (tras la corrección a STC según la norma IEC 60891). Esto democratiza el acceso al protocolo de segunda vida para pequeñas plantas y comunidades rurales

Seguidamente se muestran algunas especificaciones del trazador de curva I-V Figura 8,



Figura 8 Trazador de curva I-V , marca HALM

Condiciones ambientales:

- Temperatura de operación: 0°C a 40 °C.
- Humedad: no debe exceder el 90%

Carga electrónica (cetisPV-CB1- Booster opcional) diseñada para cadenas de alta potencia.

- Rangos máximos: 1000 V y 100 A (hasta 100 kW)
- Rangos de voltaje: 100 V, 200 V, 500 V y 1000 V.
- Rangos de corriente: 10 A, 20 A, 50 A y 100 A.

Sensores adicionales

- Irradiancia: rango de 0 a 1,300 W/m² (especificado hasta 1,500 W/m² en tablas de precisión). Requiere un sensor de referencia con resistencia shunt interna (salida aprox. 60-100 mV a 1000 W/m²).
- Temperatura:
 - Rango de medición: 0 a 100 °C.

- Tipo de sensor: PT1000 (para temperatura ambiente o de modulo).
- Canales: TEMP 1 (sensor de referencia) y TEMP 2 (temperatura externa/módulo).

Alimentación y batería:

- Autonomía: Aproximadamente 8 horas bajo condiciones normales.
- Fuente externa: Puede operar con una fuente DC externa de 12-24 VDC (50-60 Hz).

La caracterización eléctrica en condiciones controladas (Indoor) se llevó a cabo mediante el simulador solar Temperature Controlled Laboratory Flasher. Debido a la complejidad técnica y los requisitos de calibración del equipo, la ejecución de los ensayos se rigió estrictamente por la 'Guía rápida: Temperature Controlled Laboratory Flasher (TCLF) FONDEQUIPEQM200183 Valentina González[34]'. Dicho documento estandariza la operación del sistema FONDEQUIP para garantizar la repetibilidad de las curvas I-V bajo condiciones de laboratorio.

A continuación, se presenta la Tabla 8 con un resumen de las pruebas a realizar:

Tabla 8 Pruebas a realizar en módulos fotovoltaicos de segunda vida

Nombre de la prueba	parámetro a medir	Criterio de aceptación (pasa/fall)
Inspección visual (MQT 01)	Integridad física	Ausencia de vidrios rotos, señales, señales de arco eléctrico o delaminación en celdas.
Determinación de la potencia máxima (MQT 02) & Curva I-V outdoor	P_{max} y curva I-V	$P_{max} \geq 70\%$ de la potencia nominal de placa.

Desempeño de baja irradiancia (MQT 07)	Rendimiento eléctrico 200 W/m ²	Caída de eficiencia relativa <5% respecto a STC.
Resistencia de aislamiento (MQT 03)	Resistencia de aislamiento (MΩ·m ²)	Valor $\geq 40 \text{ M}\Omega \cdot \text{m}^2$
Electroluminiscencia (EL)	Integridad estructural interna de las celdas	Ausencia de microgrietas ramificadas o celdas inactivas
Termografía infrarroja	Temperatura	Diferencia térmica entre celdas $\Delta T < 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

2.4 Metodología experimental

La caracterización y el diagnóstico de los 20 módulos fotovoltaicos que se tendrán para realizar los ensayos normalizados y técnicas no destructivas para evaluar su viabilidad en su segunda vida. Los ensayos que se realizarán son: Inspección visual (MQT01), curva I-V y Pmax a condiciones estándar (MQT02), rendimiento a baja irradiancia (MQT07), ensayo de aislamiento (MQT03), electroluminiscencia (EL) y termografía infrarroja (IR). Las referencias normativas principales son IEC 61215-2 y anexos informativos aplicables.

2.4.1 Preparación y trazabilidad

Cada módulo recibirá un identificador único con el formato MOD-XX, que permitirá mantener la trazabilidad a lo largo de todo el proceso experimental. Como parte de la preparación inicial se realizará:

- Registro fotográfico del estado físico del módulo (frontal, posterior y marcos), con el fin de contar con evidencia visual previa a los ensayos.

- Verificación de integridad mecánica, inspeccionando la superficie del vidrio, marcos, conexiones y caja de conexiones.
- Control metrológico, asegurando la calibración vigente de sensores de tensión, corriente y temperatura, así como de los equipos principales que serán utilizados en los ensayos (simulador solar, fuentes programables, cámaras de inspección).

Este procedimiento permitirá garantizar la repetibilidad de los resultados y facilitar la trazabilidad de cada módulo durante la campaña experimental.

2.4.2 Secuencia de ensayos

Para optimizar los recursos logísticos y operacionales, el protocolo se divide en dos fases. La primera fase actúa como un filtro en terreno para evitar el traslado de módulos inservibles, mientras que la segunda fase realiza un diagnóstico profundo en el laboratorio.

I. Fase 1: Evaluación en terreno (outdoor)

1. MQT 01- Inspección visual: Documentar daños físicos, estado de conectores y etiquetas. Se descartan módulos con roturas de vidrio o delaminación severa.
2. Termografía infrarroja (IR): Se realiza con el módulo en operación para detectar puntos calientes ($\Delta T > 20^{\circ}\text{C}$).
3. MQT 02/ MQT 07 Curva I-V Outdoor: Medición rápida con trazador portátil para estimar la potencia máxima (P_{max}) y descartar módulos con degradación extrema antes del traslado.

II. Fase 2: Caracterización en Laboratorio indoor USM

1. Electroluminiscencia: En sala oscura, inyectando corriente, para detectar microfisuras internas visibles.
2. MQT 02/ MQT 07: Desempeño indoor (Flasher AAA): Medición de alta precisión de la curva I-V en condiciones STC ($G=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25^{\circ}\text{C}$) y a baja irradiancia (200 W/m^2).

3. MQT 03 Ensayo de aislamiento: Prueba final de seguridad eléctrica para verificar que no existen fugas hacia el marco. Se realiza al final para asegurar la integridad de los resultados previos.

Para visualizar la secuencia lógica y los criterios de aceptación aplicados en esta investigación, en la Figura 9 se presenta el diagrama de flujo detallado del protocolo de clasificación. Este esquema ilustra la transición desde el Screening inicial en terreno (Fase 1) hasta el diagnóstico de alta precisión en los laboratorios de la USM (Fase 2). El flujo destaca los puntos de decisión críticos (nodos de evaluación) donde, tras analizar parámetros como el daño visual, la diferencia térmica (ΔT) y la degradación de potencia, se determina si un módulo es apto para avanzar a la siguiente etapa o si debe ser derivado directamente a procesos de reciclaje.

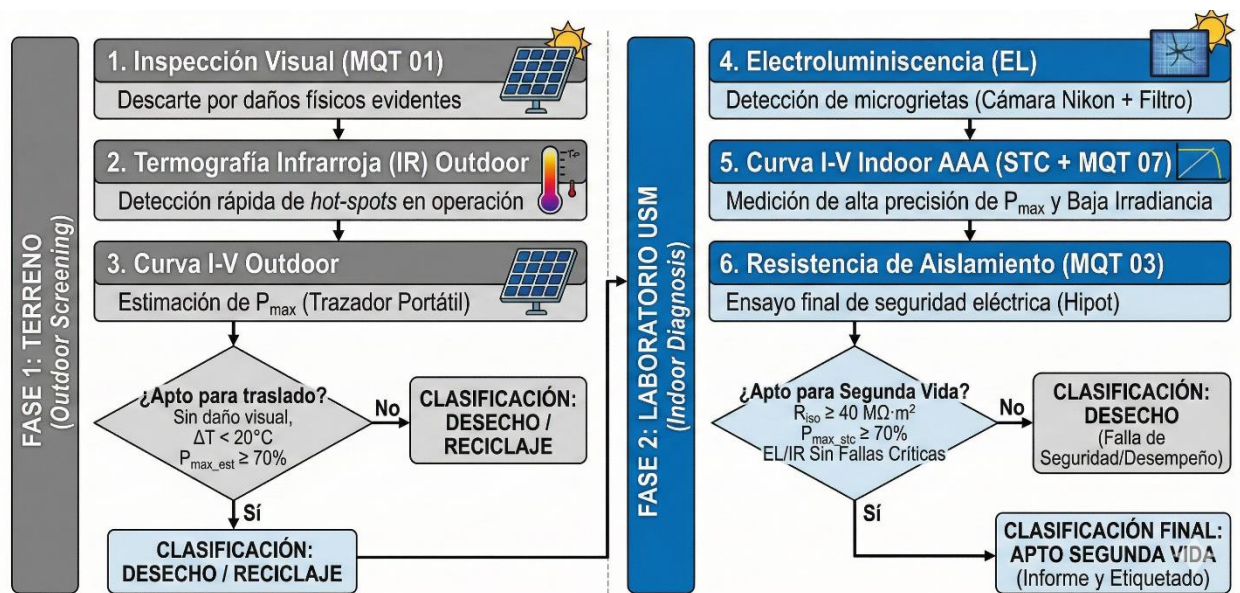


Figura 9 Diagrama de flujo para la clasificación de módulos Fuente: Elaboración propia, generada con asistencia de Inteligencia Artificial basada en los criterios técnicos de la autora.

2.4.3 Equipamiento experimental

- Simulador solar (clase AAA): Sistema de iluminación controlada para la obtención de curvas I–V bajo el estándar STC.

- Trazador de curvas I–V portátil: Equipo para la captura de parámetros eléctricos en condiciones outdoor.
- Fuente de alimentación programable: Utilizada exclusivamente para la polarización directa de los módulos durante los ensayos de electroluminiscencia.
- Sistema de adquisición de datos (DAQ): Encargado de registrar las señales analógicas de los sensores externos, específicamente temperatura (termocuplas/RTD) e irradiancia (celda de referencia/piranómetro), sincronizándolas con la captura eléctrica.
- Cámara reflex Nikon con filtro infrarrojo: Sistema de captura de imágenes utilizado para la técnica de electroluminiscencia. Para su funcionamiento, se utiliza un filtro óptico específico que bloquea la luz visible y permite únicamente el paso de longitudes de onda en el rango de 0,8 a 12 μm . Esta configuración permite registrar la emisión de fotones de las celdas de silicio bajo polarización directa en condiciones de oscuridad total.
- Cámara termográfica (IR): Sensor bolométrico para la detección de anomalías térmicas en el espectro de 8–14 μm .
- Instrumentación auxiliar: Multímetros de precisión (True RMS) para la verificación de continuidad y niveles de tensión de seguridad.

2.4.4 Recursos de software y procesamiento

- Software de análisis de curvas I-V: Herramienta para la extrapolación de datos a condiciones STC según la norma IEC 60981.
- Software de procesamiento de imágenes térmicas: Para el análisis de gradiente de temperatura.

2.5 Justificación de las pruebas

La selección de los ensayos que integran este protocolo no es aleatoria; responde a la necesidad de detectar y cuantificar los mecanismos de degradación identificados en el Capítulo 1. Mientras que en el marco teórico se analizaron las causas físicas de las fallas, en esta sección se justifica el uso de pruebas normadas (IEC 61215) como herramientas de diagnóstico para la toma de decisiones sobre la segunda vida de los módulos.

2.5.1 Matriz de diagnóstico y correlación de ensayos

A diferencia de un análisis bibliográfico, este protocolo utiliza los ensayos para validar la integridad del activo bajo los siguientes criterios técnicos:

- Detección de pérdidas óhmicas y estructurales: Se utiliza la electroluminiscencia (EL) y la termografía no solo para ver la falla, sino para localizar aumentos en la resistencia serie y caídas en la resistencia shunt (R_{sh}). Esto permite diferenciar entre una degradación natural y una falla crítica que invalide el reuso.
- Evaluación de la seguridad galvánica: Dado que fallas como la delaminación o la rotura del backsheet exponen el circuito al ambiente, el ensayo de Resistencia de Aislamiento (MQT 03) es el criterio definitivo de descarte, transformando un síntoma visual en un dato de seguridad eléctrica.

- Validación de desempeño en escenarios reales: La combinación de MQT 02 y MQT 07 permite modelar cómo las microgrietas o el PID afectan el rendimiento en condiciones de baja luz, lo cual es el factor determinante para la rentabilidad de un proyecto de segunda vida.

2.6 Categorización del inventario de segunda vida

Para estandarizar la evaluación de los módulos de segunda vida, se definieron tres categorías basadas en el desempeño eléctrico ($P_{\max}$ medida V/S nominal) y la integridad física observada. Esta clasificación permite decidir el destino de los módulos.

Tabla 9 Criterios de clasificación para módulos de segunda vida

Categoría	Estado de Salud (SOH)	Fill Factor (FF)	Estado Físico	Aplicación Sugerida
Clase A (Premium)	$\geq 94\%$	$\geq 72\%$	Vidrio e integridad mecánica intacta.	Sistemas off-grid críticos o residenciales.
Clase B (Estándar)	90% a 93.9%	$\geq 70\%$	Vidrio intacto, posibles manchas de EVA.	Alumbrado público o bombeo de agua.
Clase C (utilidad)	80% a 89.9%	$\geq 65\%$	Vidrio intacto, señales de fatiga térmica leve.	Carga de baterías pequeñas, kits educativos o proyectos sociales.
Fuera de Rango / Baja	$< 80\%$	$< 65\%$	Vidrio roto o delaminación severa.	Reciclaje de materiales o fines didácticos.

La categorización propuesta establece un límite inferior del 80% para el estado de Salud (SOH) como criterio de elegibilidad para una segunda vida útil. Este umbral se alinea con las garantías de potencia estándar de los fabricantes, donde un módulo se considera funcionalmente degradado tras perder el 20% de su capacidad nominal. Los módulos situados en el rango del 80% al 90% (Clase C) mantienen una viabilidad técnica significativa para aplicaciones de baja criticidad o proyectos sociales de bajo

costo, reservando el proceso de reciclaje exclusivamente para unidades con fallas estructurales irreparables o un rendimiento inferior al 80% que comprometa la estabilidad del sistema.

- Clase A: Representa módulos con una degradación mínima. El alto FF indica que la resistencia serie “ R_s ” no ha aumentado significativamente y que los contactos metálicos mantienen su integridad. Los valores de salud superiores al 100% en algunas unidades se atribuye a la tolerancia positiva de fabricación, donde el módulo real sale de fábrica con una potencia ligeramente superior a la nominal.
- Clase B: Son módulos operativos y seguros que presentan una degradación perceptible pero estable. Son ideales para aplicaciones donde el costo de inversión es la prioridad y el espacio para la instalación no es una restricción crítica.
- Clase C: Respondiendo a la necesidad de maximizar la economía circular, se incluyen módulos con un SOH situado entre el 80% y 89,9%. Estos paneles, aunque no califican para sistemas de alta exigencia, mantienen una integridad galvánica suficiente para aplicaciones de baja potencia, kits educativos o carga de luminarias LED, evitando su disposición prematura en centros de reciclaje.
- Criterio de exclusión por seguridad: Se determina que cualquier módulo que presente fallas en los diodos de bypass o una resistencia de aislamiento (R_{iso}) fuera de los límites de la norma IEC 61215, será clasificado automáticamente como fuera de Rango, independientemente de su potencia medida. La ausencia de protección activa contra puntos calientes (hotspots) o la pérdida de hermeticidad (vidrio roto o delaminación severa) invalida su reuso por el riesgo de arco eléctrico e incendio asociado.

3. Montaje experimental y resultados

3.1 Marco Metodológico y Evaluación de Infraestructura

Para el cumplimiento del primer objetivo de esta memoria, se realizó un levantamiento técnico y una evaluación de idoneidad del equipamiento disponible en el Laboratorio Solar Fotovoltaico de la Universidad Técnica Federico Santa María, campus San Joaquín. Esta infraestructura, potenciada por el proyecto FONDEF ID21I10424, permite realizar una triangulación de datos bajo condiciones normativas.

A continuación, se describen de manera ordenada los equipos críticos utilizados, detallando el estado inicial encontrado y las gestiones realizadas para asegurar la validez de los ensayos:

Tabla 10 Inventario técnico y puesta en marcha

Instrumento	Marca / Modelo	Estado Inicial	Evaluación y Mejoras Realizadas
Simulador Solar (Flasher)	Eternal Sun Spire TCLF	Operativo (Clase AAA+)	Se verificó la uniformidad de la luz mediante la celda de referencia Rera Solutions RR-1018 . Se validó su uso para la Fase II de desempeño.
Trazador de curvas I-V	H.A.L.M. cetisPV-Outdoortest	Inoperativo por falta de documentación técnica.	Se realizó un levantamiento de componentes (batería Q-BAT) y se desarrolló un instructivo de uso original para habilitar la medición en terreno.
Cámara Fotográfica (EL)	Nikon D750	Operativa (Con lente Tokina 17-35mm)	Se detectó necesidad de limpieza óptica. Se utilizó el kit Tycka para mantenimiento y se configuró para capturas de larga exposición en Electroluminiscencia.

Cámara Térmica	Bosch MIC-9502-Z30BVF	Funcional (Fija/Robusta)	Se verificó la conectividad vía Ethernet para la captura de datos en tiempo real y se calibraron los ángulos de visión para los módulos en testeo.
Equipo de Ensayos UV	Eternal Sun UV150200	Operativo	Verificación de los tubos fluorescentes para asegurar la radiación simétrica requerida por la norma IEC 61215.
Anemómetro de hilo	PCE PCE-423	Operativo (Incompleto)	Se identificó falta de componentes en el estuche, pero se validó su precisión para medir condiciones de viento en pruebas <i>outdoor</i> .

Este laboratorio fue diseñado e implementado en el marco de un proyecto FONDEF ID21I10424 y [35] permite estudiar módulos en operación normal y con fallas inducidas.

Entre sus equipos destacan:

- **Trazador de curvas I-V** (CetisPV-Outdoortest)
- **Estación meteorológica RSR100** con sensores de radiación, temperatura, humedad, viento y presión
- **Cámaras termográficas:** fija (Bosch MIC612) y manual (Fluke TI400)
- **Sensores eléctricos** (voltaje, corriente, temperatura)
- **Drone térmico**, cámara visual y módulos con fallas inducidas (vidrios rotos, soiling natural y artificial).

Además, este laboratorio permite realizar pruebas de acondicionamiento UV conforme con la norma IEC 61215, controlando la temperatura y exposición a radiación

UV en un entorno aislado. El equipo principal es el UV150200 de Eternal Sun, el cual irradia los módulos por ambos lados mediante tubos fluorescentes, simulando condiciones ambientales extremas para estudiar degradación acelerada de materiales y encapsulantes.

Como complemento a los ensayos de degradación, también cuenta con un simulador solar indoor tipo flasher marca Eternalsun Spire, modelo TCLF, que permite realizar mediciones precisas de curvas IV bajo condiciones controladas de temperatura e irradiancia. Este equipo opera bajo el estándar de AM 1.5 G y cumple con la clase AAA+ (espectral, espacial y temporal) según la norma ASTM G173. Las mediciones pueden realizarse tanto en condiciones estándar como en situaciones fuera de la norma, permitiendo una caracterización avanzada de los módulos en laboratorio [36].

3.1.1 Instrumentación y montaje óptico

Dado que la emisión de electroluminiscencia en el silicio es débil y se sitúa fuera del espectro visible, se utilizó una cámara Nikon profesional en la siguiente Tabla 11 se muestran las especificaciones de la cámara.

Tabla 11 Especificaciones de la Cámara que se utilizó para EL

Marca	Nikon
Modelo	D750
Modificación	Sin sensor de filtro IR
Lente	Lente marca Tokina ATX-PRO 17-35 (mm) f/4. Filtro pasa-largo de entre 850-950 (nm)
Características principales	Cuenta con un disparador remoto compatible que funciona a una distancia de al menos 1.5 (m)
	Cámara profesional de alta definición, habilitada para capturas en escala de grises y formato RAW.
	Sensor del material sensible a frecuencias IR que están dentro de la respuesta espectral del material del módulo.
	Idealmente, contar con un lente gran angular para que en espacios reducidos se pueda observar todo el modulo

La Figura 10 presenta el montaje experimental utilizado para las inspecciones de laboratorio. Esta figura es fundamental para el informe, ya que proporciona una validación visual del protocolo de montaje experimental detallado anteriormente. En ella, se observa una cámara réflex digital montada sobre un trípode Manfrotto, configurada para capturar la superficie completa del panel solar fotovoltaico visible al fondo. Esta disposición de laboratorio ilustra la necesidad técnica de contar con la óptica adecuada (lente gran angular), tal como se mencionó anteriormente, para garantizar un encuadre completo del módulo dentro de espacios reducidos. Además, la figura muestra los componentes clave del sistema y la interfaz de visualización en la cámara, permitiendo al revisor verificar la escala y la alineación física del experimento, aportando transparencia y rigor técnico a la metodología experimental presentada en los diagramas de flujo a continuación.



Figura 10 Montaje de EL

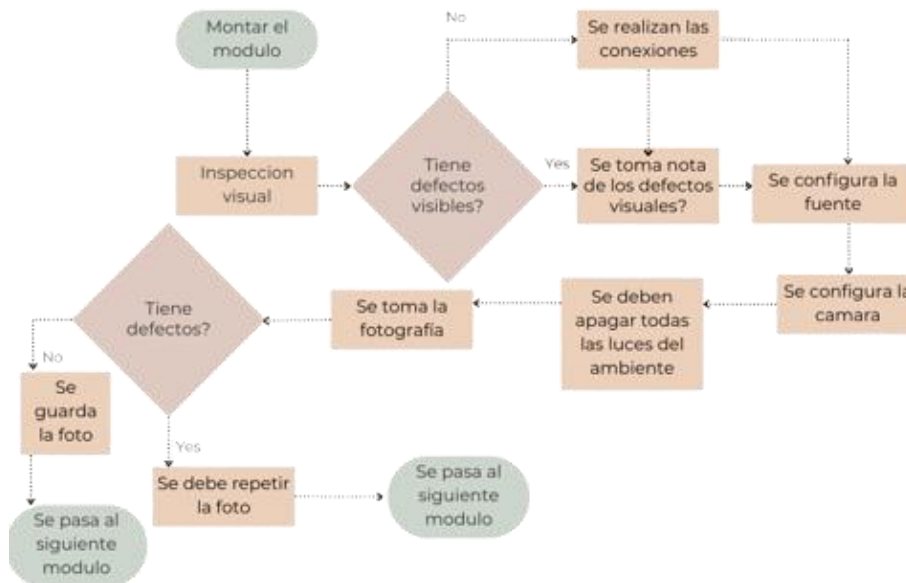


Figura 11 Diagrama de flujo de electroluminiscencia

3.2 Hallazgos de la caracterización inicial

Tras aplicar el procedimiento descrito, se identificaron diversos estados de degradación en la muestra:

- Módulos con integridad física: La gran mayoría de la muestra presentó un estado de conservación óptimo, sin presencia de grietas visibles, delaminaciones ni snail tracks. Este grupo avanzó de manera regular en el protocolo de clasificación.
- Módulo con falla crítica estructural: Se identificó un módulo con el vidrio templado frontal completamente fracturado. Según la norma IEC 61215-1, este daño es un criterio de rechazo inmediato por seguridad.

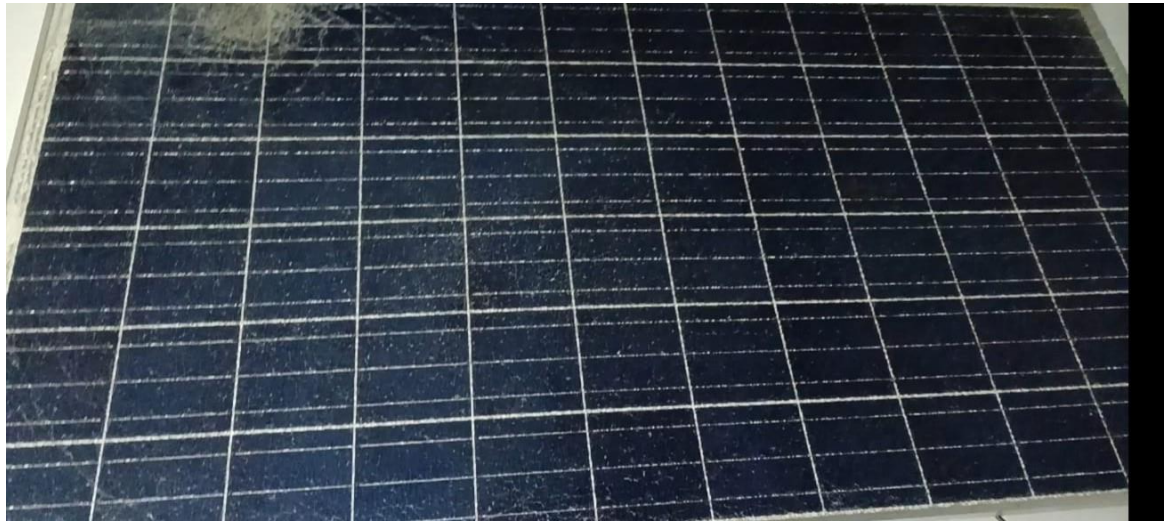


Figura 12 Modulo con vidrio templado fracturado

Nota de investigación: A pesar de la falla visual crítica Figura 12, se decidió a esta unidad a la secuencia completa de ensayos (Fase 1 y Fase 2). El objetivo de esta decisión es estudiar el comportamiento eléctrico y térmico de un módulo con daño estructural catastrófico, utilizándolo como punto de referencia para validar la sensibilidad de las técnicas de electroluminiscencia, termografía. Esto permite cuantificar el impacto real de la rotura del vidrio en parámetros como la resistencia de aislamiento y la potencia máxima.

3.2.1 Valor referencial de los módulos utilizados

Con el objetivo de establecer un marco de viabilidad para el estudio, se determinó el valor económico referencial de los módulos en el mercado secundario. El objetivo específico de este análisis es definir el techo presupuestario para el protocolo de ensayos, para que la reutilización sea competitiva, el costo del diagnostico no debe erosionar el margen de ahorro que representa adquirir un modulo usado frente a uno nuevo.

La información de referencia fue obtenida a partir de fuentes del mercado internacional [37], considerando un valor promedio de 0,095 USD/Wp para

módulos usados. A continuación, se presenta la Tabla 12 con los valores estimado unitario y total para los módulos utilizados en esta memoria.

Tabla 12 Valoración económica estimada de los módulos en estudio

Marca	Potencia nominal	Precio estimado por Wp (USD)	Precio estimado por módulo (USD)	Valor estimado total (USD)
Risen	270 Wp	0,095	25,65	513
AstroEnergy	310 Wp	0,095	29,45	589

La importancia de estos valores radica en la relación Costo de la prueba / Valor del activo. Al identificar que el valor residual de los módulos oscila entre los 25 y 30 USD, se justifica técnicamente la selección de herramientas de bajo costo (como la termografía portátil y el uso del filtro para la electroluminiscencia). Un protocolo basado exclusivamente en equipos de laboratorio de alta complejidad superaría el valor de mercado del módulo, invalidando el modelo de negocio de la segunda vida fotovoltaica.

3.3 Procesamiento automatizado de datos

El procesamiento de la información se estructuró en seis etapas automatizadas mediante un script desarrollado en lenguaje Python. Este enfoque garantiza la repetibilidad del estudio y la precisión en el manejo masivo de los registros provenientes de los 14 módulos evaluados:

1. Adquisición y filtrado dinámico: El algoritmo identifica y extrae automáticamente los datos de los reportes brutos del simulador solar (archivos CSV con prefijo “AER”). Se omiten los encabezados técnicos para procesar

exclusivamente la matriz de voltaje, corriente y potencia, eliminando valores nulos o erráticos al inicio del pulso para asegurar la integridad de la muestra.

2. Estandarización por técnica de binning: Dado que la densidad de puntos en los barridos de voltaje varía entre mediciones, se definió un dominio común dividido en 500 intervalos (*bins*). Se calculó el promedio aritmético de corriente y potencia para cada intervalo, obteniendo curvas suavizadas que representan fielmente el comportamiento eléctrico por cada nivel de irradiancia.
3. Visualización y normalización de escalas: Para facilitar la comparación visual entre módulos con distinto grado de deterioro, se fijaron escalas globales (Voltaje: 0-55V, Corriente: 0-12A). Esto permite que la degradación sea perceptible como una reducción del área bajo la curva y un desplazamiento de la “rodilla” del gráfico respecto a los valores de referencia.
4. Cálculo automatizado de indicadores STC: El sistema determina automáticamente los valores críticos de $P_{\max}$, V_{oc} , I_{sc} y el *Fill Factor* (FF). Este último se utiliza como el principal indicador de la calidad de la unión p-n y de la influencia de la resistencia serie interna en los módulos de segunda vida.
5. Análisis de rendimiento relativo R_{rel} : se evaluó la linealidad del dispositivo siguiendo el protocolo de ensayo MQT 07 de la norma IEC 61215-2. Se estableció un umbral crítico del 18% de la potencia nominal bajo una irradiancia de 200 W/m². Este valor corresponde a una eficiencia relativa mínima del 90% respecto a STC (1000 W/m²), criterio de aceptación estándar para considerar que el módulo mantiene una resistencia shunt (R_{sh}) saludable y es apto para aplicaciones de segunda vida [24] [18].
6. Validación y clasificación final: Se verificó que el voltaje en el punto de máxima potencia V_{mpp} se mantuviera sobre el 90% de su valor nominal a baja irradiancia para asegurar la compatibilidad con seguidores MPPT. Finalmente, el algoritmo contrasta los resultados con los datos de placa del fabricante (310W

o 270W) para calcular la potencia remanente y clasificar el módulo según su estado de salud.

3.4 Diseño y construcción de la plataforma para termografía

Para la evaluación térmica d los módulos fotovoltaico se diseñó y construyó una estructura de soporte que permitió su orientación hacia el norte con una inclinación de 30°, cumpliendo con los requisitos de [38]. La estructura fue fabricada en el taller metalmecánico del departamento de ingeniería civil mecánica Figura 13 y Figura 14.

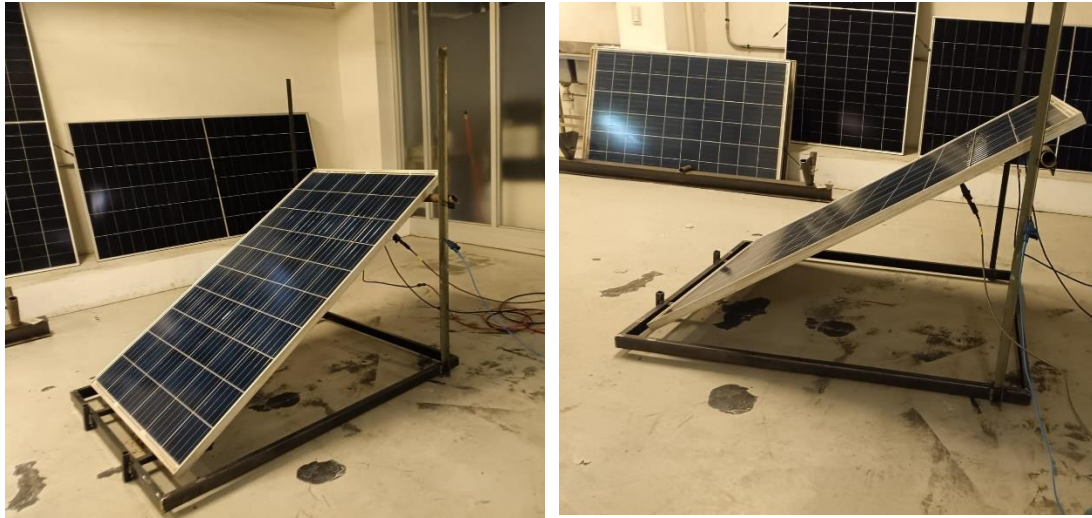


Figura 13 Estructura para la realización de las pruebas



Figura 14 Realización de estructura en el taller metalmecánico de la USM

3.4.1 Procedimiento operativo y condiciones de ensayo

El protocolo de termografía se basó en el procedimiento de referencia [29], el cual establece que para la detección de defectos, las mediciones deben realizarse preferentemente en condición de cortocircuito “ I_{sc} ”. Por lo tanto, la mayoría de los módulos fotovoltaicos de la muestra fueron ensayados bajo esta configuración, maximizando el flujo de corriente a través de las celdas para facilitar la identificación de puntos calientes provocados por resistencias internas.

Complementariamente, para un subconjunto específico de módulos, se realizó una evaluación térmica preliminar utilizando una carga electrónica programable para controlar la corriente extraída y situar al módulo en su punto de máxima potencia “ P_{max} ”. Esto permitió comparar el comportamiento térmico en condiciones de operación real simulada versus la condición de estrés en cortocircuito.

Las mediciones se efectuaron bajo condiciones ambientales controladas y estables:

- Irradiancia: Mínima de 600 W/m^2 .

- Velocidad del viento: Inferior a 28 km/h para evitar el enfriamiento por convección forzada que pudiera enmascarar anomalías.
- Preparación: Limpieza previa de la cara frontal para eliminar suciedad o partículas que generen emisividades erróneas.

3.4.2 Montaje experimental

Para la captura radiométrica se seleccionó la cámara termográfica Fluke Ti400. Este equipo fue elegido por su alta sensibilidad térmica ($\leq 50\text{mK}$) y su capacidad de ajuste manual de nivel, lo que permite resaltar gradientes térmicos sutiles en la superficie del módulo. En la Tabla 13 se presentan las especificaciones técnicas de la cámara.

Tabla 13 Especificaciones técnicas de la cámara Fluke

Marca	Fluke
Modelo	TI 400 9HZ
Resolución térmica (píxeles)	320x240
Rango de temperatura	-20 a 1200 °C
Precisión	$\pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$ o 2% (la mayor de ambas)
Sensibilidad térmica	50 mK a una temperatura de 30 °C
Longitud de onda cámara	7,5 a 14 μm
Tipo de Cámara	Manual
Corrección manual de nivel de spam	Sí
GPS	No
Modo de fusión	Sí
Imágenes dinámicas multiespectrales	No

En análisis de las imágenes se realizó manteniendo un ángulo de observación cercano a los 90° (Figura 15) para minimizar reflexiones. Los criterios de evaluación de la severidad térmica se definieron mediante el gradiente de temperatura entre la celda afectada y el promedio del módulo:

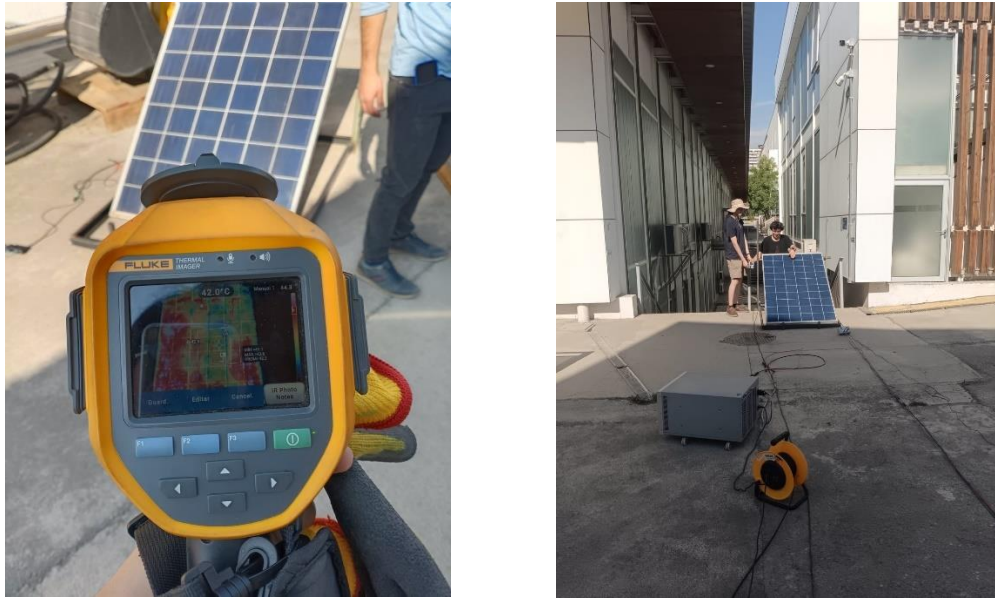


Figura 15 Montaje experimental de termografía

- Aceptable: $\Delta T < 10\text{C}^\circ$.
- Observable: $10\text{C}^\circ \leq \Delta T < 20\text{C}^\circ$ (requiere monitoreo)
- Crítico (Hotspot): $\Delta T \geq 20\text{C}^\circ$ (riesgo de daño permanente o incendio)

3.4.3 Configuración de la excitación eléctrica para termografía infrarroja

Para la evaluación térmica en condiciones controladas de laboratorio, se utilizó una fuente de corriente continua programable configurada para suministrar la corriente de cortocircuito nominal del módulo. Esta excitación eléctrica permite que las celdas disipen energía mediante el efecto Joule, facilitando la detección de anomalías térmicas y puntos calientes (hotspots). El uso de la fuente garantiza un flujo de corriente estable y uniforme a través de todo el laminado, permitiendo una captura de imágenes

infrarrojas precisa para identificar defectos en las interconexiones o resistencias shunt, sin comprometer la integridad térmica del dispositivo.

3.5 Diseño y ejecución de las pruebas MQT02 y MQT07

Para la caracterización eléctrica de los módulos fotovoltaicos se realizaron los ensayos de determinación de máxima potencia y medición de las características I-V, según los procedimientos establecidos en la norma IEC 61215-2:2021. Ambos ensayos se llevaron a cabo con el propósito de determinar los parámetros eléctricos principales de cada módulo y evaluar su comportamiento bajo condiciones controladas de irradiancia y temperatura.

3.5.1 Instrumentación y condiciones de contorno

Las mediciones se efectuaron en el laboratorio utilizando un simulador solar tipo flasher de clase AAA, el cual garantiza una excelente concordancia espectral, uniformidad espacial de la irradiancia y estabilidad temporal del pulso de luz, conforme a la IEC 60904-9.

Las condiciones de ensayo se definieron de la siguiente manera:

- Rango de irradiancia: Barridos escalonados desde 200 W/m² hasta 1000 W/m².
- Temperatura de celda: Mantenido a 25°C mediante estabilización térmica previa.
- Corrección de datos: En caso donde la temperatura real difirió de la nominal, se aplicaron los procedimientos de traslación de curvas según la norma IEC 60981, asegurando la comparabilidad técnica de los resultados.

3.5.2 Procedimiento de medición

El proceso de captura se automatizó para reducir errores de manipulación, asegurando que el pulso de luz capturara la curva I-V completa (desde V_{OC} hasta I_{sc}). El uso de un

sensor de referencia de la misma tecnología que los módulos ensayados permitió reducir drásticamente la incertidumbre por desajuste espectral.

3.6 Análisis de resistencia de aislación

El objetivo de este análisis es verificar la integridad del aislamiento galvánico entre las partes activas del módulo (celdas e interconexiones) y las superficies conductoras expuestas (marco de aluminio y superficie del vidrio). Este ensayo es de vital importancia para módulos de segunda vida, ya que el desgaste mecánico, la degradación del *backsheet* o fracturas en el vidrio pueden comprometer la seguridad eléctrica del sistema y de los operarios.

3.6.1 Procedimiento y parámetros de prueba

El ensayo se realizó aplicando una tensión continua entre los terminales del módulo cortocircuitados y el marco de aluminio puesto a tierra. Según la normativa IEC 61215-2, el procedimiento se divide en:

1. Ensayo de rigidez dieléctrica: Se aplica una tensión de $1000\text{ V} + 2 * V_{\text{sys}}$ para detectar posibles arcos eléctricos o rupturas del dieléctrico.
2. Resistencia de aislamiento R_{iso} : Se mide la resistencia óhmica tras la estabilización de la corriente de fuga.

Para que un módulo sea clasificado como apto, la resistencia de aislamiento corregida por el área del modulo debe cumplir con el siguiente criterio de aceptación:

$$R_{\text{iso}} * A \geq 40\text{ M}\Omega * \text{m}^2$$

3.6.2 Relevancia en el caso de estudio (modulo con vidrio roto)

Para el modulo identificado con falla estructural (vidrio fracturado), este ensayo es determinante. La rotura del vidrio templado actúa como un puente de baja impedancia hacia las celdas, especialmente bajo condiciones de humedad. Se espera que esta

unidad presente una R_{iso} significativamente inferior al umbral normativo, validando la inspección visual como un indicador preventivo de falla de aislamiento.

4. Resultados y discusión

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de la campaña de mediciones. El análisis se centra en la comparación de parámetros eléctricos, integridad física y seguridad de los módulos fotovoltaicos bajo estudio.

Para una revisión exhaustiva de las capturas de electroluminiscencia y los mapas térmicos de cada unidad evaluada, remitirse al Anexo 4 (Caracterización de Electroluminiscencia) y al Anexo 3 (Ensayos de Termografía Infrarroja), donde se detalla la evidencia gráfica que sustenta el análisis de fallas presentado en este capítulo.

4.1.1 Caracterización de los módulos

Para el desarrollo experimental se seleccionaron 12 módulos Tabla 14 fotovoltaicos en condición usada, provenientes de una planta en operación desde el año 2016 hasta 2025, los cuales fueron retirados de servicio debido a un proceso de repotenciación del sistema.

Los modelos en estudio corresponden:

- AstroEnergy CHSM6612P-310: Módulos policristalinos de 72 celdas con 310 Wp [39].
- Risen RSM60-6-270P: Módulos policristalinos de 60 celdas con 270 Wp [33].

Cada módulo fue identificado de manera única utilizando los últimos cuatro dígitos del código de barras asignado por el fabricante, lo que permitió asegurar su trazabilidad a lo largo de todo el proceso de ensayo.

Tabla 14 Caracterización de los módulos

Código del Módulo	Marca	Modelo	Pmax (W)	Voc (V)	Isc (A)	Vmpp (V)	Impp (A)

0279	AstroEnergy	CHSM6612P-310	310	45.42	8.99	35.8	8.68
1529	AstroEnergy	CHSM6612P-310	310	45.42	8.99	35.8	8.68
4640	AstroEnergy	CHSM6612P-310	310	45.42	8.99	35.8	8.68
1293	AstroEnergy	CHSM6612P-310	310	45.42	8.99	35.8	8.68
2679	AstroEnergy	CHSM6612P-310	310	45.42	8.99	35.8	8.68
6151	Risen	RSM60-6-270P	270	38.2	9.2	31.2	8.66
2099	Risen	RSM60-6-270P	270	38.2	9.2	31.2	8.66
8389	Risen	RSM60-6-270P	270	38.2	9.2	31.2	8.66
0078	Risen	RSM60-6-270P	270	38.2	9.2	31.2	8.66
6219	Risen	RSM60-6-270P	270	38.2	9.2	31.2	8.66
5373*	Risen	RSM60-6-270P	270	38.2	9.2	31.2	8.66
9864*	Risen	RSM60-6-270P	270	38.2	9.2	31.2	8.66

4.2 Justificación de rangos

Respecto a la definición de los umbrales de salud, es pertinente señalar que la totalidad de los módulos evaluados como aptos presentan un $S_{OH} > 93\%$. Si bien la literatura especializada suele situar el inicio de la segunda vida útil en torno al 80% —punto donde expiran las garantías de potencia de los fabricantes—, la discrepancia observada en este estudio se justifica por el origen de la muestra. Los activos analizados provienen de procesos de repotenciación técnica (repowering) ejecutados entre 2024 y 2025, motivados por la actualización hacia tecnologías de mayor densidad energética y no por el agotamiento de la vida útil por degradación natural. Esta condición permite identificar y caracterizar un nicho de 'Segunda Vida Premium', donde los módulos no operan bajo criterios de desecho recuperado, sino como activos de alto rendimiento con una degradación mínima, maximizando la confiabilidad del sistema de destino y prolongando significativamente el retorno de inversión en proyectos de economía circular.

4.2 Caracterización eléctrica general

Se realizó la caracterización de 14 módulos utilizando un simulador solar de pulso largo “Flasher” clase AAA. En la siguiente Tabla 15 se detallan los parámetros eléctricos medidos en condiciones estándar (1000 W/m^2 , 25°C).

Tabla 15 Resumen de parámetros eléctricos en STC

ID Módulo	Marca	Pmax [W]	Voc [V]	Salud [%]	Resultado del Protocolo
201293	AstroEnergy	312.31	45.33	100.7%	Apto - Clase A
04640	AstroEnergy	298.05	45.03	96.2%	Apto - Clase A
203139	AstroEnergy	297.79	45.01	96.1%	Apto - Clase A
00279	AstroEnergy	295.47	45.16	95.3%	Apto - Clase A

02679	AstroEnergy	289.54	45.14	93.4%	Apto - Clase B
22099	Risen	256.88	37.64	95.1%	Apto - Clase A
16151	Risen	255.62	37.59	94.7%	Apto - Clase A
26219	Risen	255.60	37.56	94.7%	Apto - Clase A
28389	Risen	255.14	37.65	94.5%	Apto - Clase A
30078	Risen	255.06	37.65	94.5%	Apto - Clase A
29864	Risen	252.29	37.53	93.4%	Rechazado-sin diodo
30056	Risen	251.33	37.63	93.1%	Apto - Clase B
01529	AstroEnergy	---	---	---	Daño Físico (Roto)
25373	Risen	---	---	---	Rechazado - Daño Físico (Roto)

4.4 Discusión de hallazgos críticos

4.4.1 Módulos con $S_{OH} > 100\%$ (caso modulo 201293)

Es notable que el módulo 201293 presente un estado superior al valor nominal de la placa (100,7%). Este fenómeno no representa un error de medición, sino que explica por la tolerancia positiva de fabricación (típicamente entre 0 y +5W). Esto demuestra que, a pesar de los años de operación, la degradación ha sido baja que el módulo aún rinde por sobre su valor de etiqueta comercial.

4.4 Análisis de integridad física y criterios de seguridad experimental

Tras la inspección visual y la caracterización inicial, se identificaron dos casos que requirieron un manejo diferenciado dentro del protocolo, priorizando la seguridad del equipamiento de laboratorio y la obtención de datos diagnósticos específicos.

4.5.1 Gestión de riesgo preventivo modulo 01529

Como se observa en la Tabla 15 de los módulos 01529 fue el único de la muestra total que no fue sometido al simulador solar. Ya que al momento de la inspección visual, se detectaron fracturas profundas en el vidrio templado que comprometían la rigidez estructural del laminado, por lo que se decidió omitir el ensayo de flasher para actuar de forma preventiva y proteger la integridad del simulador clase AAA. Someter un modulo con el vidrio en ese estado a pulsos de alta intensidad representa un riesgo de arco eléctrico y desprendimiento de partículas que podría dañar los sensores ópticos y la carga electrónica del equipo. Por lo tanto, su evaluación en este protocolo se limitó a la integridad mecánica y seguridad de aislación.

Como alternativa diagnostica, se realizó la medición de la curva I-V en condiciones exterior. Esta prueba permitió caracterizar el comportamiento eléctrico del módulo bajo radiación solar natural, eliminando el riesgo para el equipamiento de precisión del laboratorio como se muestra en Figura 16.

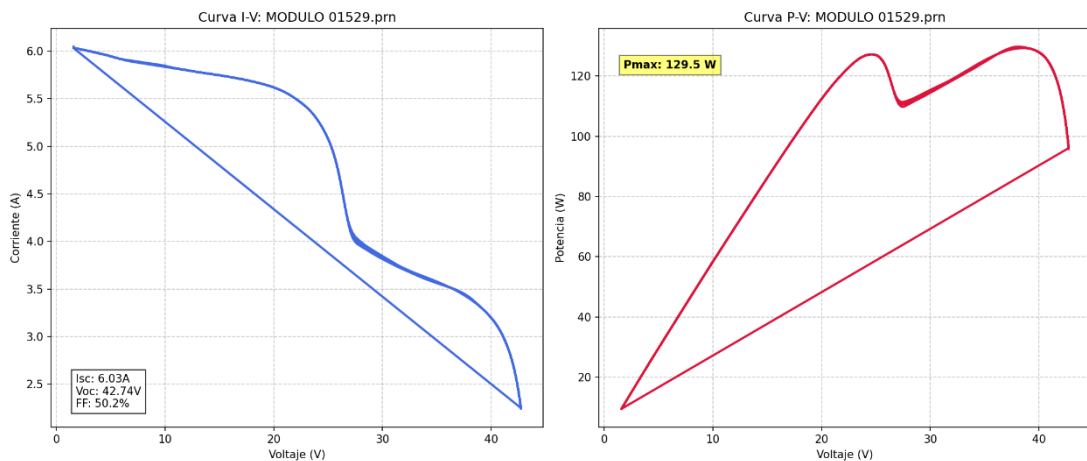


Figura 16 Curva I-V del modulo 1529

La Figura 16 ilustra la caracterización eléctrica del módulo 01529, realizada mediante un trazador I-V portátil debido a la imposibilidad de someter la unidad a ensayos indoor por riesgos de desprendimiento de vidrio (seguridad mecánica). Los resultados obtenidos permiten validar el estado de degradación crítica del activo; los marcados escalones en la curva I-V evidencian fenómenos de mismatch y fallas de interconexión interna provocados por la rotura del laminado. De esta manera, el ensayo confirma que el daño físico detectado visualmente se traduce en una pérdida severa de la linealidad eléctrica, justificando técnicamente su clasificación como Fuera de Rango, incluso bajo condiciones de radiación real.

4.5.2 Validación dl protocolo mediante inyección de falla modulo 29864

A diferencia del caso anterior, el módulo 29864 sí fue sometido al simulador solar, pero bajo una condición experimental controlada: se le removió intencionalmente uno de sus diodos de bypass. El propósito de esta manipulación fue validar la sensibilidad del protocolo para detectar fallas internas no visibles. Los resultados preliminares arrojaron las siguientes conclusiones:

- **Detección Eléctrica:** Como se evidencia en la Figura 17, la inyección de una falla por ausencia de diodo de bypass produce una alteración morfológica detectable en la curva I-V. A pesar de que el módulo mantiene su capacidad de entrega de potencia, el procesamiento de los datos mediante el algoritmo en python permite identificar una deformación en el "codo" de la curva y una caída en el factor de forma.

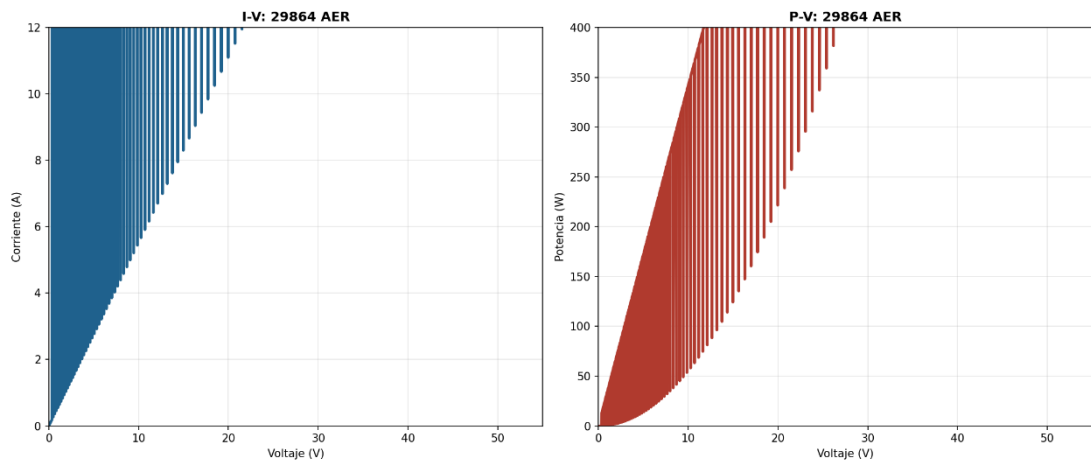


Figura 17 Curva I-V del modulo 29864

- **Efecto Térmico:** La Figura 18 muestra que, bajo condiciones de irradiancia uniforme, el módulo presenta una distribución térmica homogénea, sin presencia de hotspots visibles pese a la falla eléctrica existente. Esto ratifica que la termografía, aunque útil, es una herramienta de carácter reactivo que solo detecta el problema cuando existe un desajuste (sombreado). Por el contrario, el trazador de curvas I-V se valida como la herramienta de diagnóstico preventiva definitiva, ya que permite identificar la ausencia de protecciones operativas que podrían derivar en puntos calientes críticos durante la operación real en terreno.

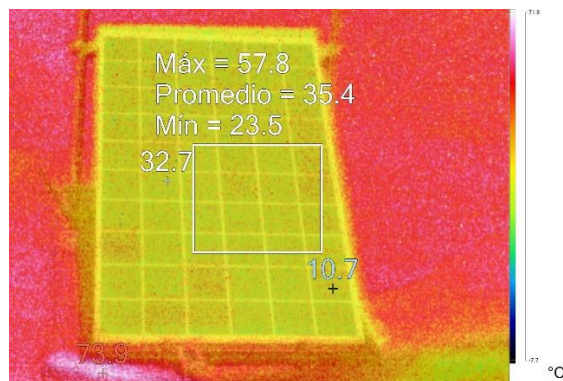


Figura 18 Termografía del módulo 29864

4.5 Análisis de degradación de potencia y salud del inventario

Los ensayos realizados a los 12 módulos en el simulador solar revelaron un estado de conservación excepcional para componentes de segunda vida. Como se observa en la Tabla 16, la salud promedio del inventario es de 95,1%. En la industria fotovoltaica, se establece que un módulo ha llegado al final de su primera vida útil cuando su potencia cae por debajo del 80% de su valor nominal (límite inferior de la Clase C). El hecho de que el promedio se encuentre sobre el 94% indica que la degradación total acumulada tras el periodo de operación ha sido mínima, lo que sugiere una tasa de envejecimiento anual extremadamente baja y permite clasificar a la mayoría de estas unidades como "Premium" o Clase A. Este resultado valida la viabilidad técnica de reintegrar estos módulos en sistemas de alta exigencia, asegurando una vida útil remanente extendida. Un resultado de particular interés fue el módulo 201293, el cual registró una potencia de 312,31 W, equivalente a un 100,75% de su valor de placa original (310 W). Este fenómeno se explica por la tolerancia positiva de fabricación típica de módulos de alta gama. El hecho de que la unidad mantenga un rendimiento sobre el 100% sugiere que originalmente salió de fábrica con una potencia real cercana a los 320 W, demostrando que la pérdida de eficiencia ha sido casi imperceptible. Por otro lado, las unidades

clasificadas como Clase B (con un SOH situado entre el 90% y 93,9%), como los módulos 02679 y 30056, no presentan anomalías o deformaciones en sus curvas I-V, sino una reducción uniforme y leve de la corriente. Esto indica un envejecimiento natural por exposición ambiental y no fallas críticas, manteniéndolos como candidatos seguros para aplicaciones estándar. Finalmente, el protocolo permite la integración de módulos en el rango del 80% al 89,9% (Clase C), lo que fomenta la economía circular al rescatar activos que aún conservan estabilidad eléctrica para proyectos de baja exigencia.

4.6.1 Análisis de rendimiento de baja irradiancia

Para complementar el diagnóstico de salud, se evaluó el desempeño de los módulos ante condiciones de baja iluminación 200 W/m^2 . Este ensayo es crítico para determinar la calidad de la resistencia shunt, la cual tiende a degradarse en módulos usados debido a la formación de micro-fisuras o corrosión galvánica. Un valor de potencia relativa al 18% suele indicar fallas en la unión p-n de las celdas.

Tabla 16 Resultados de desempeño relativo a baja irradiancia

ID Módulo	P_{max} @ 1000 W/m ²	P_{max} @ 200 W/m ²	Rrel [%]	Resultado
00279	295.47 W	59.64 W	20.19%	Pasado
203139	297.79 W	59.12 W	19.85%	Pasado
4640	298.05 W	59.11 W	19.83%	Pasado
02679	289.54 W	57.41 W	19.83%	Pasado
201293	312.31 W	61.45 W	19.67%	Pasado
29864	252.29 W	49.20 W	19.50%	Pasado
30056	251.33 W	48.97 W	19.48%	Pasado
22099	256.88 W	49.37 W	19.22%	Pasado

16151	255.62 W	---	N/A	Sin registro 200W
26219	255.60 W	---	N/A	Sin registro 200W
28389	255.14 W	---	N/A	Sin registro 200W
30078	255.06 W	---	N/A	Sin registro 200W
01529	---	---	N/A	Excluido (Roto)
25373	---	---	N/A	Excluido (Baja)

Como se observa en la Tabla 16, el promedio de R_{rel} para los módulos caracterizados es del 19,7%, situándose muy cerca del valor teórico ideal.

El hecho de que todas las unidades superen el umbral del 18% confirma que la resistencia shunt se mantiene en niveles óptimos. Esto significa que los módulos o presentan caminos de conducción parásitos significativos, lo que garantiza que el sistema fotovoltaico comenzará a inyectar energía de manera eficiente en las primeras horas de la mañana o en días de alta nubosidad.

Para los módulos 16151, 28389 y 30078, no se dispone de registros de caracterización a baja irradiancia (200 W/m^2). Es importante aclarar que esta ausencia no constituye una omisión del protocolo de testeo, sino que debió estrictamente a problemas técnicos de exportación de datos desde el simulador solar (flasher) hacia el sistema de adquisición. No obstante, la salud estructural y eléctrica de estas unidades fue validada satisfactoriamente mediante el análisis del fill factor y la potencia medida en condiciones STC, situándose todas dentro de los parámetros de la clase A.

4.6.2 Ensayos de seguridad: Resistencia de aislación

Para garantizar que los módulos de segunda vida son seguros para el contacto humano y no presenten riesgos de fuga eléctrica hacia la estructura, se realizó el ensayo de resistencia de aislación utilizando un megohmetro. El ensayo se basó en los criterios de la norma IEC 61215-2, aplicando una tensión continua para medir oposición al paso de corriente entre los terminales del módulo y su marco de aluminio.

En la siguiente tabla se muestran los valores registrados tras un y dos minutos de aplicación de tensión.

Tabla 17 Resultado del ensayo de resistencia de aislación

ID Módulo	Voltaje Aplicado [V]	Riso (1 min)	Riso (2 min)	Resultado
00279	516	> 2.000 TΩ	> 2.000 TΩ	Cumple
28389	1027	34,47 GΩ	45,4 GΩ	Cumple
26219	1027	> 4 TΩ	> 4 TΩ	Cumple
30078	1027	37 GΩ	44,8 GΩ	Cumple
16151	1027	2,016 TΩ	2,534 TΩ	Cumple
22099	1027	50,4 GΩ	61,6 GΩ	Cumple
01529	1027	> 4 TΩ	> 4 TΩ	Cumple*
02679	1027	> 4 TΩ	> 4 TΩ	Cumple
201293	1027	601 GΩ	632 GΩ	Cumple**
04640	1027	30,91 GΩ	40,5 GΩ	Cumple
203139	1027	> 4 TΩ	> 4 TΩ	Cumple
29864	1027	> 4 TΩ	> 4 TΩ	Cumple
30056	1027	9,26 GΩ	2,23 TΩ	Cumple

De acuerdo con los estándares internacionales, para un módulo de esta área, el límite mínimo de aceptación suele situarse en el orden de los 40 M OHM. Los resultados obtenidos superan este límite por varios órdenes de magnitud, lo que permite concluir que a pesar del envejecimiento térmico y ambiental, la capa aislante de backsheet y el sellado de la caja de conexiones mantienen sus propiedades dieléctricas, impidiendo fugas de corriente. Es notable que el módulo que tiene el vidrio fracturado presente una resistencia de aislación superior a los 4Tohm. Esto indica que, en condiciones secas de laboratorio, el aire y la resina EV aún proveen aislamiento. Sin embargo, como se determinó en el protocolo sigue siendo no apto para instalación exterior, ya que la humedad ambiental o la lluvia penetraría las grietas, reduciendo drásticamente esta resistencia y creando un riesgo de electrocución.

Además, se observó una resistencia variable que aumenta con los segundos. Este es un fenómeno común de corriente de absorción dieléctrica, donde el material aislante se polariza lentamente bajo el campo eléctrico aplicado.

4.6 Análisis termográfico: Comparativa de metodologías

La termografía infrarroja se utilizó como herramienta de diagnóstico no destructivo para identificar anomalías térmicas. Se aplicaron dos metodologías de carga para evaluar la sensibilidad del protocolo en la detección de fallas:

4.6.1 Ensayos bajo corriente de cortocircuito

Para esta prueba, se conectaron los terminales del módulo directamente bajo radiación solar constante ($\geq 600 \text{ W/m}^2$). Al operar bajo la corriente de corto circuito se ven sometidas al flujo máximo de electrones, lo que excita cualquier resistencia de contacto o defecto interno en la unión p-n.

- Hallazgos: Bajo esta metodología se logró la detección temprana de puntos calientes latentes que no eran visibles en estado de reposo. El estrés por corriente máxima resultó ideal para identificar defectos críticos de derivación,

ya que la disipación de calor se concentra en las zonas de mayor degradación del silicio.

- Limitación: Si bien es altamente sensible para detectar fallas de seguridad, representa una condición de estrés galvánico superior a la operación nominal, lo que podría sobreestimar la severidad de ciertos gradientes térmicos.

El análisis del modulo 1529 bajo la condición de cortocircuito permitió identificar una anomalía térmica severa. Tal como se observa en la Figura 19, la fractura estructural del vidrio actúa como un foco de concentración de calor, generando un gradiente térmico que superar los umbrales de seguridad y valida el criterio de rechazo.

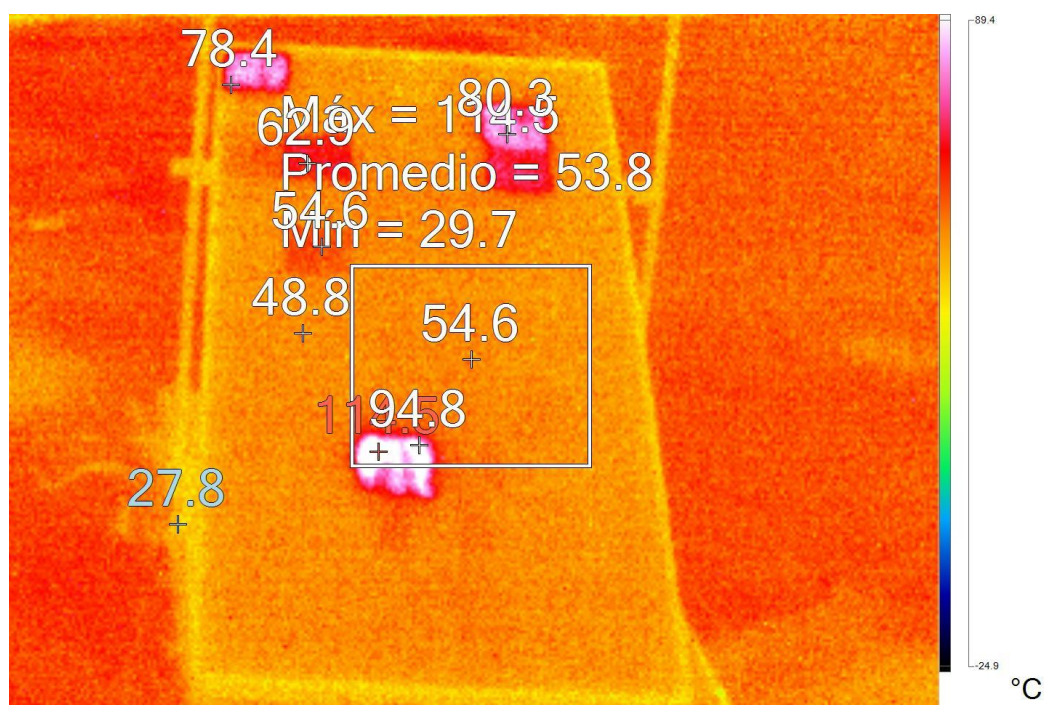


Figura 19 Hotspot que se visualizó en el modulo 1529

Esta Figura 19 evidencia como la rotura del vidrio templado no solo compromete la integridad mecánica, sino que altera la disipación térmica del laminado, provocando puntos calientes que pueden derivar en arcos eléctricos o procesos de combustión interna del encapsulante bajo condiciones de irradiancia real.

4.6.2 Ensayos bajo carga electrónica

Siguiendo la norma IEC 61215, se operó el módulo en su punto máximo de potencia, mediante una carga electrónica externa. Este ensayo replica la temperatura de trabajo real que tendría el panel en una instalación de segunda vida.

El perfil térmico obtenido fue más uniforme. Esta metodología permitió identificar pérdidas por efecto Joule en las cintas de interconexión que a veces quedan ocultas en la prueba de cortocircuito debido al ruido térmico general.

La comparación de ambos estados permitió determinar que los módulos con un S_{OH} superior al 94% mantienen una estabilidad térmica excelente, mientras que las unidades clase B mostraron gradientes sutiles ($3^{\circ}\text{C} - 5^{\circ}\text{C}$) que solo se activan bajo carga nominal.

4.7.3 Análisis de estabilidad térmica

El modulo 16151 se utilizó como unidad de control para validar el comportamiento de un activo premium. Como se observa en Figura 20 no se evidenciaron puntos calientes no anomalías en la distribución de calor en ninguna de las dos metodologías aplicadas.

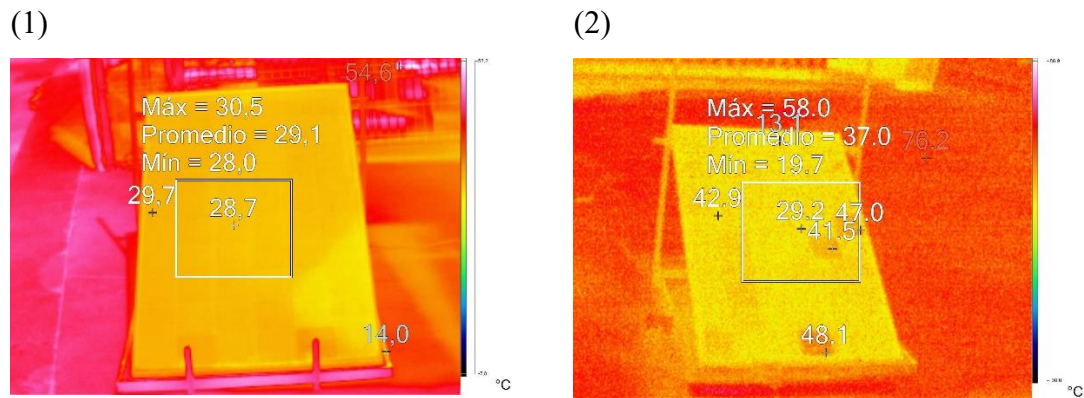


Figura 20 Termografía del módulo 16151 (1) realizado con carga electrónica y (2) con cortocircuito

Como se aprecia en la Figura 20 en la comparativa:

- En cortocircuito: El laminado presenta una homogeneidad térmica total. La ausencia de puntos brillantes indica que no existen celdas con resistencia de

derivación degradadas, permitiendo que la corriente fluya uniformemente por toda la superficie.

- Bajo carga electrónica: La definición clara y uniforme de las cintas de interconexión sin puntos de calor localizados confirma que las soldaduras no han sufrido fatiga mecánica significativa tras su primera vida operativa.

Este comportamiento ratifica que el modulo 16151 mantiene las propiedades térmicas de un comportamiento nuevo, garantizando una operación segura y eficiente en su vida útil.

4.7 Análisis de electroluminiscencia (EL)

El ensayo de electroluminiscencia funcionó como la “radiografía”, permitiendo visualizar defectos estructurales en las obleas de silicio que son invisibles al ojo humano y que no siempre generan una firma térmica inmediata.

4.7.1 Identificación de micro fisuras y zonas activas

A través de la EL, se identificaron patrones de degradación interna que explican los resultados eléctricos obtenidos:

- Se detectaron fracturas en forma de “telaraña” y marcas de caracol. Es fundamental destacar que varias de estas fisuras, aunque visibles en EL, no generaban puntos calientes en la termografía por carga, lo que posiciona a la EL como la herramienta de diagnóstico preventivo.
- Se identificaron fragmentos de celdas totalmente oscuros. Estas zonas coinciden con las áreas donde la termografía de cortocircuito mostró los mayores gradientes de temperatura, confirmando que la desconexión eléctrica parcial es la causa raíz de los hotspots.

En la siguiente Figura 21 se aprecian las anomalías mas importantes encontradas.

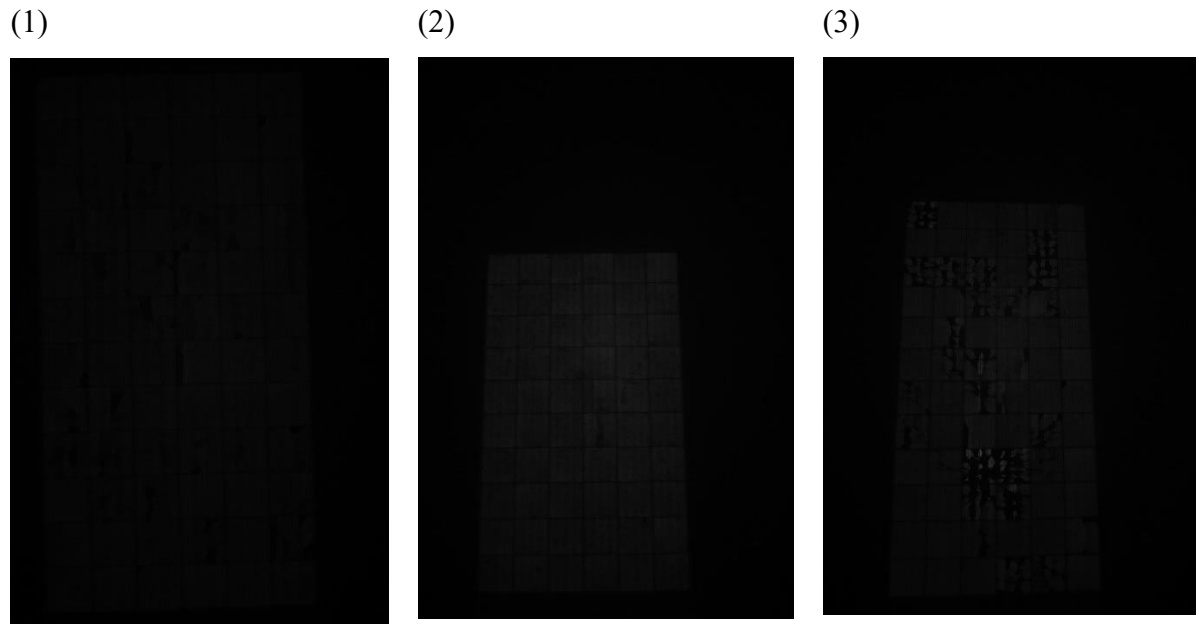


Figura 21 (1): modulo 02670 con microgrietas, (2): modulo 28389 microgrietas y (3): modulo 1529 con ruptura del vidrio templado

4.7.2 Correlación técnica EL vs Termografía

La integración de EL y la termografía permiten obtener un diagnóstico de salud de 360°, cerrado la brecha entre la seguridad operativa actual y la confiabilidad a largo plazo. Mientras que la termografía es eficaz para detectar fallas activas y riesgos inmediatos de incendio, la EL permite predecir la degradación futura y asegurar la calidad de los módulos de alta gama.

La complementariedad entre la electroluminiscencia (EL) y la termografía infrarroja permite realizar un diagnóstico integral de la integridad del módulo, vinculando la respuesta térmica con la salud estructural interna. Mientras que la termografía es eficaz para identificar anomalías térmicas activas, como puntos calientes generados por fallas en diodos o celdas en cortocircuito, la técnica de EL revela defectos estructurales latentes (microgrietas, roturas de busbars o zonas inactivas) que aún no disipan calor pero que comprometen la confiabilidad y la vida útil remanente del activo. Esta correlación técnica permite distinguir entre riesgos operativos inmediatos y procesos

de degradación acelerada a largo plazo. La complementariedad entre la electroluminiscencia (EL) y la termografía infrarroja permite realizar un diagnóstico integral de la integridad del módulo, vinculando la respuesta térmica con la salud estructural interna. Mientras que la termografía es eficaz para identificar anomalías térmicas activas (como puntos calientes generados por fallas en diodos o celdas en cortocircuito), la técnica de EL revela defectos estructurales latentes (microgrietas, roturas de busbars o zonas inactivas) que aún no disipan calor pero que comprometen la confiabilidad y la vida útil remanente del activo. Esta correlación técnica permite distinguir entre riesgos operativos inmediatos y procesos de degradación acelerada a largo plazo.

Uno de los puntos importantes para el protocolo es que la EL presenta una mayor sensibilidad diagnóstica que la termografía. Durante los ensayos, se observó que numerosas micro-fisuras y fracturas transversales detectadas en las imágenes de EL no presentaban un gradiente de temperatura significativo en la termografía por carga electrónica. Esto demuestra la existencia de “fallas latentes” las cuales son defectos que aun no afectan la resistencia serie del módulo lo suficiente como para generar calor, pero que bajo estrés mecánico o térmico terminaran desconectando partes de la celda. Para un módulo de clase A, la EL es el filtro definitivo que garantiza que el panel no fallará prematuramente a corto plazo.

Cuando una falla detectada en EL es lo suficientemente grave (celdas totalmente oscuras o fracturas que separan una sección de la celda), la termografía siempre mostró un punto caliente asociado. La EL permite mapear exactamente el área de la celda que esta desconectada, mientras que la termografía cuantifica el nivel de riesgo. Un punto caliente que supera los 20°C de diferencia respecto al resto del modulo y que coincide con una celda oscura es una señal de que el modulo debe ser degradado a clase B o descartado por riesgo de seguridad.

La correlación técnica permite establecer un criterio de predictibilidad:

- Aptitud clase A: Requiere una termografía uniforme y una imagen de EL con ausencia de fracturas que atraviesan los busbars. Esto asegura una vida útil remanente estable.
- Aptitud clase B: Módulos que presentan micro fisuras visibles en EL pero que aún tienen una firma térmica estable. Se consideran aptos para sistemas de baja exigencia, entendiendo que su degradación anual será más acelerada que la de un módulo clase A.

La termografía actúa como el ensayo de seguridad inmediata asegurando que el módulo no se incendie, mientras que la EL actúa como el ensayo de garantía de inversión, asegurando que el módulo mantendrá su generación durante el nuevo ciclo de vida propuesto.

5. Propuesta de protocolo y criterios de aceptación para segunda vida.

Basado en los resultados obtenidos y correlación de las distintas técnicas de ensayo, se propone el siguiente flujo de trabajo estandarizado para la certificación de módulos fotovoltaicos de segunda vida.

5.1 Flujo secuencial del protocolo

Para optimizar recursos, el protocolo se divide en tres fases críticas. Si un módulo falla en una fase inicial, no avanza a la siguiente.

1. Fase I: Es la etapa de descarte masivo y protección del laboratorio. Se busca asegurar que el módulo no represente un riesgo eléctrico ni mecánico.
 - Inspección visual: Descarte por rotura de vidrio, delaminación o corrosión severas.
 - Ensayo de resistencia de aislamiento: Validación dieléctrica ($R_{iso} > 40\text{Mohm}$). Es el paso “Go/ No-go”

primordial, si un módulo tiene fugas de corriente al marco, se descarta por seguridad.

2. Fase II: Aquí el trazador de curvas I-V outdoor es la herramienta clave para la certificación en terreno.

- Curva I-V outdoor: Permite una estimación rápida de la P_{max} y el SOH sin necesidad de trasladar el módulo a un laboratorio.
- Flasher STC: Reservado para validar la potencia con precisión de laboratorio en condiciones STC
 - Clase A: $SOH \geq 94\%$
 - Clase B: $90\% \leq SOH < 94\%$
 - Rechazado: $SOH < 90\%$
- Linealidad a baja irradiancia: Evaluación a 200 W/m^2 para asegurar que el panel funcionará correctamente en días con nubosidad.

3. Fase III: Diagnostico de alta resolución, es la fase final donde se asegura que el modulo no tiene fallas invisibles que reduzca su vida útil futura

- Termografía infrarroja: Identificación de puntos calientes activos ($\Delta T > 20^\circ\text{C}$) bajo condiciones de cortocircuito y carga.
- Electroluminiscencia: “Radiografía” de silicio para detectar micro-fisuras latentes que no son visibles con calor pero que restan vida útil.

En el Anexo 5 se muestra el protocolo más en detalle.

5.2 Justificación de la metodología outdoor

La integración de la caracterización outdoor mediante trazadores de curva I-V portátiles responde a una estrategia de mitigación de riesgos y optimización de recursos. Este enfoque se justifica por dos razones fundamentales:

- **Protección de activos críticos:** Como se evidenció con el módulo 01529, existen unidades que presentan daños estructurales (vidrio templado fracturado) que representan un riesgo de seguridad mecánica y eléctrica. Someter estos activos a un simulador solar de Clase AAA en condiciones indoor podría comprometer la integridad de la superficie óptica del simulador por desprendimiento de partículas de vidrio o generar arcos eléctricos en un entorno controlado. La prueba outdoor permite obtener el diagnóstico eléctrico necesario sin exponer equipos de laboratorio de alto costo a daños evitables.
- **Escalabilidad y eficiencia operativa:** El uso de tecnología portátil permite realizar el triaje inicial directamente en la planta de origen. Esto elimina los costos logísticos asociados al transporte de módulos potencialmente defectuosos y reduce significativamente las horas-hombre de manipulación. Al descentralizar la evaluación, el protocolo se vuelve escalable, permitiendo la certificación de grandes volúmenes de inventario de segunda vida con un menor impacto en el OPEX del proyecto de repotenciación.

5.3 Límites de aceptación y clasificación final

Se establecen los siguientes umbrales técnicos para la toma de decisiones sobre el inventario. Estos límites garantizan que el producto final tenga un estándar de calidad predecible.

Tabla 18 Criterios de clasificación y límites de aceptación

Parámetro Técnico	Clase A (Premium)	Clase B (Estándar)	Condición de Rechazo
Estado de Salud S_{OH}	$\geq 94\%$	90% - 93,9%	$< 90\%$
Fill Factor (FF)	> 72	$> 70\%$	$< 70\%$
Resistencia Aislación	$> 500 \text{ M}\Omega$	$> 40 \text{ M}\Omega$	$< 40 \text{ M}\Omega$
Linealidad (R_{rel})	$> 19\%$	$> 18\%$	$< 18\%$
Gradiente Térmico	Uniforme ($\Delta T < 5^\circ\text{C}$)	Leve ($5-10^\circ\text{C}$)	Hotspot ($> 15^\circ\text{C}$)
Electroluminiscencia	Celdas íntegras	Micro-fisuras aisladas	Celdas inactivas / Roturas

5.3.1 Justificación técnica de los umbrales propuestos

La solidez técnica de este protocolo se fundamenta en la integración de umbrales críticos de control que aseguran la viabilidad del activo en el largo plazo. En primer lugar, se establece un límite inferior del 90% de S_{OH} para garantizar una vida útil remanente de al menos 10 años, operando preventivamente antes de la fase de degradación acelerada donde fenómenos como la corrosión o delaminación aumentan la incertidumbre del retorno de inversión. Complementariamente, se exige un fill factor superior al 70% para mitigar el incremento de resistencia serie en los busbars y prevenir la disipación excesiva por efecto Joule bajo alta irradiancia. Estos criterios de desempeño se vinculan directamente con la seguridad eléctrica mediante el

cumplimiento de una resistencia de aislamiento de $40\text{ M}\Omega$, bajo los lineamientos de la norma IEC 61215, resguardando la integridad galvánica frente a corrientes de fuga hacia la estructura. Finalmente, la detección temprana de anomalías se refuerza mediante un criterio de gradiente térmico $\Delta T > 15^{\circ}\text{C}$, el cual actúa como alarma ante celdas en polarización inversa o fallas de resistencia shunt, evitando de forma proactiva la evolución hacia puntos calientes (hotspots) críticos en el sistema.

Si bien el análisis arrojó que las unidades funcionales presentan un SOH superior al 93,1%, la integridad física y la seguridad operativa actúan como el filtro definitivo de descarte. Para validar esta premisa, se utilizó el módulo 29864 como un caso de control experimental mediante la inyección deliberada de una falla, retirando uno de sus diodos de bypass para evaluar la sensibilidad del sistema. El protocolo logró identificar con éxito esta anomalía en la fase 2 (Diagnóstico en Laboratorio) a través del ensayo MQT 02, donde el análisis de la firma eléctrica en la curva I-V reveló la falla a pesar de que el módulo mantenía un SOH del 93,4%. Cabe destacar que este mismo procedimiento de trazado y análisis algorítmico se aplicó de manera sistemática a la totalidad del inventario, garantizando la interceptación de fallas internas, ya sean naturales o provocadas. De igual forma, el módulo 01529 fue excluido en la fase 1 debido a daños estructurales severos en el vidrio detectados visualmente. Por lo tanto, el protocolo valida que el éxito de la segunda vida fotovoltaica depende de una triangulación técnica donde la seguridad galvánica y mecánica prevalecen sobre el rendimiento eléctrico nominal.

6. CONCLUSIONES

La presente memoria de título permitió validar la viabilidad técnica de la reutilización de módulos fotovoltaicos en Chile, concluyendo que mediante un análisis exhaustivo del estado del arte se identificaron los criterios técnicos y normativos indispensables para el contexto nacional de repotenciación anticipada.

Este proceso fue respaldado por la evaluación de la infraestructura de la Universidad Técnica Federico Santa María, donde se ratificó la idoneidad y precisión de equipos como el simulador solar de clase AAA y el trazador I-V para la implementación de protocolos de certificación. Asimismo, la selección de técnicas como la electroluminiscencia y la termografía infrarroja permitió el diseño de un protocolo de diagnóstico de tres fases (seguridad, desempeño y confiabilidad) basado en la norma IEC 61215-2, el cual resultó ser una herramienta eficiente al detectar fallas críticas en un 14,3% de la muestra inicial.

Por su parte, la definición de límites de degradación aceptables permitió establecer una escala de salud (S_{OH}) que integra el 80% como límite inferior para la economía circular y el 90% para garantizar la fiabilidad en aplicaciones estándar y premium.

Finalmente, con un 85,7% de la muestra clasificada como apta (clases A, B y C) y rendimientos cercanos al 95%, se confirma que el modelo de segunda vida es una solución técnica, económica y ambientalmente responsable para la transición energética del país.

La normativa internacional (IEC 61215) está diseñada para la certificación de productos nuevos y no considera el historial de degradación de los módulos. Esto justifica la necesidad de un protocolo nacional que integre criterios de "segunda vida", donde el Estado de Salud (S_{OH}) sea el indicador principal sobre la potencia nominal pura.

La revisión bibliográfica validó que el límite del 80% de S_{OH} es un estándar de retiro para plantas industriales, pero para aplicaciones de baja exigencia (iluminación o

bombeo), representa un punto de inicio técnicamente viable, lo que sustenta el enfoque de economía circular del proyecto.

Se validó la idoneidad del equipamiento multimarca disponible (Eternal Sun, H.A.L.M., Bosch y Fluke) para la ejecución del protocolo propuesto. Se concluye que, si bien el hardware permite detectar variaciones mínimas de corriente e irregularidades térmicas, su puesta en marcha exitosa dependió de la documentación de errores críticos de comunicación y hardware, transformando las limitaciones de los sistemas de 'caja negra' en un flujo de trabajo reproducible para la caracterización de segunda vida.

La metodología de tres fases demostró que la Fase I (Seguridad) es el filtro más crítico: un módulo puede tener un excelente desempeño eléctrico, pero ser un riesgo de incendio, lo que invalida cualquier análisis basado solo en curvas I-V.

El análisis de los módulos reveló una degradación predominantemente lineal, con un SOH promedio del 95,1%, lo que sugiere que el descarte temprano en la industria chilena no responde a fallas técnicas, sino a criterios económicos de repotenciación.

Se validó que el uso de la termografía infrarroja es la única herramienta capaz de explicar anomalías en la curva I-V (como el llenado de los diodos de bypass o puntos calientes), cerrando la brecha entre la medición eléctrica y el estado físico real del activo.

La presente memoria se limitó a un diagnóstico físico y eléctrico. No se realizó un análisis de la degradación química del encapsulante (EVA) o la corrosión de los busbars por falta de equipamiento de microscopía avanzada. Esto sería relevante para entender por qué algunos módulos presentan una degradación de corriente más acelerada que otros.

Debido a que el trazador H.A.L.M. y el software SunSimSLP presentan restricciones de compatibilidad, la toma de datos fue manual y asistida. Se recomienda como trabajo futuro la integración de una interfaz de software única que automatice la triangulación de datos (I-V + Termografía) para reducir el error humano.

Para que el protocolo de testeo propuesto pueda escalar a nivel de normativa nacional o política pública, se recomienda realizar futuras campañas de medición con un volumen de módulos significativamente mayor. Escalar el muestreo a un orden de cientos de unidades permitirá validar estadísticamente los límites de aceptación propuestos (Clase A y B) y reducir el margen de incertidumbre en la predicción de la vida útil remanente.

Dado que la muestra analizada en este estudio provino de un proceso de repotenciación anticipada, lo cual explica el excepcional Estado de Salud (SOH) promedio de 95,1%, es imperativo aplicar este protocolo a paneles dados de baja por motivos distintos. Se sugiere caracterizar inventarios que hayan alcanzado su fin de vida útil por envejecimiento natural (cerca de los 20-25 años de operación) o que hayan sido desmantelados por fallas severas. Esto permitirá evaluar la robustez del protocolo frente a mecanismos de degradación más profundos, como el aumento de la resistencia serie por corrosión avanzada o delaminación severa del polímero EVA, contrastando así la viabilidad técnica de módulos que no pertenecen a la categoría "Premium".

Se recomienda que el muestreo futuro incluya activos desmantelados de diversas zonas geográficas del país. Comparar módulos provenientes del desierto de Atacama (sometidos a alta radiación UV y estrés térmico) con módulos del sur de Chile (expuestos a alta humedad y ciclos de congelamiento), permitirá refinar los criterios de diagnóstico de fallas según el entorno operativo original del equipo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] «Libro-completo.pdf». Accedido: 15 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://historiaytecnologia.cl/wp-content/uploads/2020/04/Libro-completo.pdf>
- [2] «Centro de información - ACERA A.G. - Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento». Accedido: 3 de abril de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.acera.cl/centro-de-informacion/>

- [3] *Future of solar photovoltaic: deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019.
- [4] M. S. W. Lim *et al.*, «Experimental, economic and life cycle assessments of recycling end-of-life monocrystalline silicon photovoltaic modules», *J. Clean. Prod.*, vol. 340, p. 130796, mar. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.130796.
- [5] S. Weckend, A. Wade, y G. Heath, «End of Life Management: Solar Photovoltaic Panels», NREL/TP--6A20-73852, T12-06:2016, 1561525, jun. 2016. doi: 10.2172/1561525.
- [6] «3-Informe-3.pdf». Accedido: 19 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://economycircul.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/06/3-Informe-3.pdf>
- [7] «11.-GIZ-SustrendLab-2022.-Asistencia-tecnica-para-desarrollo-de-antecedentes-para-fomento-tecnico-de-baterias».
- [8] A. Limmanee *et al.*, «A Survey of Decommissioned Photovoltaic Modules from Solar Power Plants in Thailand: Performance and Second Life Opportunities», *IEEJ Trans. Electr. Electron. Eng.*, vol. 18, n.º 12, pp. 1967-1972, dic. 2023, doi: 10.1002/tee.23883.
- [9] «reporte_de_proyectos_-_enero_2025.pdf». Accedido: 31 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/reportes_de_proyectos_-_enero_2025.pdf
- [10] European Commission. Joint Research Centre., *Circular economy strategies for the EU's renewable electricity supply*. LU: Publications Office, 2025. Accedido: 19 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/5598339>
- [11] «Módulo fotovoltaico». Accedido: 31 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar/modulo-fotovoltaico>
- [12] «hoja_de_ruta_de_economia_circular_en_energia».
- [13] «200923-nota-unef-reciclaje-paneles-fv».
- [14] «Memoria 10 años CSET Franuhofer Chile».
- [15] «Snapshot of Global PV Markets - 2023», 2023.
- [16] B. Hailegnaw, S. Kirmayer, E. Edri, G. Hodes, y D. Cahen, «Rain on Methylammonium Lead Iodide Based Perovskites: Possible Environmental Effects of Perovskite Solar Cells», *J. Phys. Chem. Lett.*, vol. 6, n.º 9, pp. 1543-1547, may 2015, doi: 10.1021/acs.jpcclett.5b00504.
- [17] «Global-Field-Reliability-Report-2020».
- [18] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules. Design qualification and type approval. Part 2 Test procedures*. London: British Standards Institution, 2021.
- [19] S. Hwang y Y. Kang, «Reliability study on the half-cutting PERC solar cell and module», *Energy Rep.*, vol. 10, pp. 678-685, nov. 2023, doi: 10.1016/j.egy.2023.07.023.
- [20] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules. Design qualification and type approval. Part 2 Test procedures*. London: British Standards Institution, 2021.

- [21] M. Köntges, J. Lin, y L. Bruckman, «Degradation and Failure Modes in New Photovoltaic Cell and Module Technologies», International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2025. doi: 10.69766/ATBD2730.
- [22] Admin, «Understanding LID (Light Induced Degradation) and its effects on solar panels», Novergy Solar. Accedido: 31 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.novergysolar.com/understanding-lid-light-induced-degradation-and-its-effects-on-solar-panels/>
- [23] Md. S. Chowdhury *et al.*, «An overview of solar photovoltaic panels' end-of-life material recycling», *Energy Strategy Rev.*, vol. 27, p. 100431, ene. 2020, doi: 10.1016/j.esr.2019.100431.
- [24] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, K. A. Berger, y K. Kato, *Performance and reliability of photovoltaic systems: subtask 3.2: Review of failures of photovoltaic modules: IEA PVPS task 13: external final report IEA-PVPS*. Sankt Ursen: International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme, 2014. doi: 10.2314/GBV:856979287.
- [25] «Circular solar economy: PV modules decision-making framework for reuse», doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2025.144941>.
- [26] «Barefoot College InternationalSolar | Barefoot College International». Accedido: 31 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.barefootcollege.org/solution/solar/>
- [27] S. Weckend, A. Wade, y G. Heath, «End of Life Management: Solar Photovoltaic Panels», NREL/TP--6A20-73852, T12-06:2016, 1561525, jun. 2016. doi: 10.2172/1561525.
- [28] V. Fiandra, L. Sannino, C. Andreozzi, F. Corcelli, y G. Graditi, «Silicon photovoltaic modules at end-of-life: Removal of polymeric layers and separation of materials», *Waste Manag.*, vol. 87, pp. 97-107, mar. 2019, doi: 10.1016/j.wasman.2019.02.004.
- [29] «Guía técnica para decomisionamiento, almacenamiento, manipulación, inspección y uso de módulos fotovoltaicos de 2da vida».
- [30] M. A. Green *et al.*, «Solar cell efficiency tables (Version 64)», *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 32, n.º 7, pp. 425-441, jul. 2024, doi: 10.1002/pip.3831.
- [31] «Survey of Decommissioned Photovoltaic Modules from Solar Power Plants in Thailand: Performance and Second Life Opportunities».
- [32] «» Energía con futuro: CDEA-UA cierra nueva etapa de Solar Circular». Accedido: 24 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.uantof.cl/prensa/energia-con-futuro-cdea-ua-cierra-nueva-etapa-de-solar-circular/>
- [33] «DATASHEET RISEN».
- [34] V. González, «Guía rápida: Temperature Controlled Laboratory Flasher (TCLF)».
- [35] «Diseño e implementacion de un laboratorio para estudio de fallas en paneles fotovoltaico».
- [36] «Memoria FCastillo (2)».
- [37] E. has released its annual P. module price index y which shows that module prices have fallen from their 2022 peak-but they are still more expensive than they

were in 2020 J. F. Weaver, «Used, resold PV module prices aligned with general market, says US supplier», pv magazine International. Accedido: 27 de octubre de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.pv-magazine.com/2023/03/21/used-resold-pv-module-prices-aligned-with-general-market-says-us-supplier/>

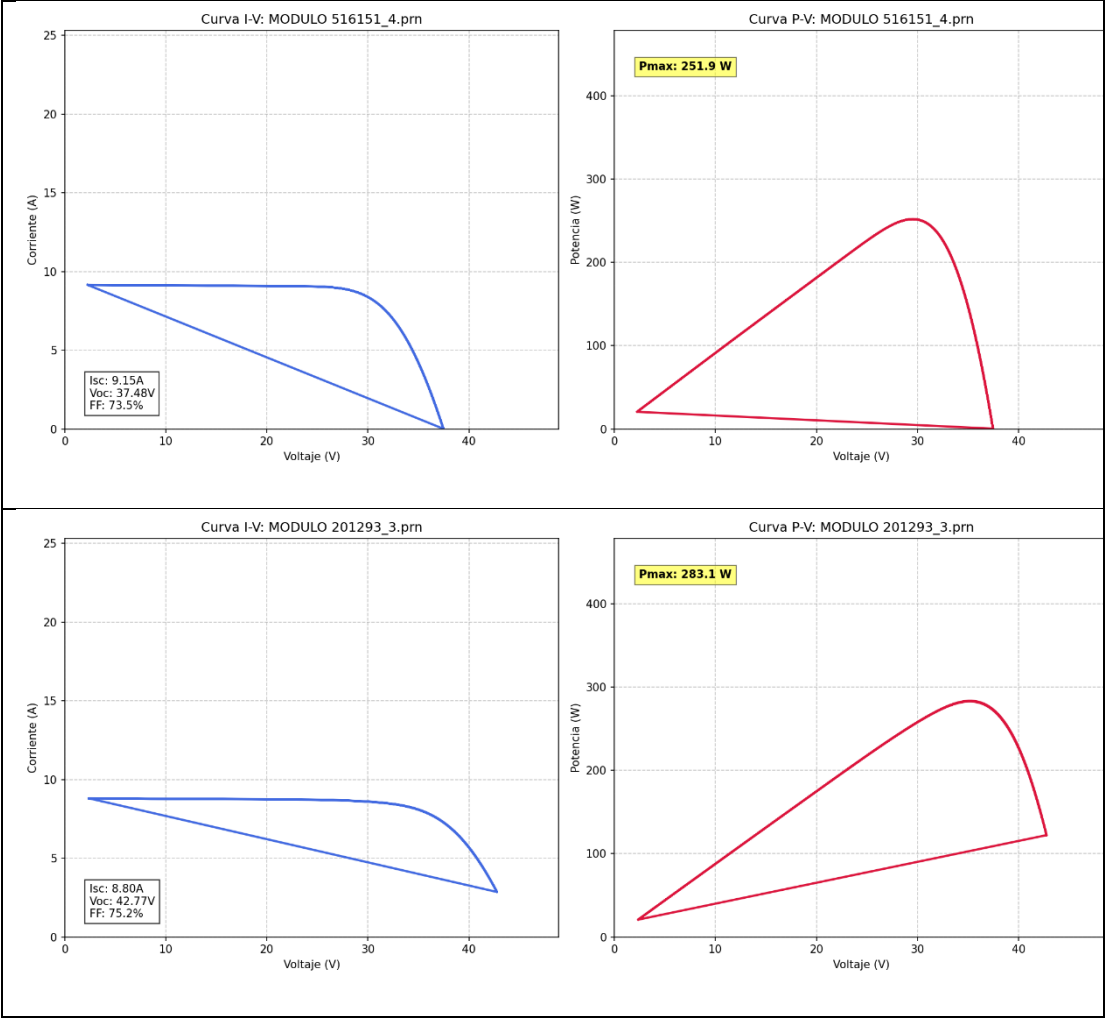
[38] «10_Procedimiento_Termografia-20230802».

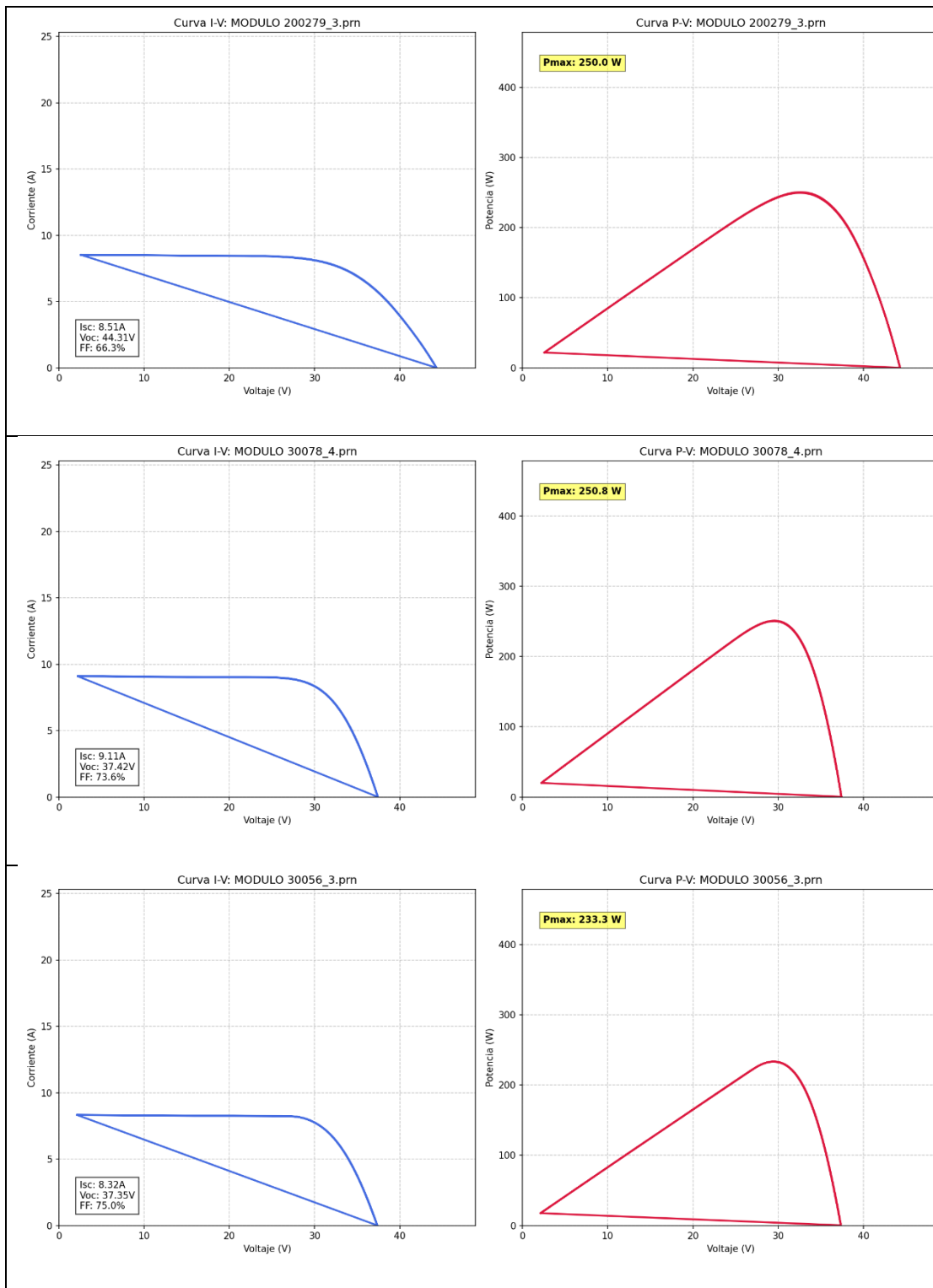
[39] «DATASHEET ASTROENERGY 310».

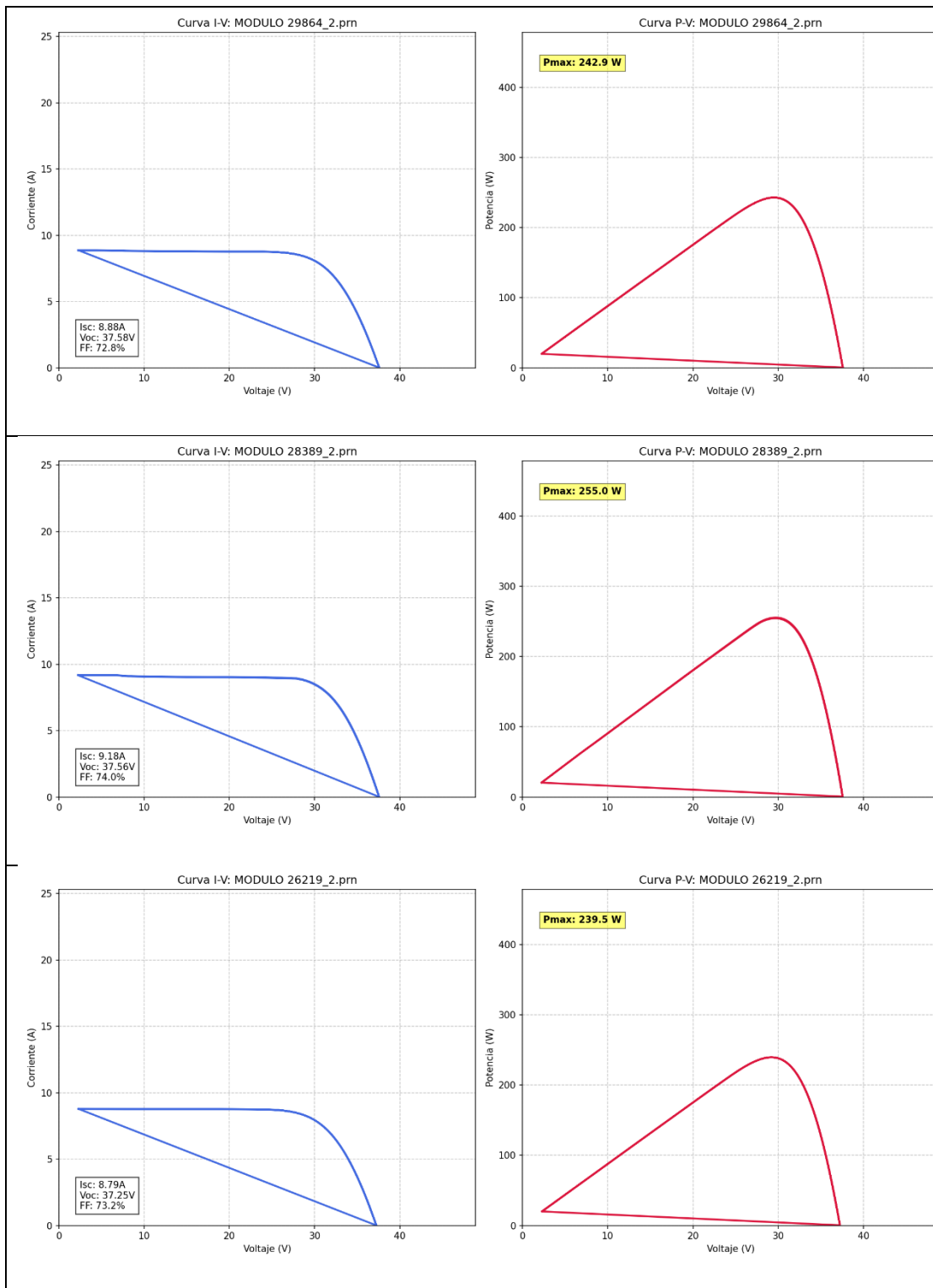
manipulación, inspección y uso de módulos fotovoltaicos de 2da vida, 12 de diciembre de 2024.

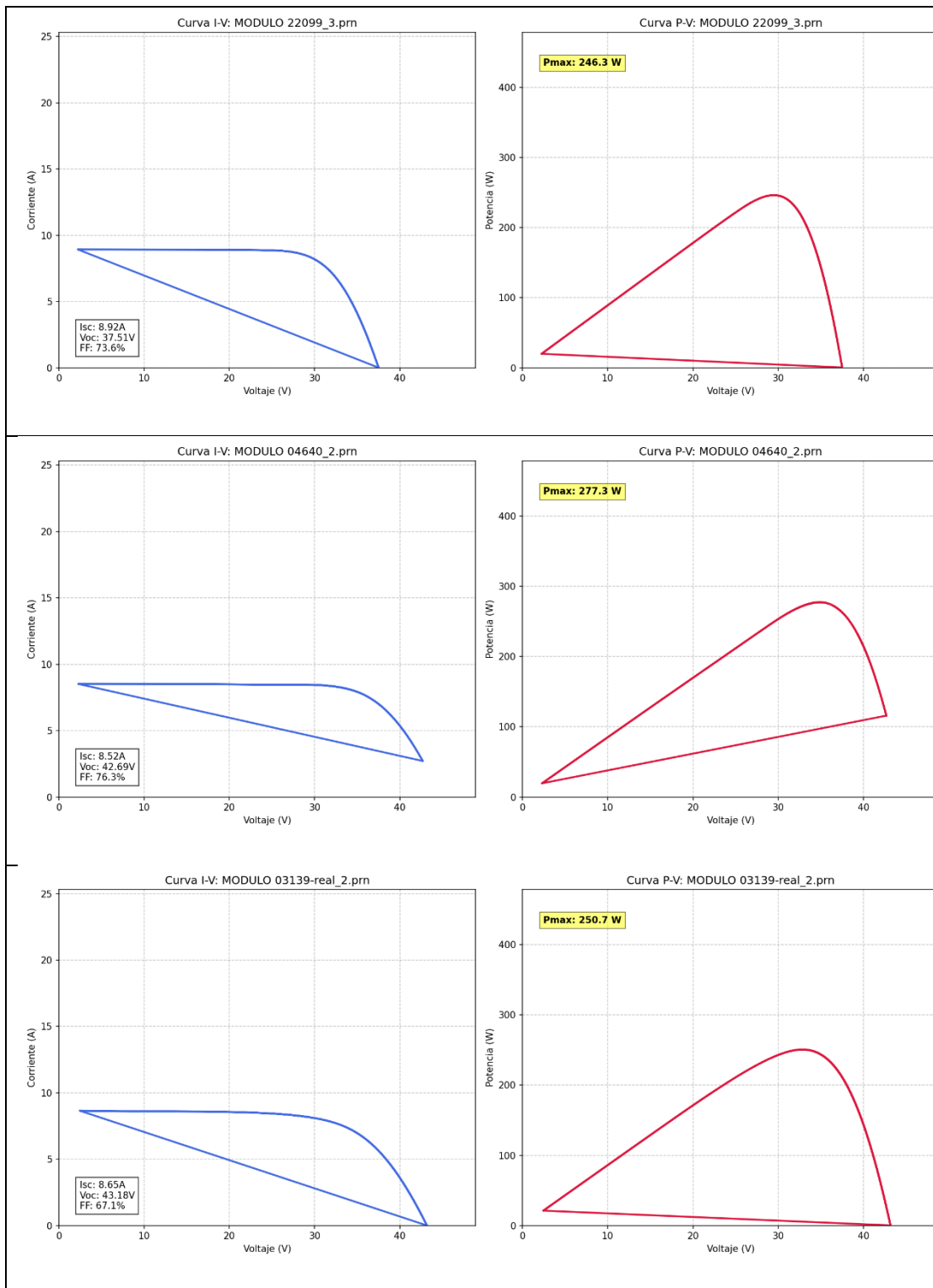
ANEXOS

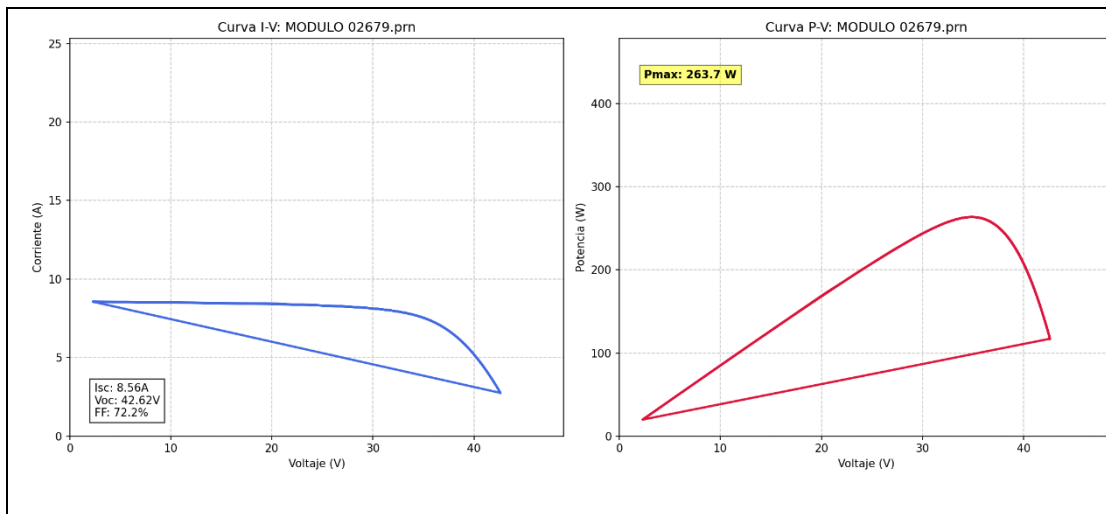
Anexo 1 Curvas I-V OUTDOOR



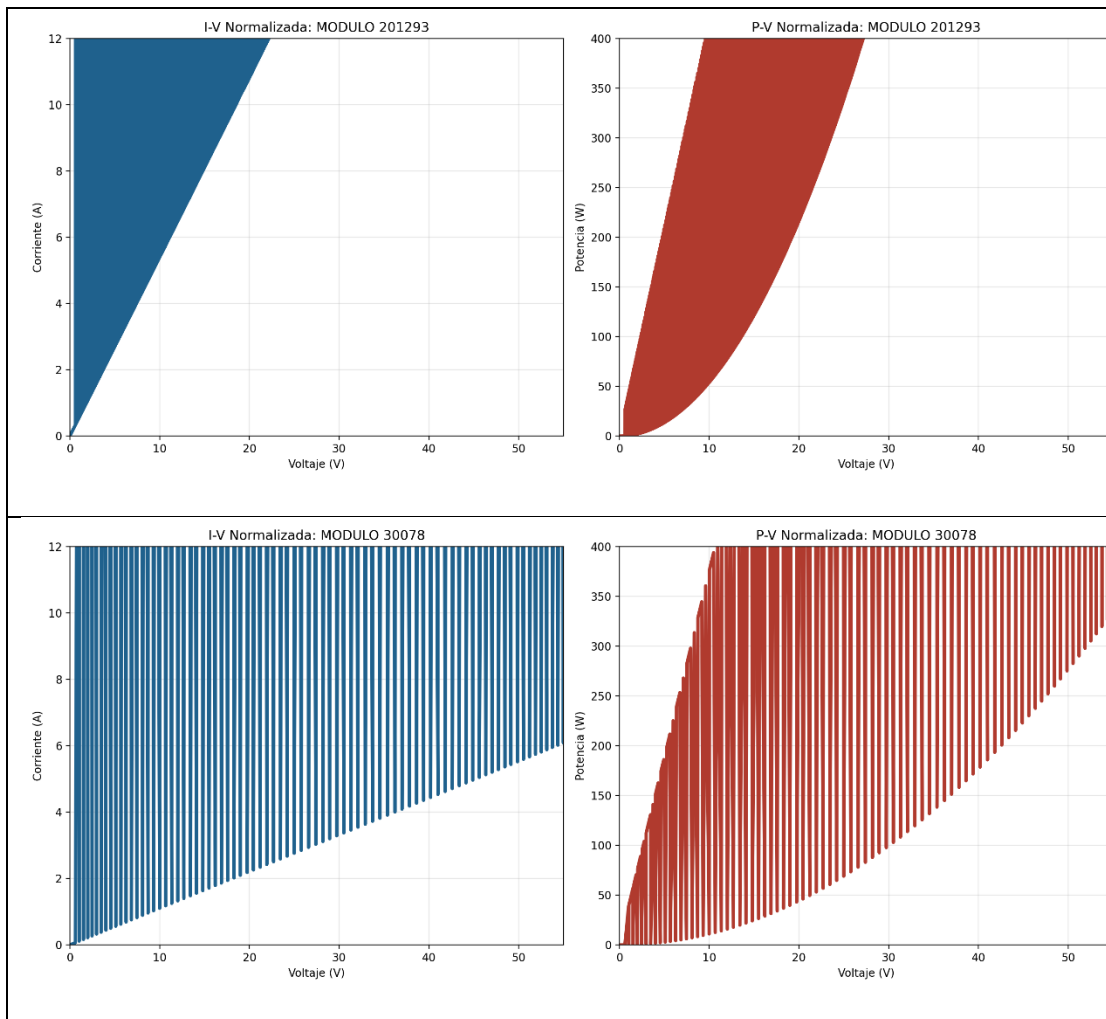


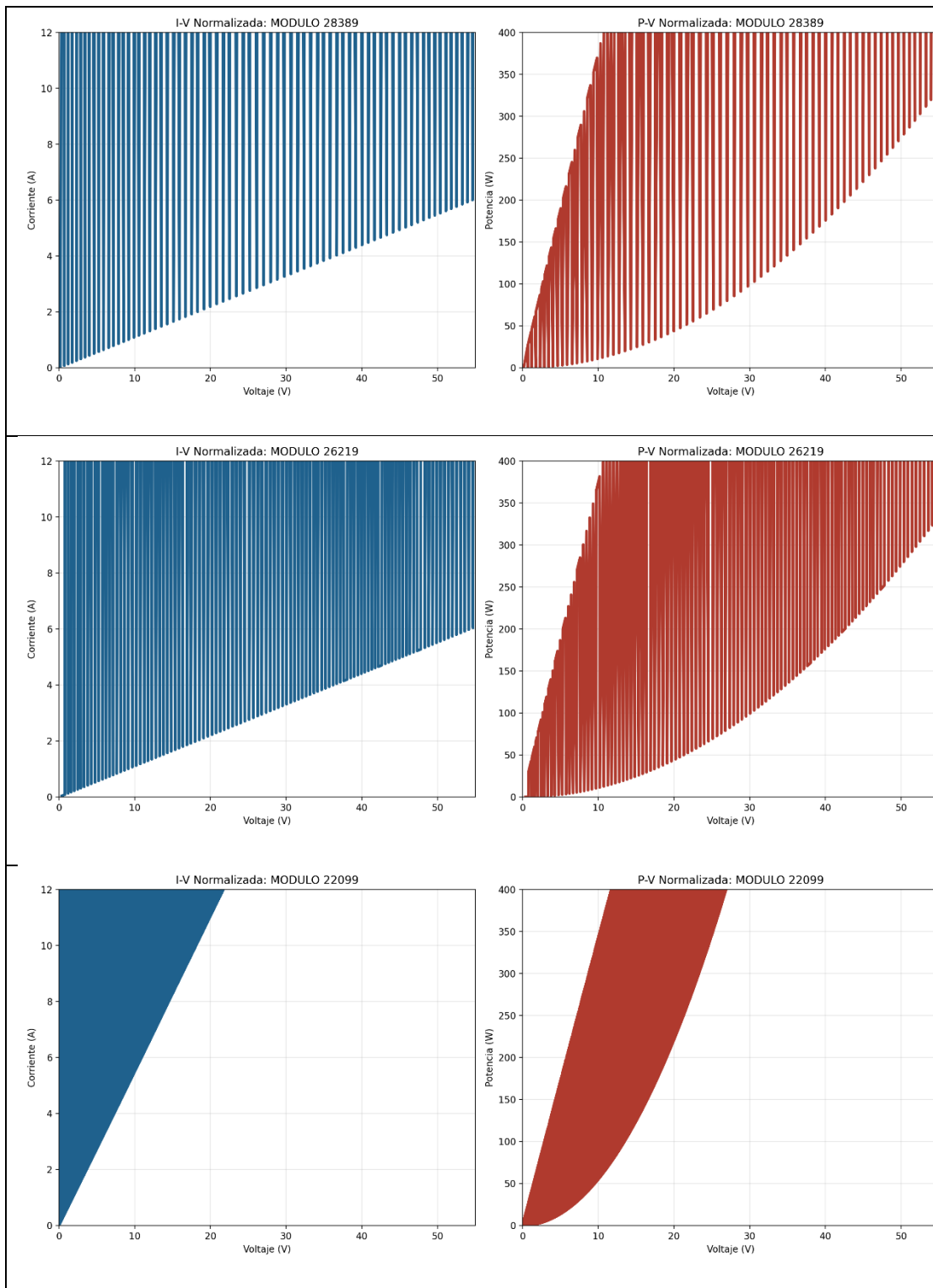


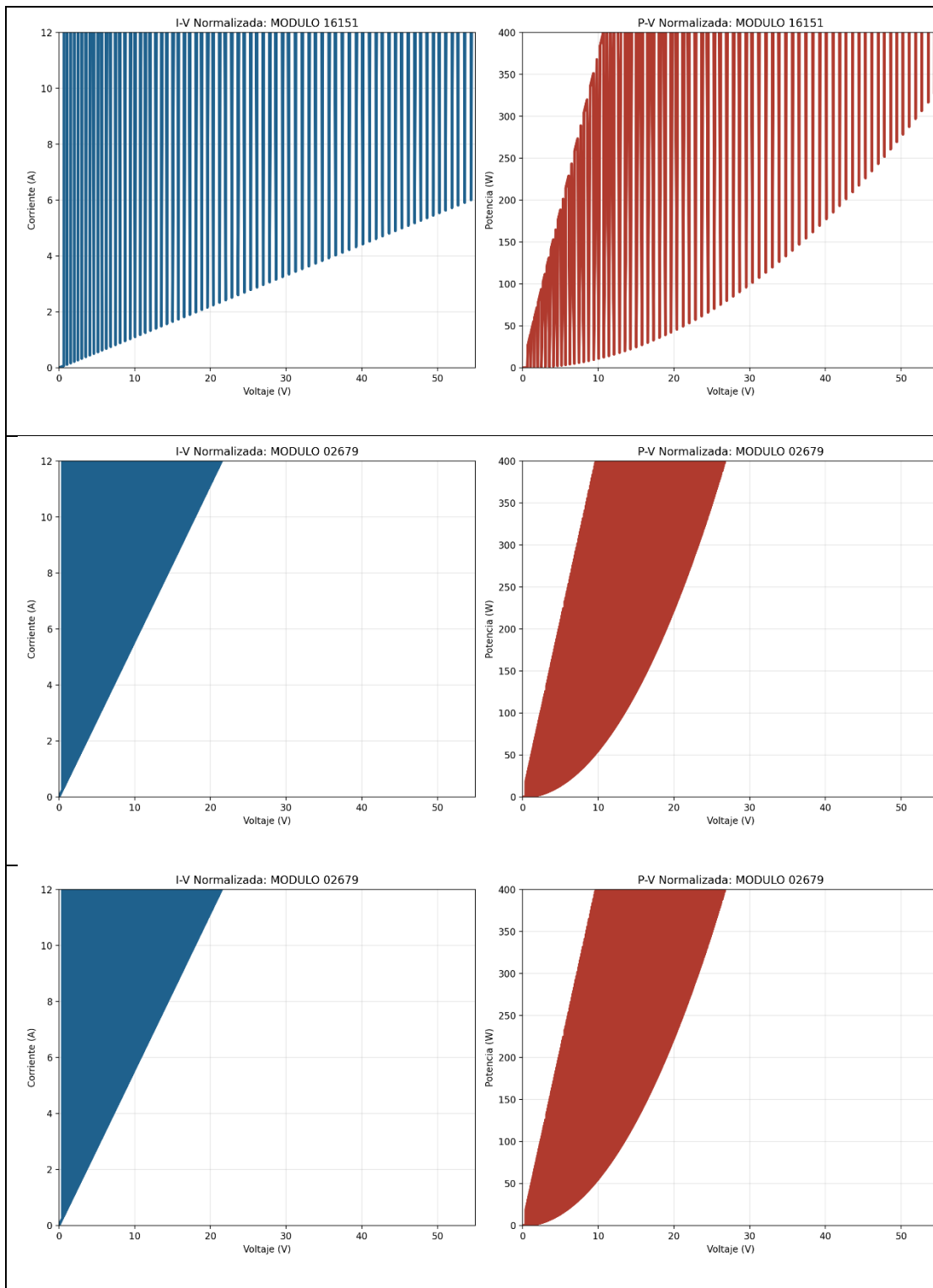


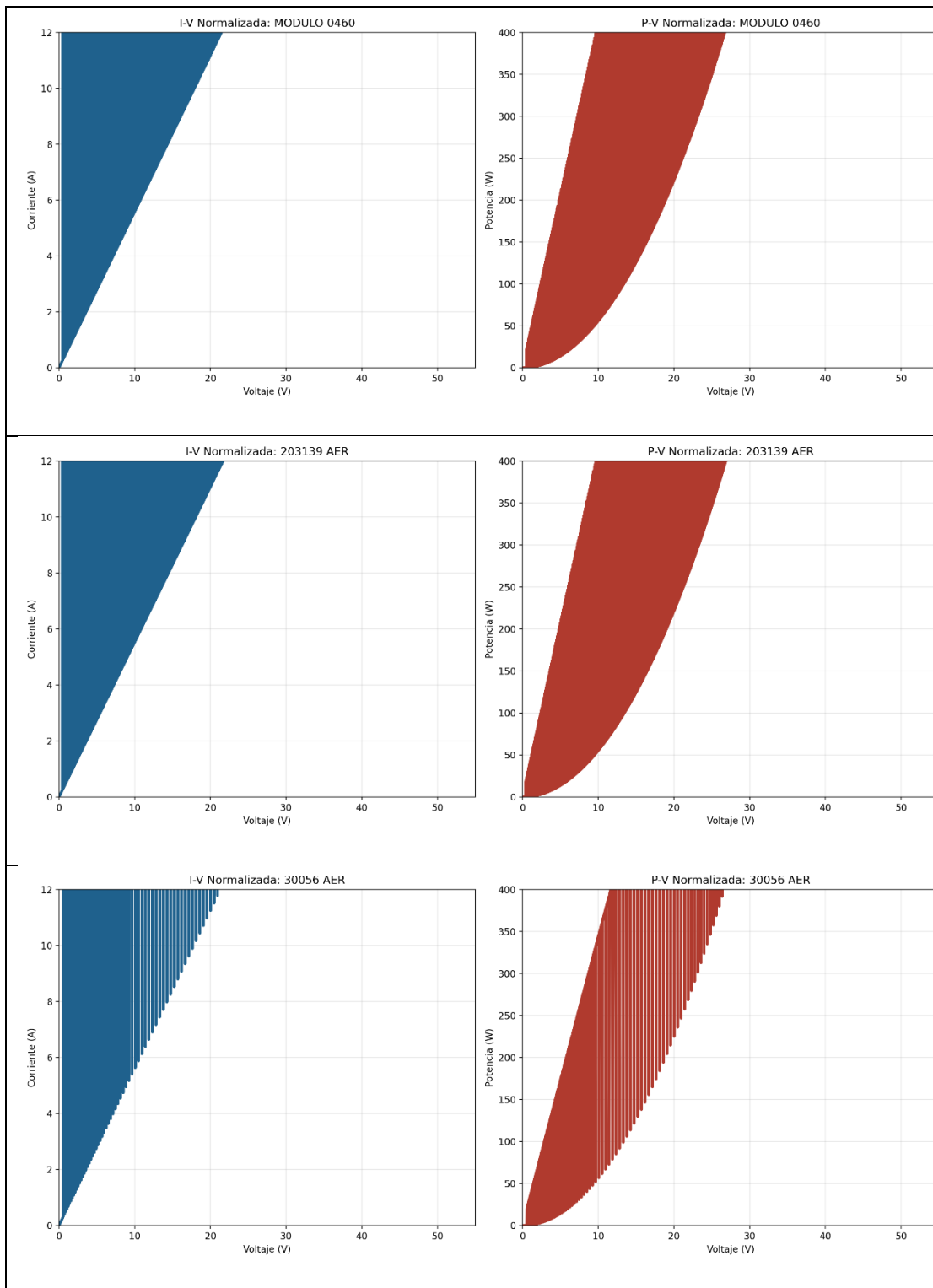


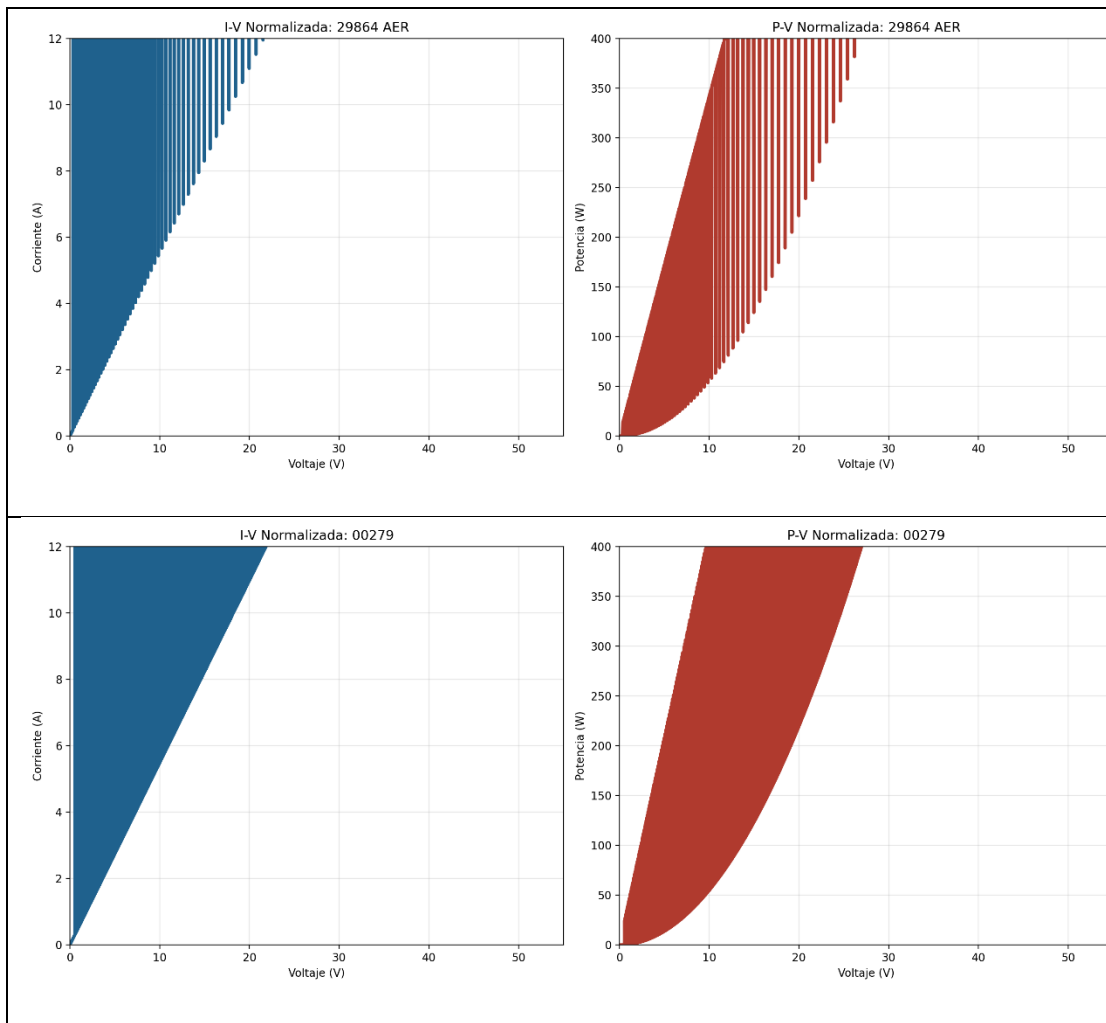
Anexo 2 Curvas I-V INDOOR







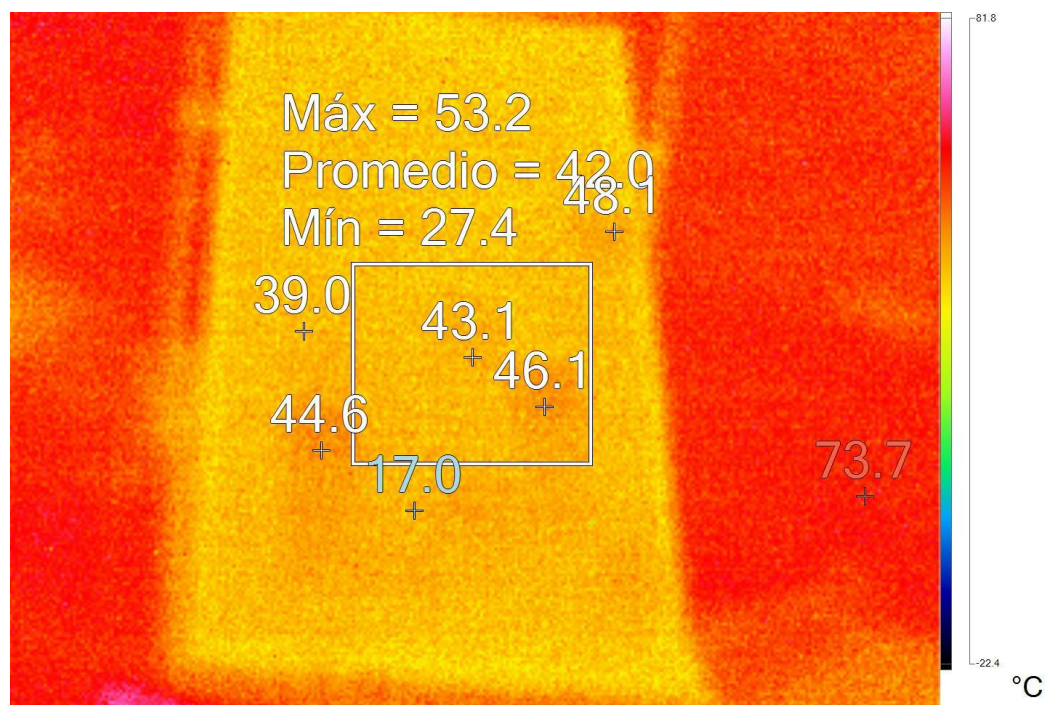




Anexo 3 Imágenes de termografía

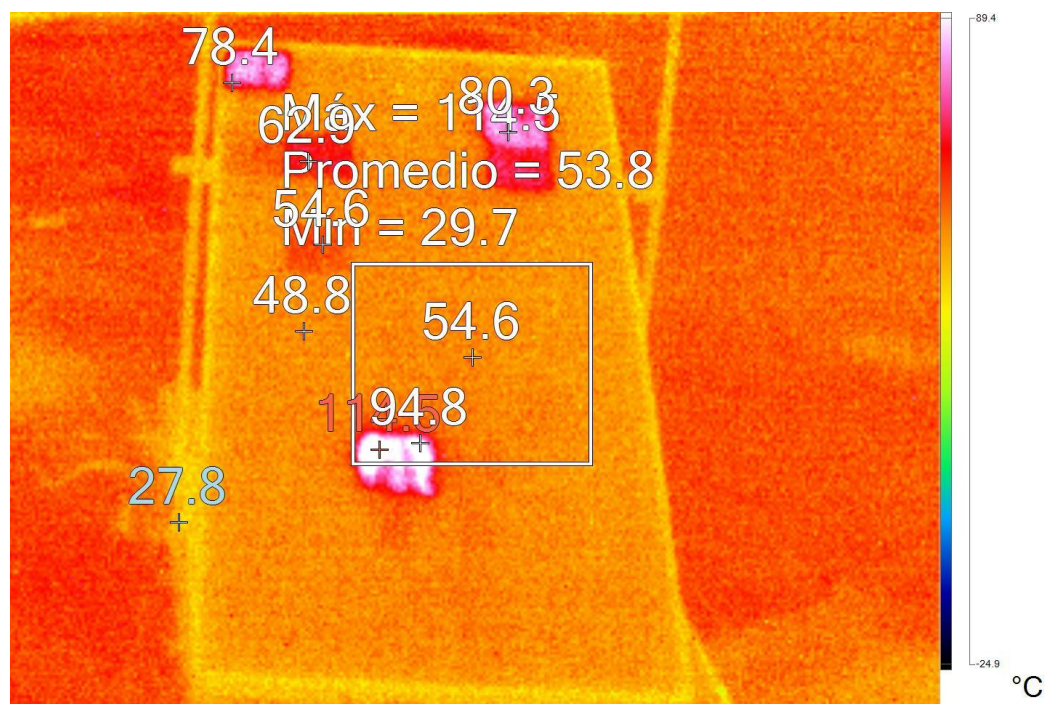
MODULO

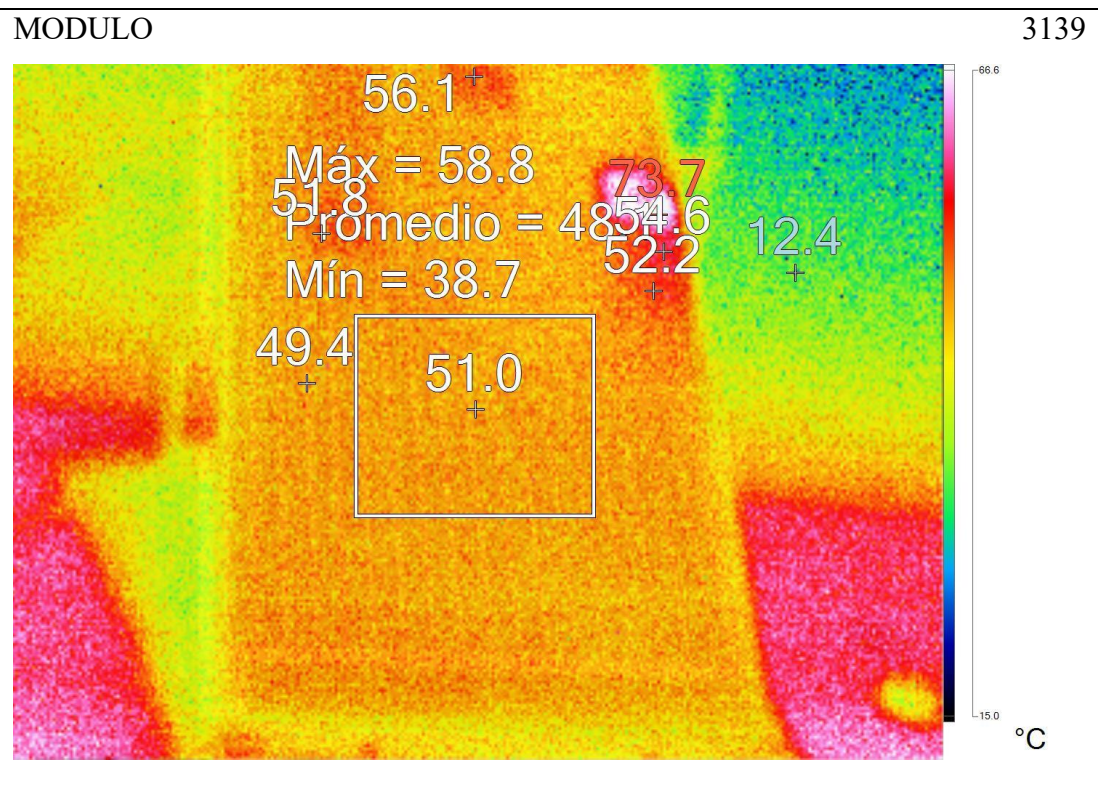
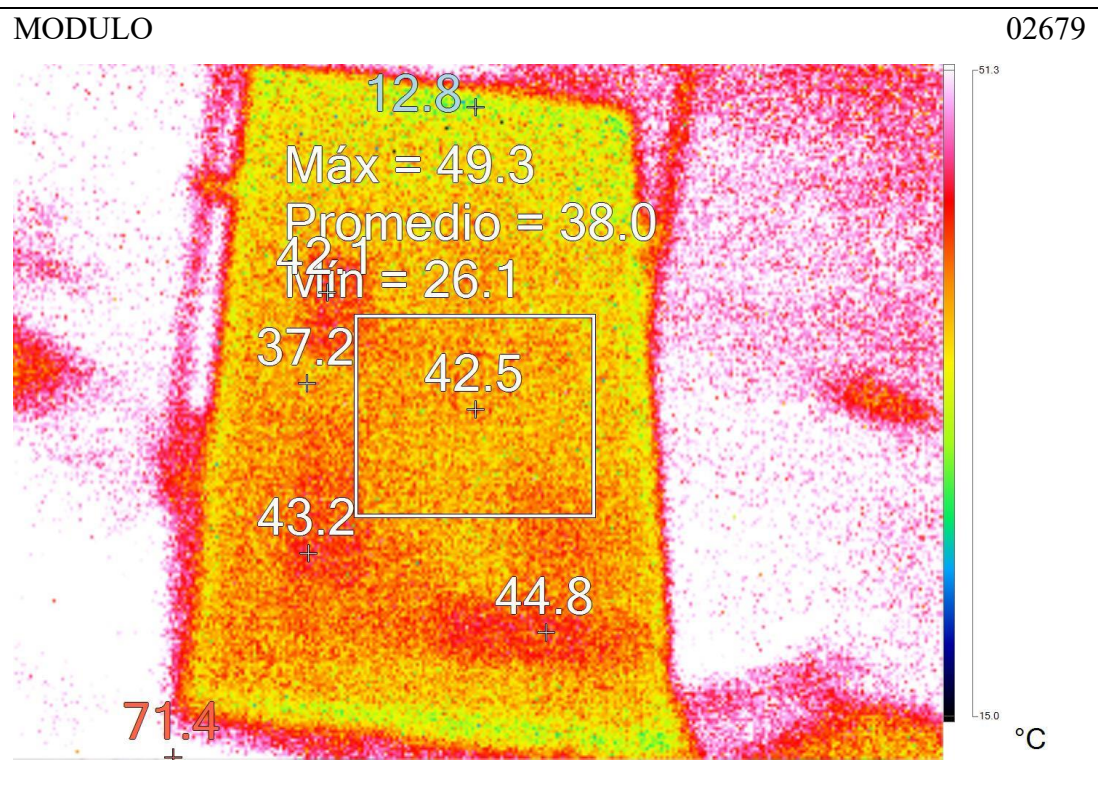
01293

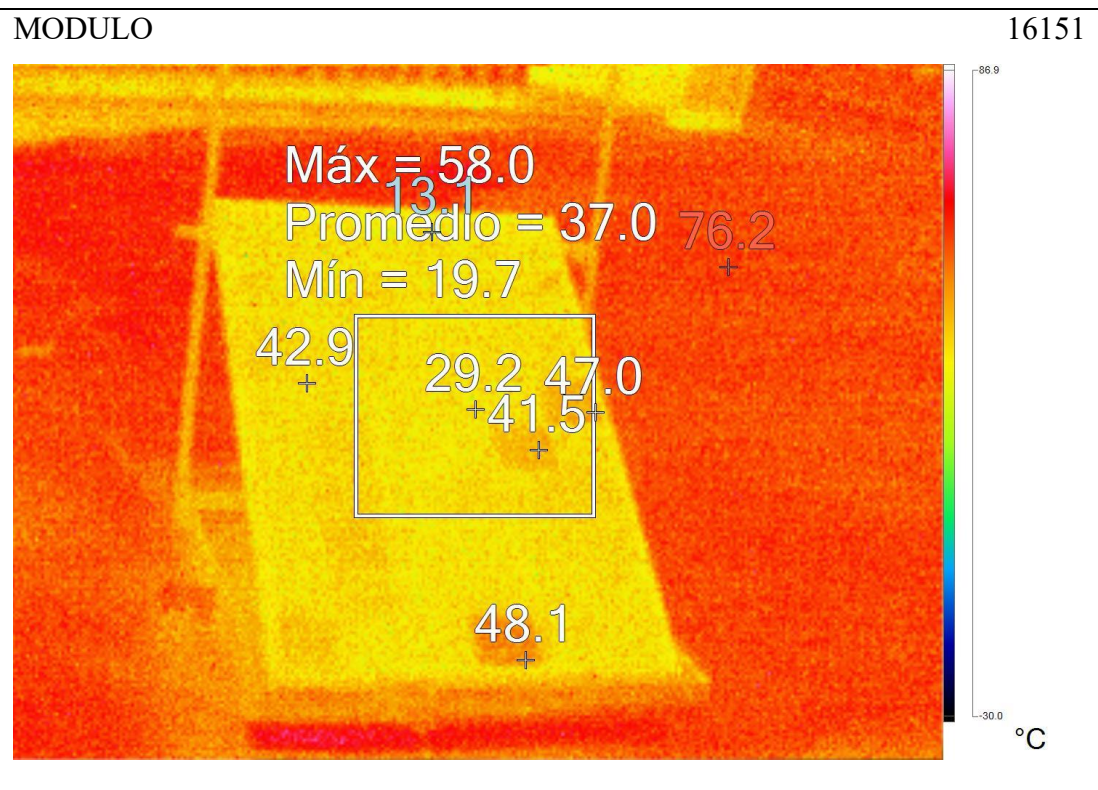
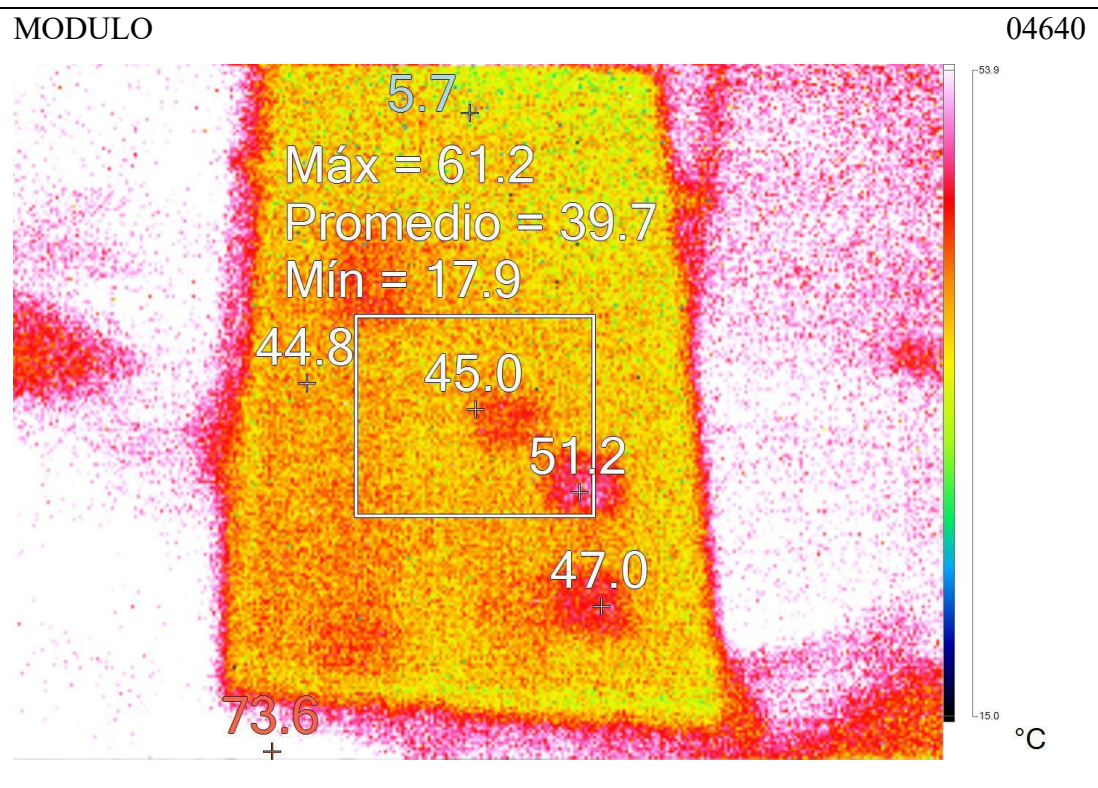


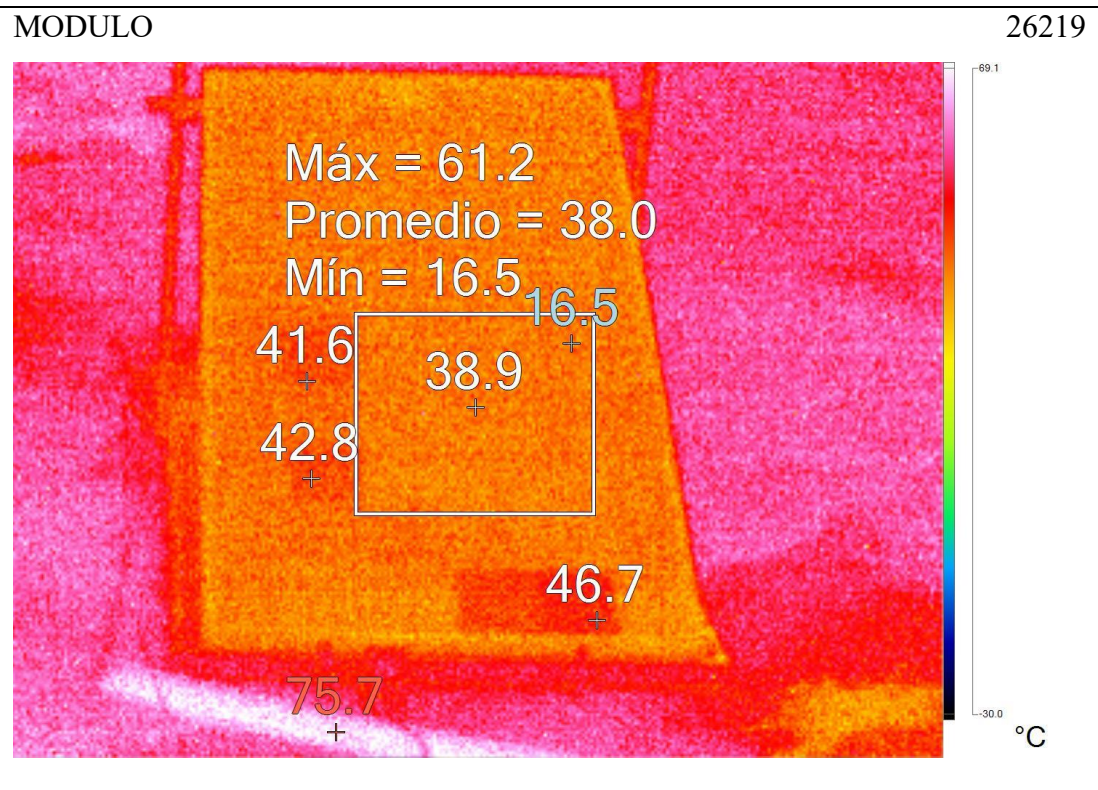
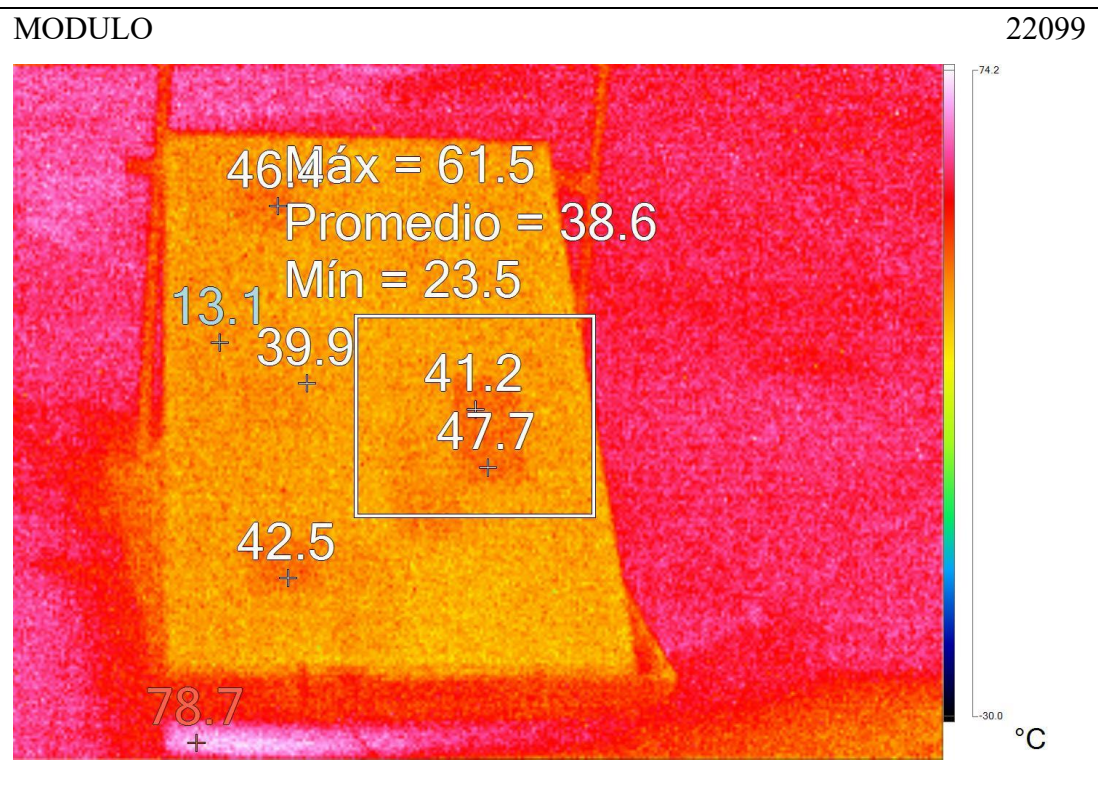
MODULO

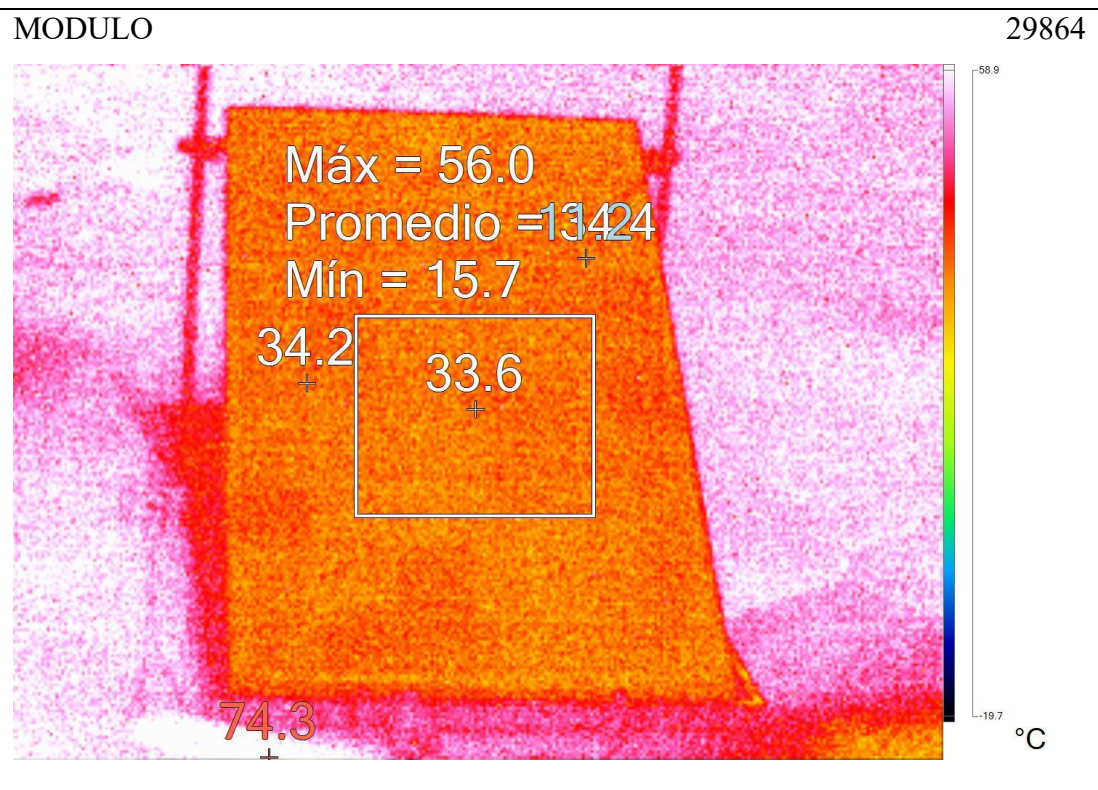
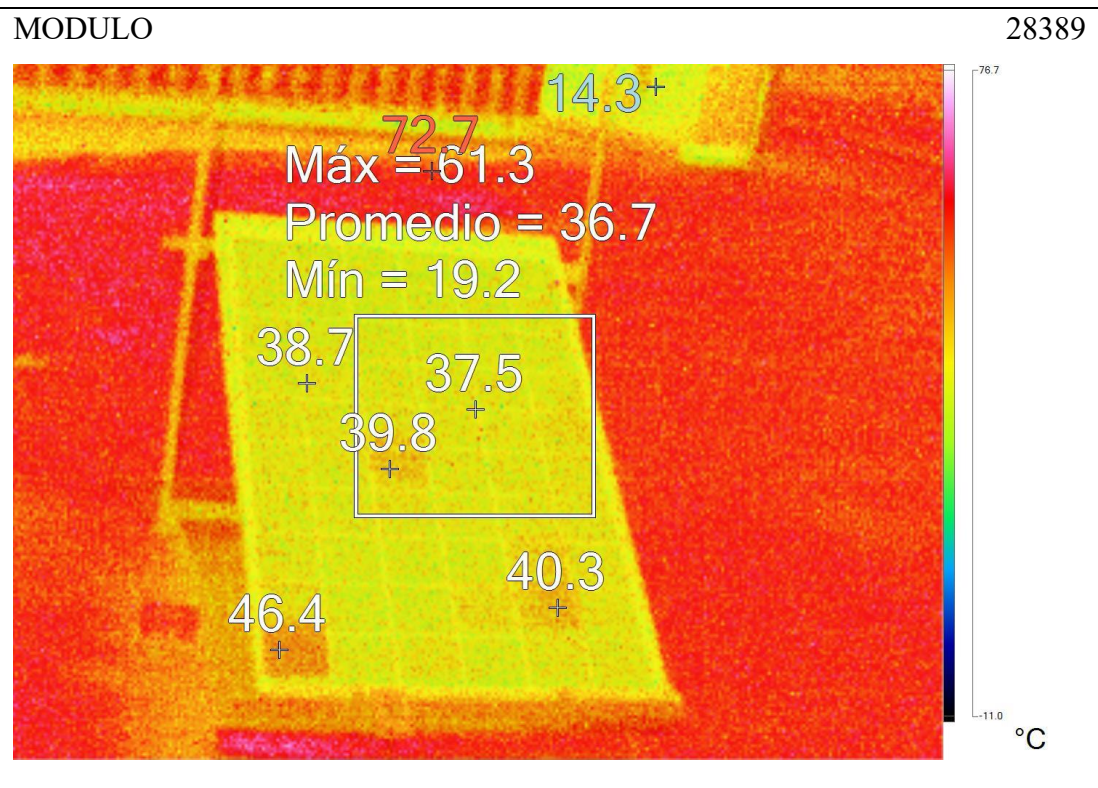
01529





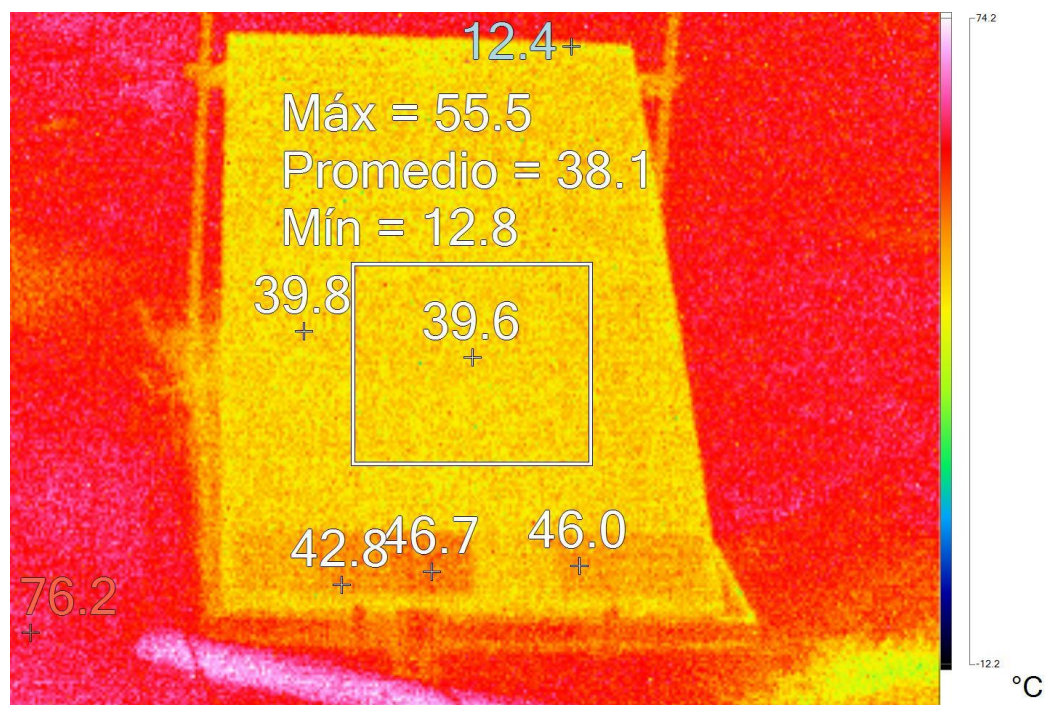






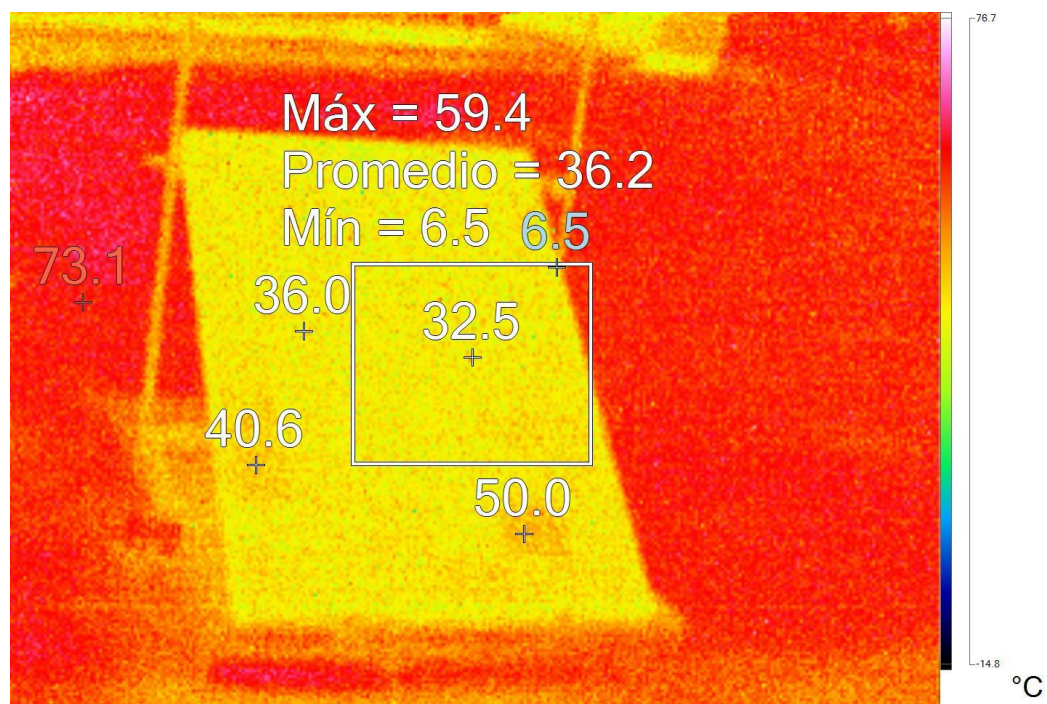
MODULO

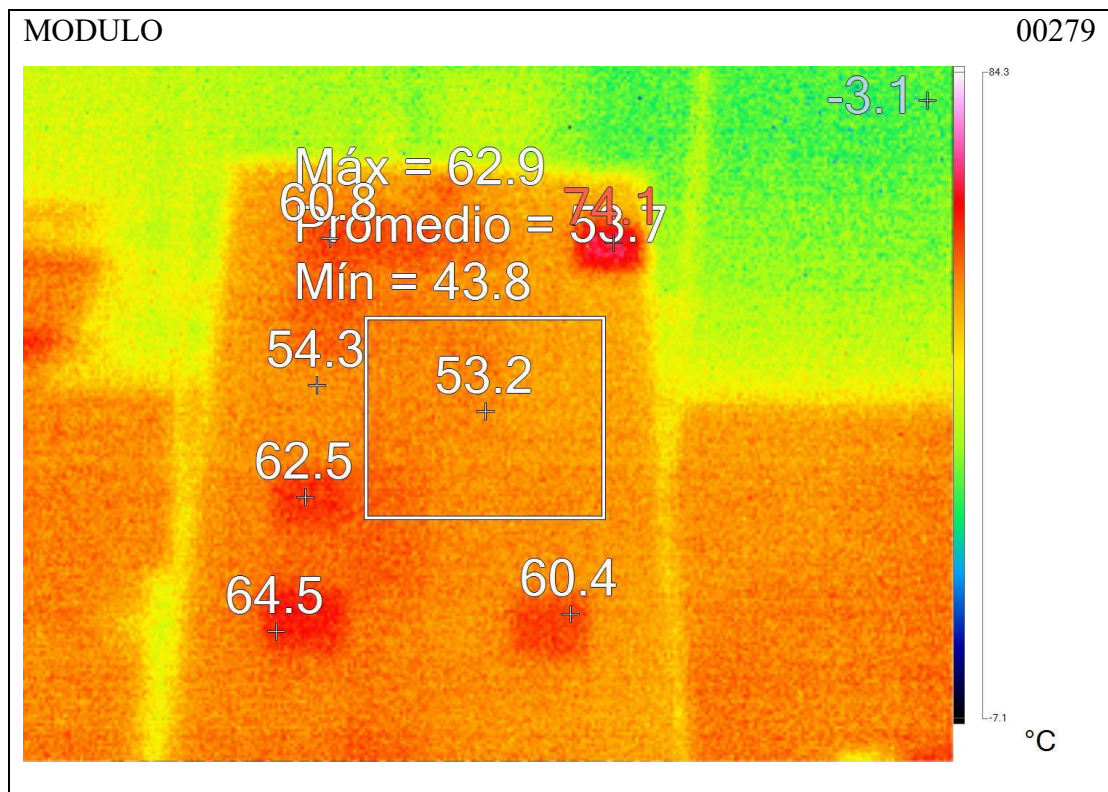
30056



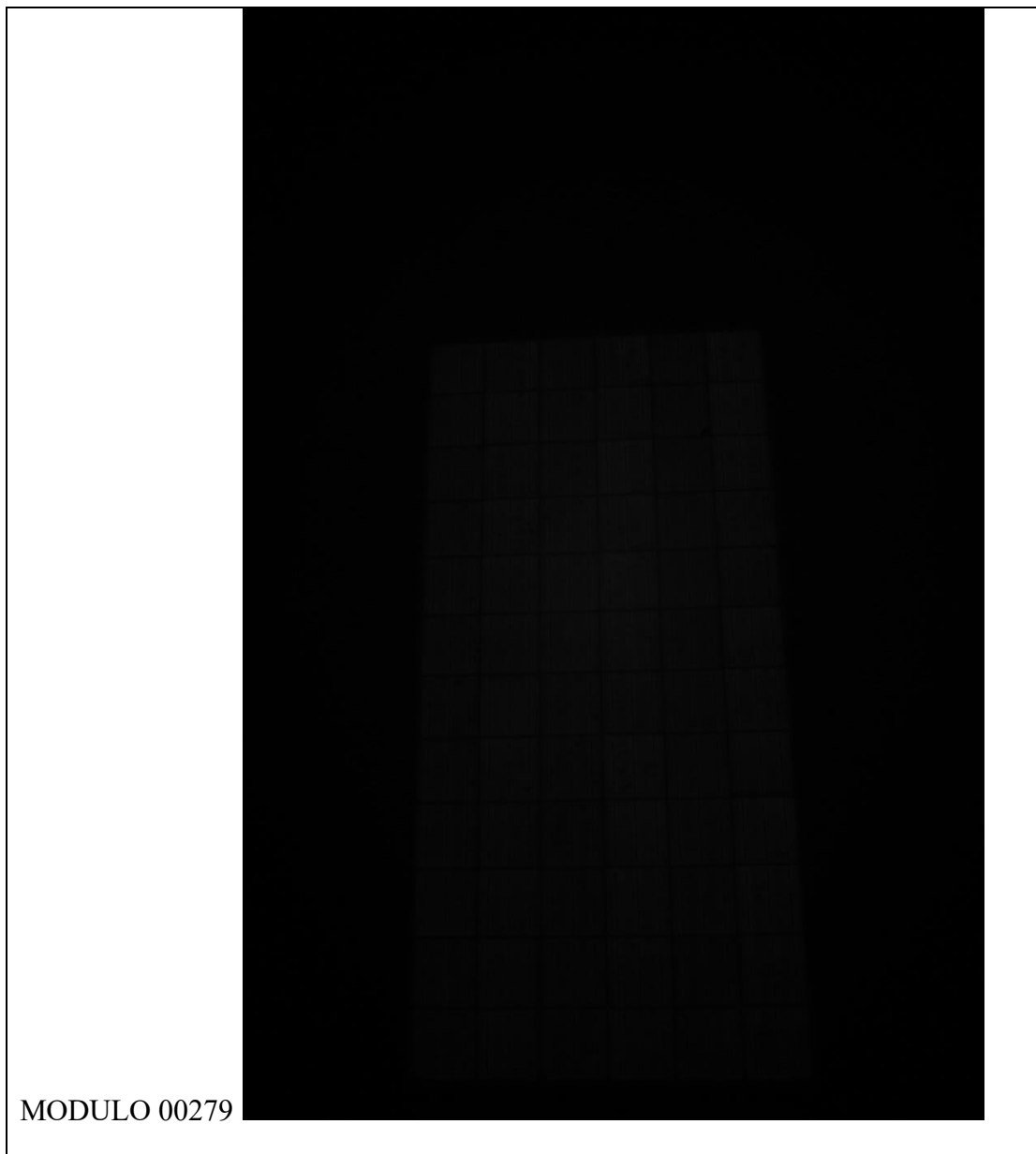
MODULO

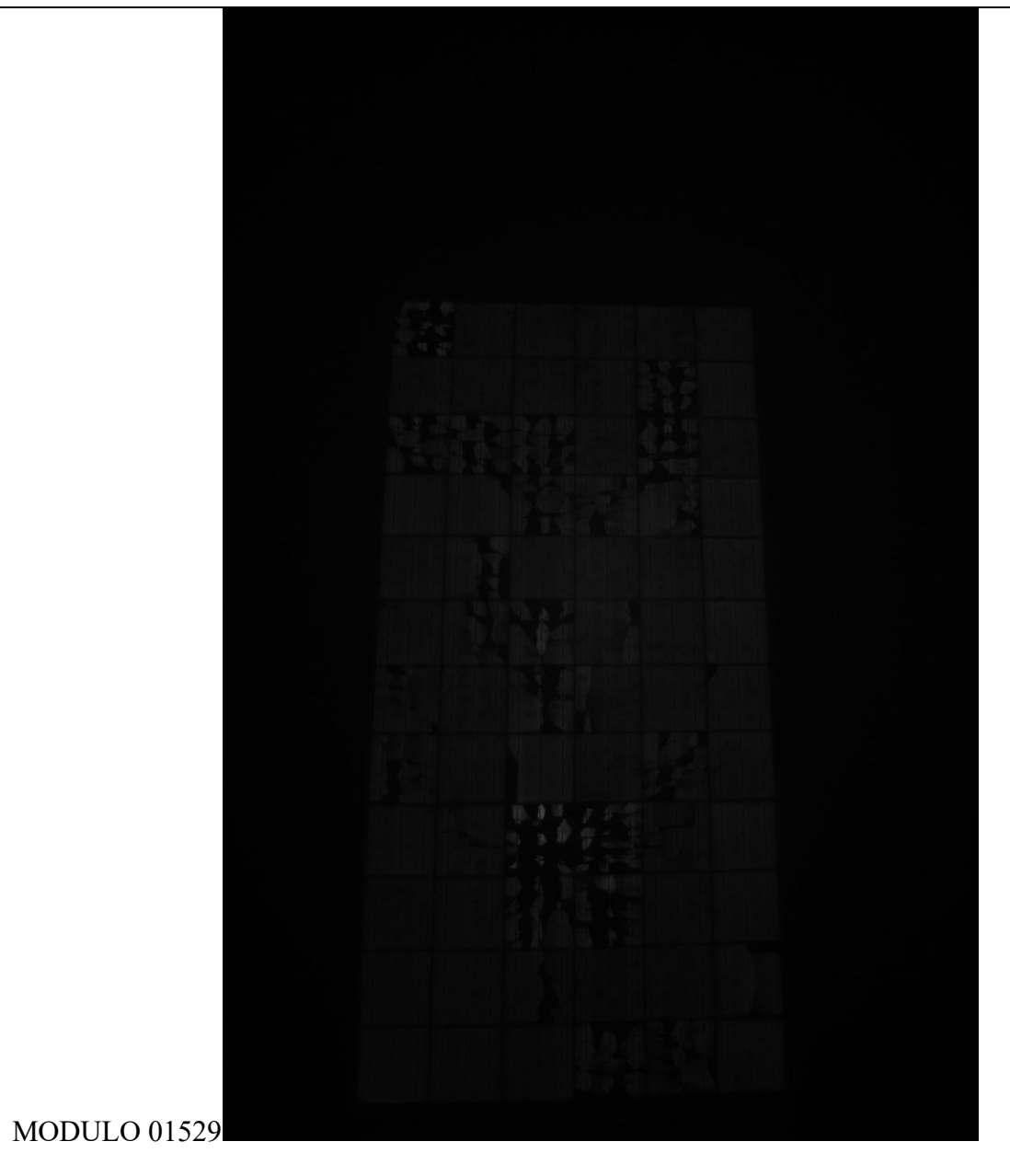
30078



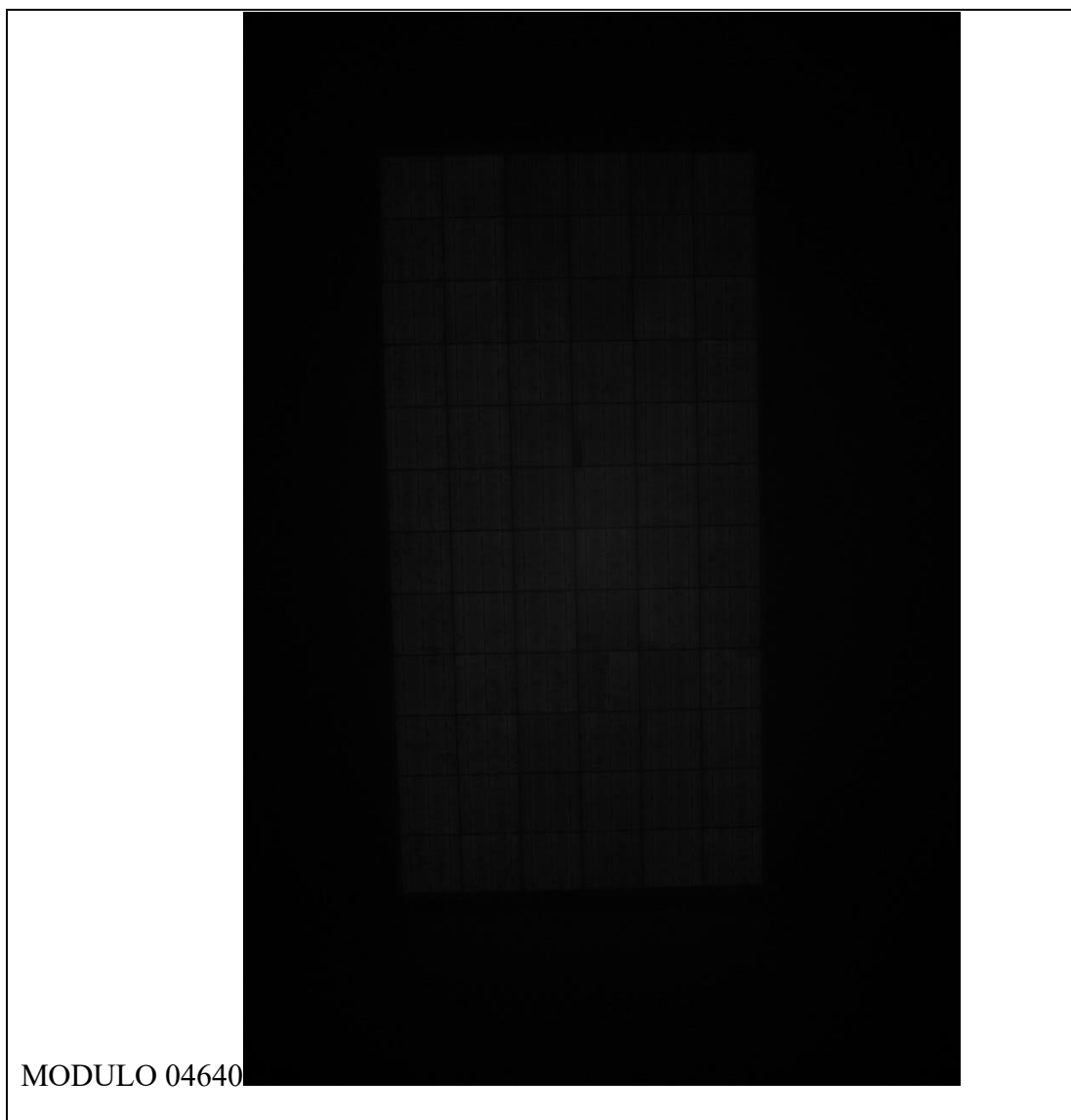


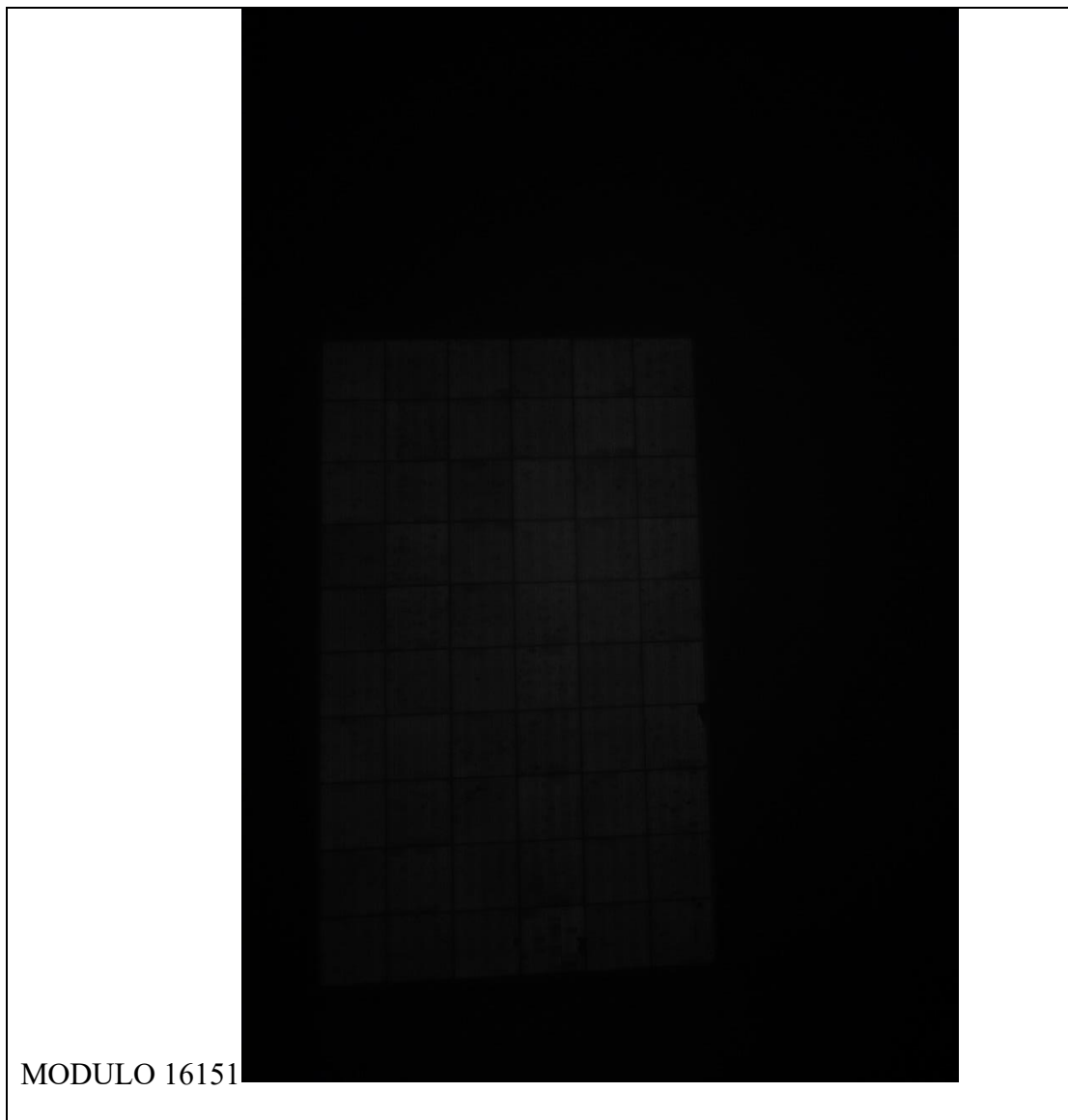
Anexo 4 Fotografías de EL



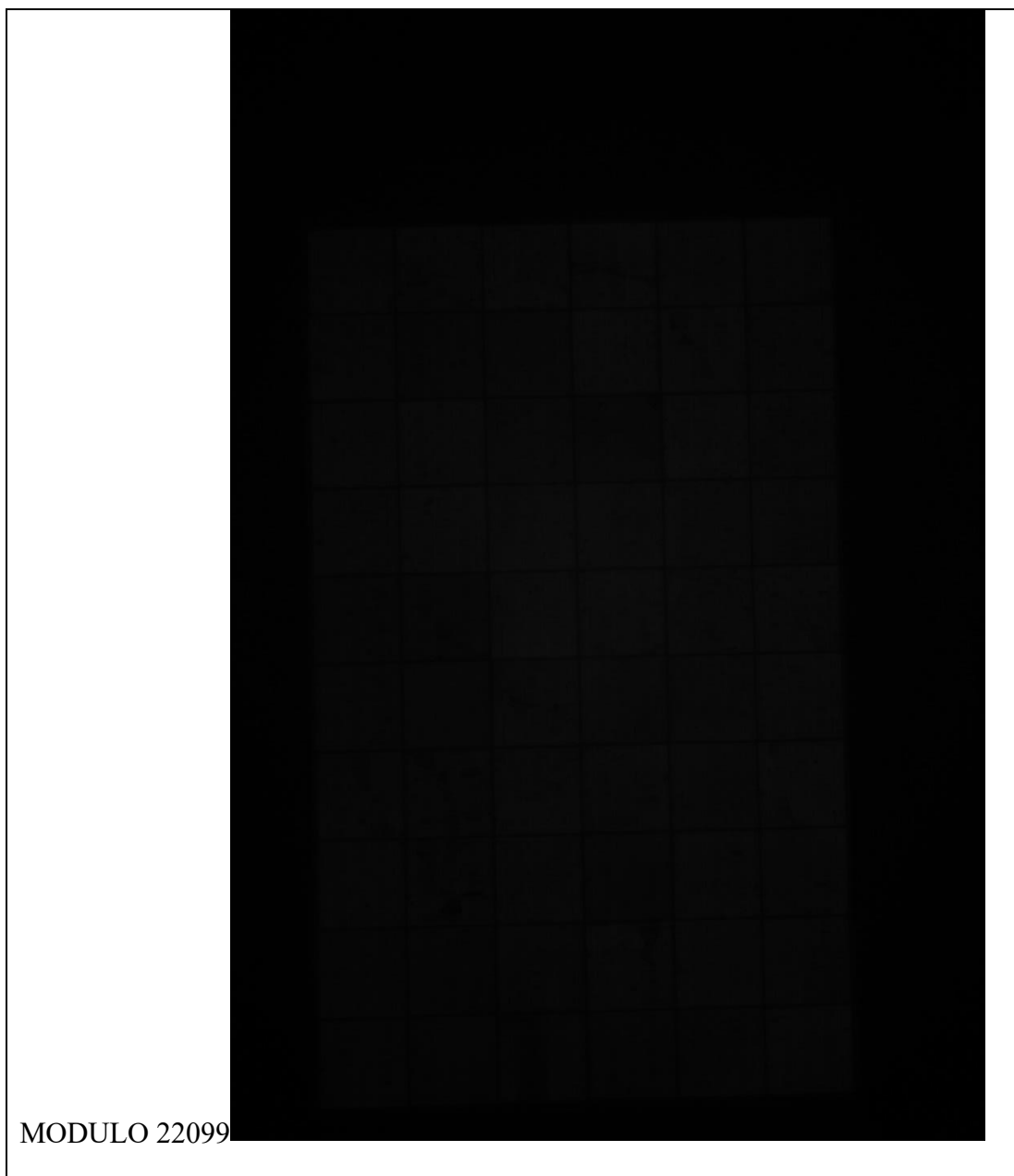


MODULO 01529

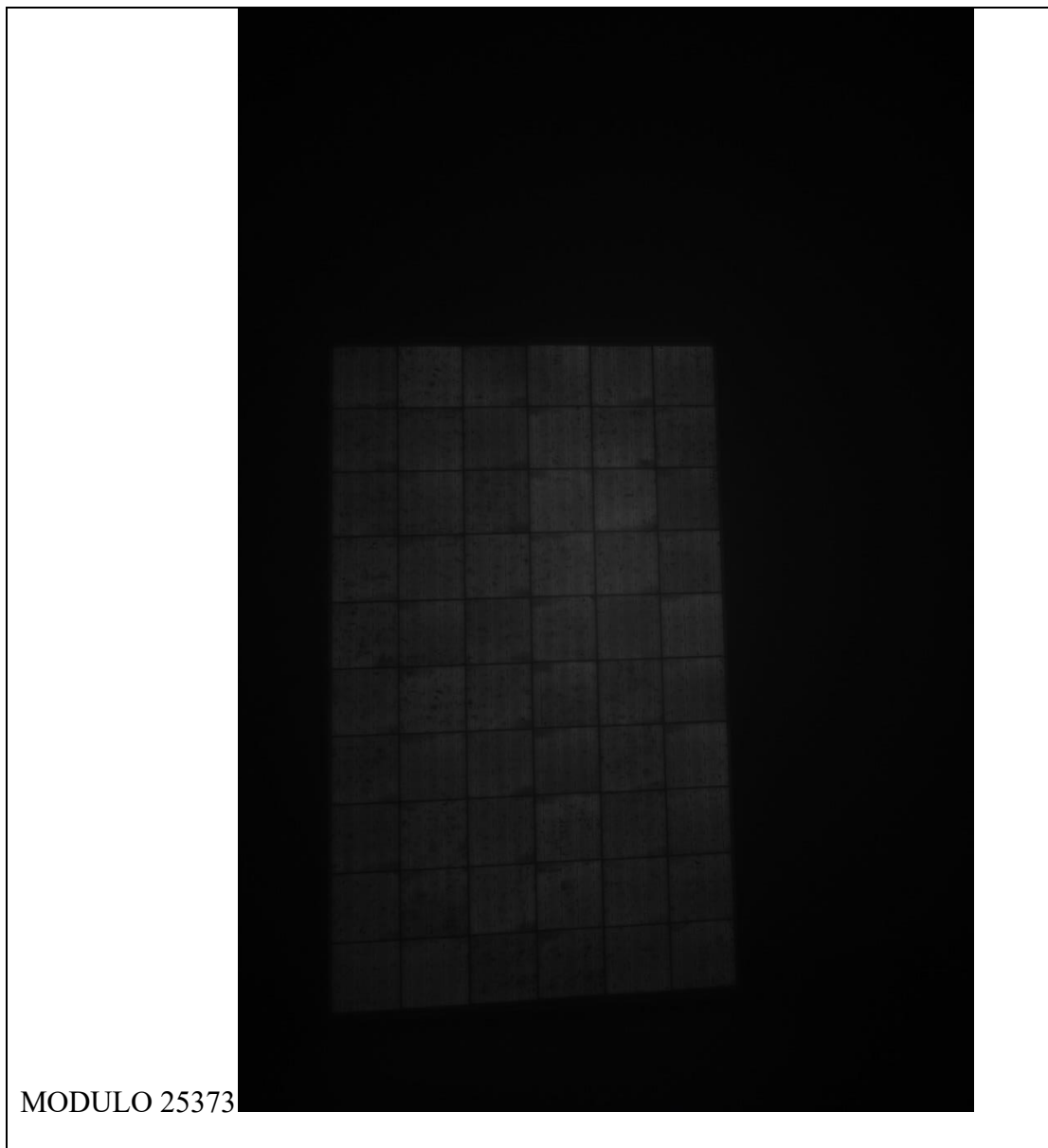


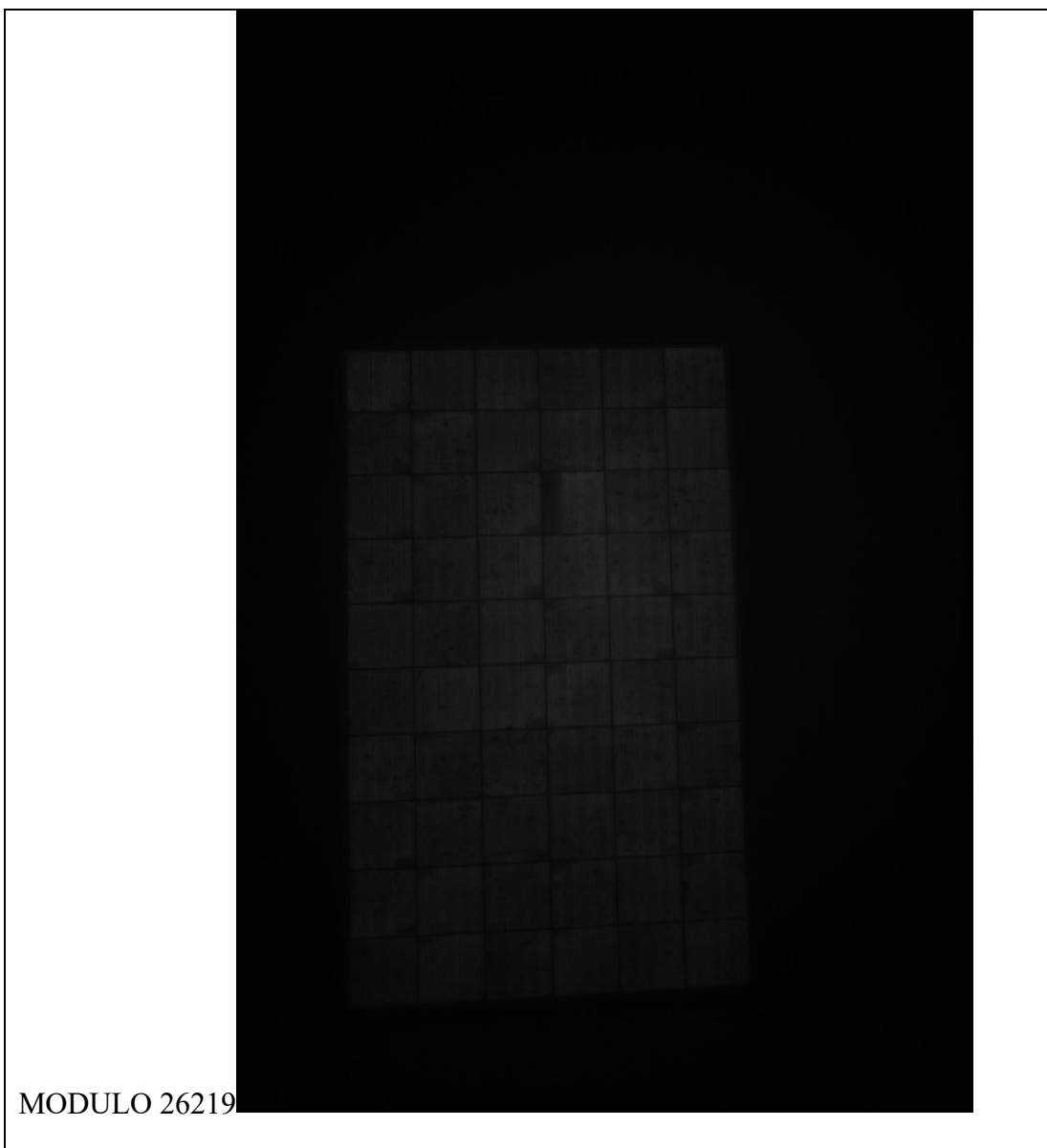


MODULO 16151

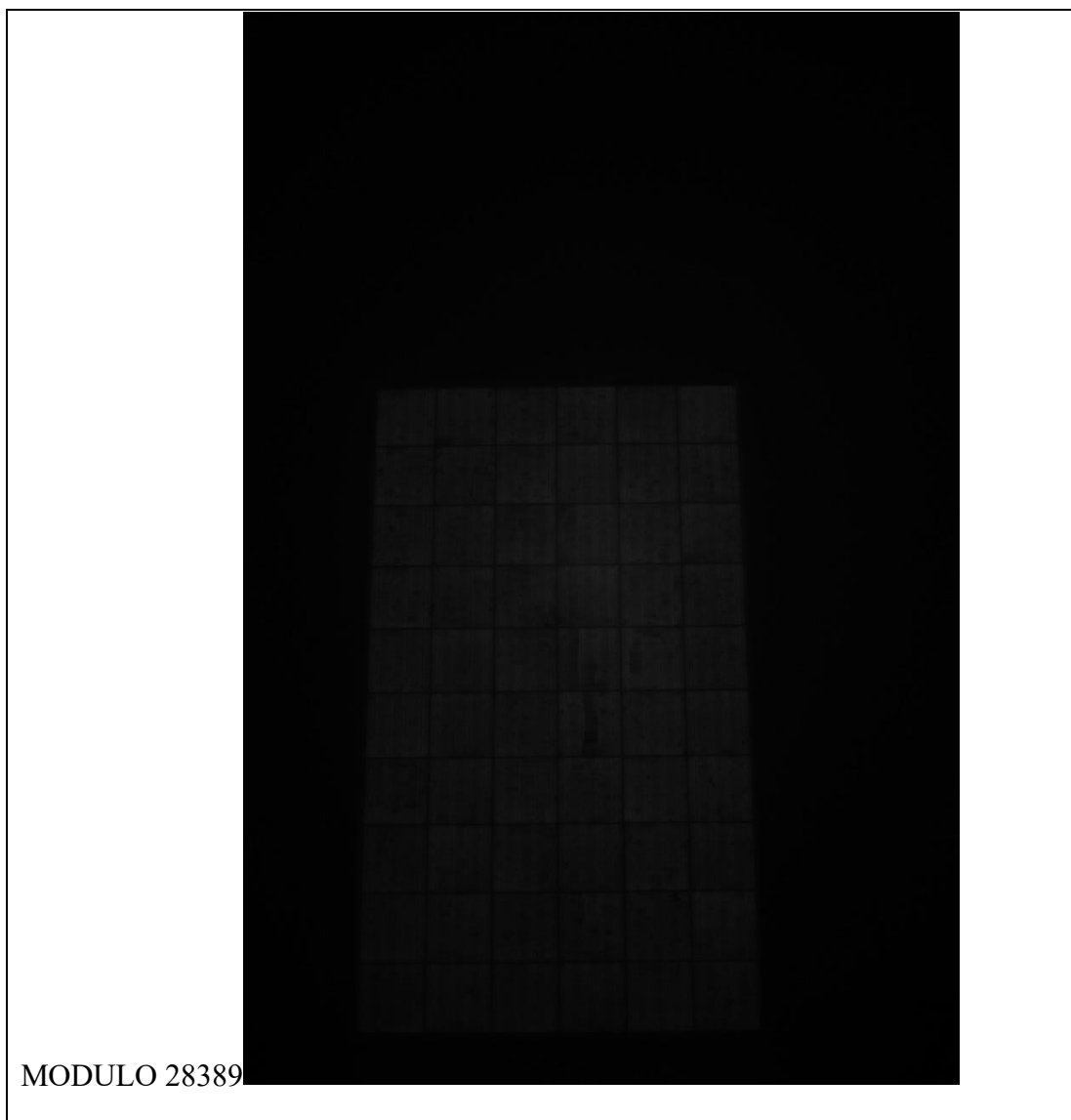


MODULO 22099

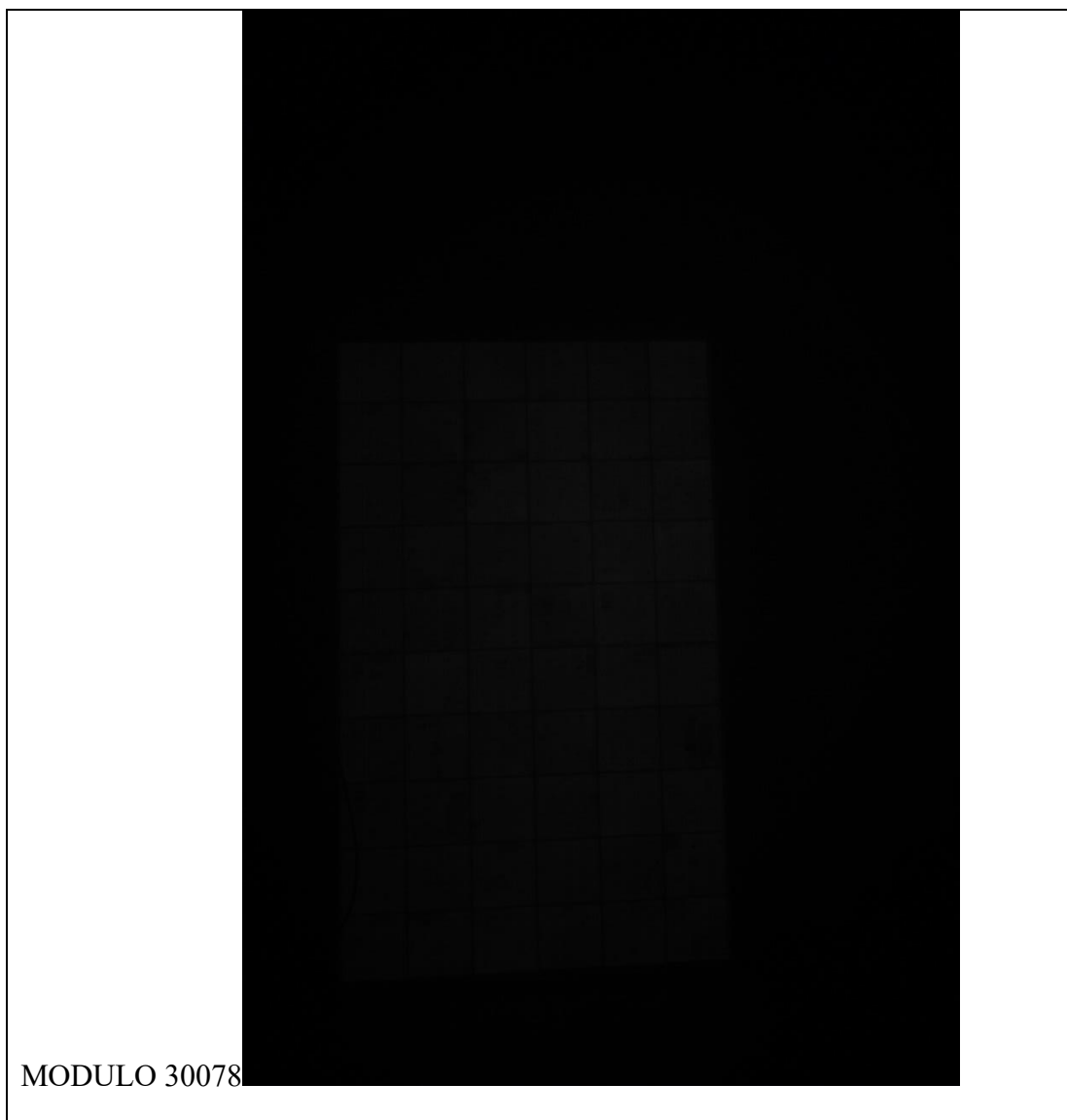


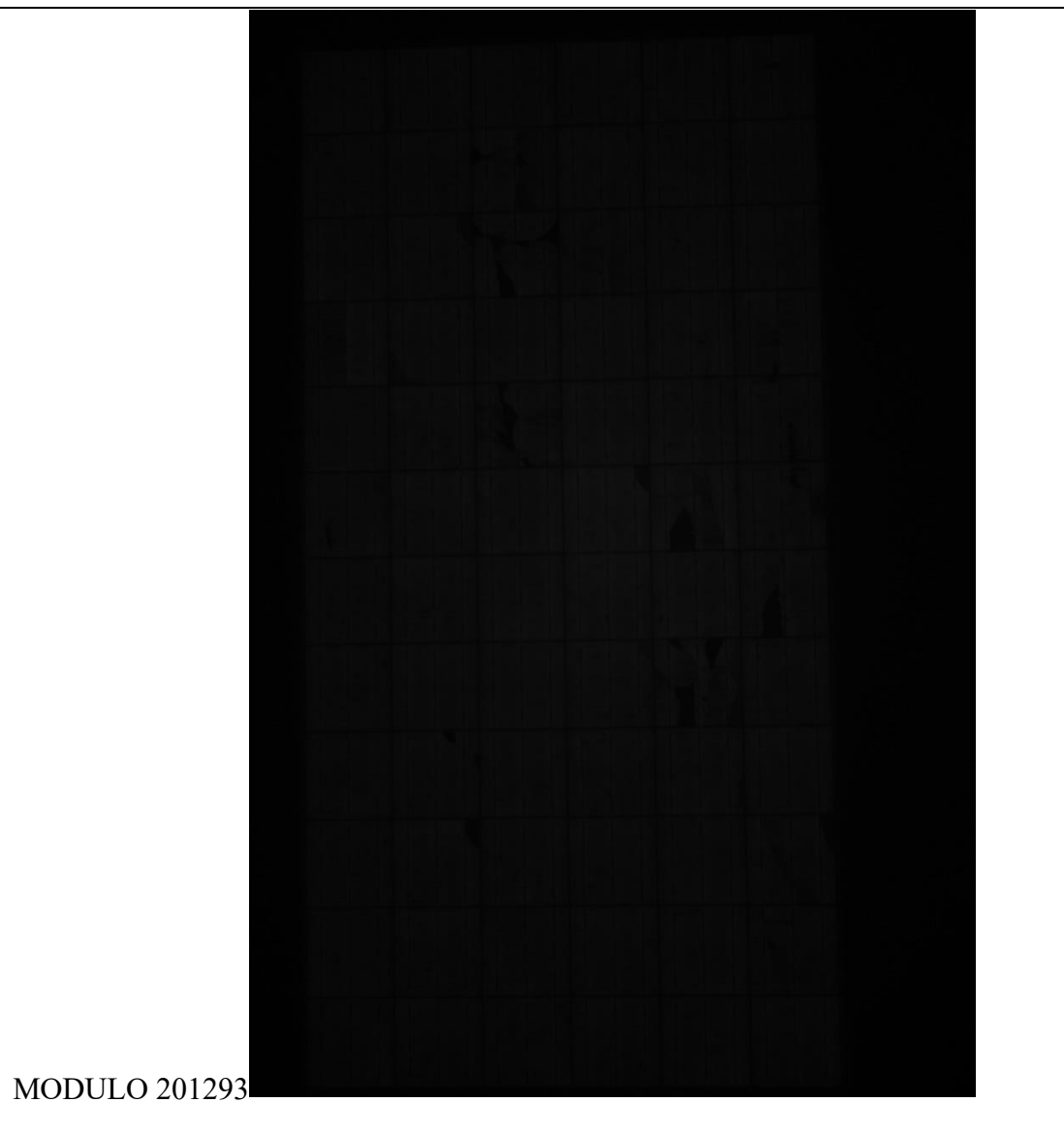


MODULO 26219

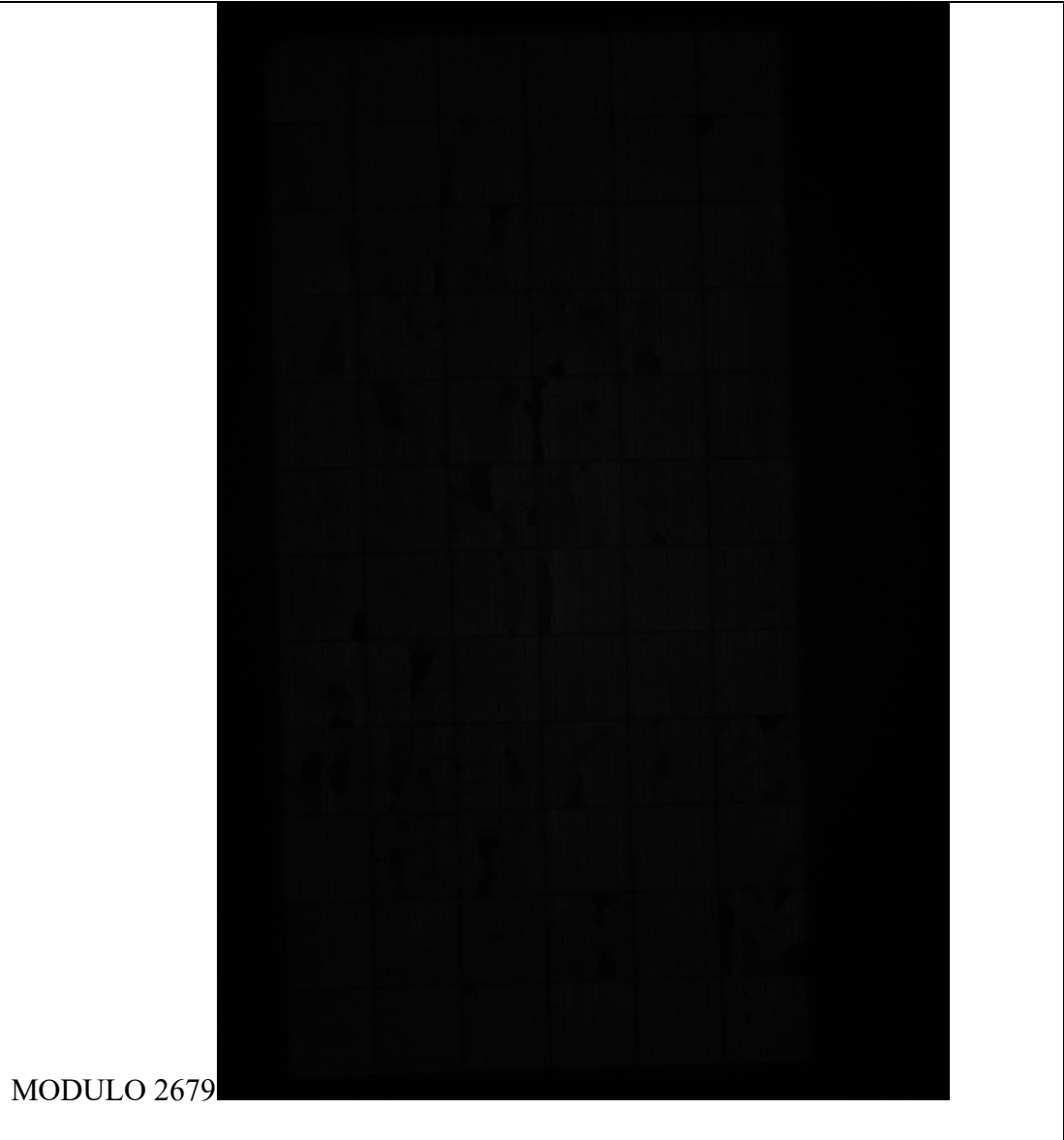


MODULO 28389





MODULO 201293



Anexo 5 Protocolo de teste para módulos de 2da vida

Instructivo para módulos de segunda vida

Contenido

Instructivo de laboratorio: Inspección visual de módulos (MQT 01)	3
Instructivo de laboratorio: Seguridad eléctrica	6
Instructivo de laboratorio: Caracterización eléctrica (Curva I-V y SOH).....	9
Instructivo de laboratorio: Caracterización eléctrica (Curva I-V outdoor)	11
Instructivo de laboratorio: Diagnóstico por imagen para módulos FV (EL)	14
Instructivo de laboratorio: Termografía mediante cortocircuito físico	17
Instructivo de laboratorio: Termografía mediante carga electrónica	21
Resolución de problemas	25
Anexos	27
Anexo 1: Tabla para prueba de aislación	27
Anexo 2: Tabla para EL y termografía	28
Anexo 3: Estructura para realización de pruebas con ángulo de 30°	28
Anexo 4: Montaje para prueba de aislación	29
Anexo 5: Montaje para EL.....	30
Anexo 6: Montaje para termografía y curva I-V outdoor.....	30
Anexo 7: Link para seguimiento de pruebas	31

Instructivo de laboratorio: Inspección visual de módulos (MQT 01)

1. *Objetivo*

Detectar defectos visuales y fallas estructurales evidentes que comprometan la seguridad eléctrica o el rendimiento mecánico del módulo antes de proceder a pruebas energizadas.

2. *Equipamiento y condiciones*

- **Iluminación:** Área con luz natural o artificial mínima de **1000 lux**.
- **Limpieza:** Kit de limpieza (agua desionizada y paño de microfibra).
- **Registro:** Cámara fotográfica para evidencia de hallazgos

3. *Secuencia operativa paso a paso*

1. Limpieza Inicial: Limpiar la superficie frontal y posterior para asegurar que el polvo no oculte microfisuras o quemaduras.
2. Inspección del Vidrio: Revisar toda la superficie buscando grietas, astillamientos o roturas.
3. Inspección de Celdas: Buscar signos de oxidación, "caminos de caracoles" (snail trails), celdas rotas o puntos de quemadura (burn marks).
4. Inspección del Laminado: Verificar la ausencia de burbujas de aire o desprendimientos (delaminación) entre las capas del panel.
5. Inspección de Marco y Backsheet: Revisar que el marco no esté deformado y que la capa posterior (backsheet) no tenga raspaduras profundas que expongan el circuito.
6. Caja de Conexiones: Abrir (si es posible) y verificar que no haya corrosión, cables sueltos o falta de sellante

4. Criterios de Aceptación y Rechazo

Hallazgo	Clasificación	Acción
Vidrio roto o perforado	Falla Crítica	RECHAZO (No apto para 2da vida).
Delaminación > 10% del área	Falla Mayor	RECHAZO.
Celdas con quemaduras visibles	Falla Mayor	RECHAZO.
Suciedad o manchas leves	Defecto Menor	Limpiar y re-evaluar.

Instructivo de laboratorio: Seguridad eléctrica

1. Objetivo

Validar la integridad del aislamiento galvánico del módulo para garantizar que no existan fugas de corriente hacia el marco metálico, protegiendo así la integridad de los futuros usuarios y equipos.

2. Seguridad y condiciones de entorno

- Riesgo eléctrico: Se trabajará con tensiones de hasta 1000 V de corriente continua.
- EPP: Guantes dieléctricos (clase 0 o superior) y calzado de seguridad obligatorio.
- Entorno: El modulo debe estar seco y libre de suciedad conductora.

3. Procedimiento

Equipamiento:

- Megóhmetro (hipot) con rango de medición hasta $G\Omega$.
- Cables de prueba con pinzas de cocodrilo aisladas.

Pasos operativos:

1. Preparación: Realizar un cortocircuito entre los terminales positivo y negativo del módulo fotovoltaico.
2. Conexión de tierra: Conectar el terminal de tierra o común del megohmetro al marco de aluminio del módulo, asegurando un buen contacto.
3. Conexión de prueba: Conectar el terminal de alta tensión del megohmetro al punto de cortocircuito de los terminales del panel.
4. Configuración: Ajustar el equipo para aplicar una tensión de 1000 V.
5. Medición cronometrada:
 - Registro 1 (minuto 1): Tomar la lectura a los 60 segundos de aplicada la tensión. Este es el valor estándar para el cálculo de cumplimiento.
 - Registro 2 (minuto 2): Mantener la tensión por 60 segundos adicionales.
6. Validación de estabilidad: Se debe verificar que la lectura al minuto 2 sea superior o igual a la del minuto 1. Un aumento significativo (como pasar de $G\Omega$ a $T\Omega$) es un indicador de un material aislante en excelentes condiciones.
7. Anotar en la planilla del anexo 1, el voltaje aplicado en ambas mediciones.



4. Criterios de aceptación

- **Apto:** El valor de resistencia multiplicado por el área del panel ($R_{iso} \cdot A$) debe ser igual o superior a $40M\Omega \cdot m^2$.
- **Rechazo:** Si el valor es inferior o si se produce una descarga disruptiva durante la prueba. El modulo se etiqueta como “NO APTO PARA SEGUNDA VIDA”.

Instructivo de laboratorio: Caracterización eléctrica (Curva I-V y SOH)

1. Objetivo

Determinar la potencia máxima real ($P_{\max}$) del módulo bajo condiciones estándar de medida (STC) para calcular su estado de salud (S_{OH}).

2. Equipamiento

- Simulador solar (flasher) clase AAA
 - Sensor de irradiancia (piranómetro) y sensor de temperatura de celda (PT1000).
-

3. Procedimiento operativo

1. Limpieza: Limpiar el vidrio frontal con agua desionizada o alcohol y paño de microfibra para eliminar sombreados generados por la suciedad.
 2. Instrumentación: Instalar un sensor de temperatura en el centro de la parte posterior de una celda central.
 3. Conexión: Conectar los terminales MC4 al sistema de adquisición del flasher o trazador outdoor.
 4. Entrada de datos: Ingresar coeficientes de temperatura y la potencia nominal de placa del fabricante.
 5. Ejecución: Realizar el disparo de luz (flasher) o la captura de barrido (outdoor). El software debe normalizar automáticamente los datos a 1000 W/m^2 y 25°C (norma IEC 60981).
-

4. Análisis de resultados y clasificación

Calcular el estado de salud:

$$S_{OH}\% = \frac{P_{\max,medido}}{P_{\max,nominal}} * 100$$

- Clase A (premium): $S_{OH} \geq 94\%$
- Clase B (estándar): $90\% \leq S_{OH} < 94\%$
- Rechazo: $S_{OH} < 90\%$

Instructivo de laboratorio: Caracterización eléctrica (Curva I-V outdoor)

1. Objetivo

Estandarizar el procedimiento de levantamiento de curvas I-V en condiciones de operación real para determinar la potencia máxima normalizada ($P_{\max, STC}$) y el estado de salud (S_{OH}) de módulos de segunda vida.

2. Seguridad y condiciones de entorno

Irradiancia: Realizar la prueba con una irradiancia mínima de 600 W/m^2 y una estabilidad de lectura con variaciones no superiores al $\pm 1^\circ \text{C}$ durante el barrido.

- Estabilidad Térmica: La temperatura del módulo debe presentar una variación inferior a $\pm 1^\circ \text{C}$ para asegurar la precisión en la extrapolación de datos.
 - EPP: Uso obligatorio de guantes dieléctricos y zapatos de seguridad al manipular terminales MC4 bajo carga.
-

3. Procedimiento

- Celda de referencia (piranómetro) con soporte coplanar.
- Sensor de temperatura de contacto (tipo PT1000).
- Estructura de soporte con inclinación fija entre 20° y 30° orientada al Norte.
- Kit de limpieza (agua desionizada y paño de microfibra).

Pasos operativos:

1. Identificación: Incorporar el ID del módulo en el software del trazador e ingresar los parámetros de placa del fabricante (Potencia nominal, V_{oc} , I_{sc} y coeficientes térmicos).

2. Montaje y Orientación: Instalar el módulo en la estructura de soporte asegurando una orientación Norte. En módulos bifaciales, cubrir la cara posterior con una superficie negra opaca para la medición inicial.

3. Instrumentación: Fijar la celda de referencia de forma coplanar al módulo (desviación $\pm 2^\circ \text{C}$) y adherir los sensores de temperatura en la parte central de la cara posterior del laminado.

4. Limpieza: Limpiar el vidrio frontal del módulo y el sensor de referencia para eliminar cualquier residuo que altere la recepción de irradiancia.

5. Conexión y Captura: Vincular los terminales MC4 y sensores al equipo. Ejecutar el barrido de la curva verificando que las condiciones de luz y temperatura se mantengan constantes.

6. Validación: Verificar en pantalla la integridad de la curva obtenida y registrar los datos normalizados en la planilla de seguimiento.

4. Criterios de aceptación

- Clase A (Premium): $S_{OH} \geq 94\%$ y morfología de curva suave, sin deformaciones.
- Clase B (Estándar): $90 \leq S_{OH} < 94\%$ con reducción uniforme de corriente por degradación natural.
- Rechazo: $S_{OH} < 90\%$ o presencia de escalonamientos (inflexiones) en la curva que indiquen fallas en los diodos de bypass o celdas inactivas.

Instructivo de laboratorio: Diagnóstico por imagen para módulos FV (EL)

1. Objetivo

Estandarizar los procedimientos de captura y análisis de imágenes térmicas y de electroluminiscencia para la detección de fallas estructurales y térmicas en módulos de segunda vida.

2. Seguridad y condiciones de entorno

- Electroluminiscencia (EL): Se debe realizar en oscuridad total para evitar el ruido lumínico en el espectro infrarrojo.
- Termografía: Realizar con irradiancia mínima de 600 W/m^2 y velocidad del viento inferior a 28 km/h .
- EPP: Uso obligatorio de guantes dieléctricos y zapatos de seguridad al manipular conexiones bajo carga.

3. Procedimiento de electroluminiscencia

Equipamiento:

- Cámara Nikon D750 (sin filtro IR interno) con lente gran angular.
- Filtro pasa-largo de $850\text{-}050 \text{ nm}$.
- Fuente de corriente continua programable.

Pasos operativos:

1. Montaje: Instalar el módulo en el soporte y posicionar la cámara a una distancia que capture el laminado completo.
2. Conexión: Conectar la fuente en polarización directa (positivo a positivo).
3. Excitación: Configurar la fuente para suministrar que I_{SC} nominal del fabricante.
4. Captura: Apagar todas las luces del recinto y realizar capturas con disparador automático.
5. Anotar en planilla la realización de la prueba (Anexo 1)

Criterios de aceptación:

- **Apto:** Celdas integrales o micro fisuras aisladas que no interrumpan la continuidad
- **Rechazo:** Fracturas ramificadas (telarañas) o celdas totalmente oscuras (inactivas).



UNIVERSIDAD TÉCNICA
FEDERICO SANTA MARÍA



Instructivo de laboratorio: Termografía mediante cortocircuito físico

1. Objetivo y fundamento técnico

Estandarizar el procedimiento de inspección infrarroja para detectar fallas que no son visibles al ojo humano, utilizando el "Paradigma del Cortocircuito".

- Regla de Oro: La termografía se realiza sobre el módulo fotovoltaico. La Carga Electrónica Programable (MTTP) se utiliza únicamente como facilitador para forzar el punto de operación.
- Principio Físico: Al maximizar la corriente (I_{sc}), se maximiza la disipación de calor (I^2R) en los puntos defectuosos, revelando las fallas como si fuera "tinta invisible".

2. Equipamiento e interfaz física

- Cámara infrarroja: Modelo Fluke Ti400.
- Objeto de estudio: Módulo fotovoltaico de segunda vida
- Facilitador de carga: Carga programable (MTTP)
- Conectividad: El módulo debe conectarse a la carga mediante adaptadores MC4 seguros para cerrar el circuito y permitir que el equipo solicite la corriente del panel.
- Estructura de soporte con inclinación de 30°(Anexo).
- Elemento de sombreado (manta opaca o cobertor que garantice el bloqueo total de la radiación solar).
- Pendrive

3. Secuencia operativa y detallada

Paso 1: Preparación y Limpieza Técnica

- **Limpieza:** Antes de cualquier medición, limpie el vidrio frontal con agua desionizada y un paño de microfibra.
- **Justificación:** Eliminar suciedad o polvo es crítico para asegurar que la emisividad del vidrio sea uniforme y no genere falsos "puntos calientes".

Paso 2: Bloqueo de Generación (Sombreado de Seguridad)

- **Acción:** Cubra la cara frontal del módulo totalmente con una manta opaca o cobertor que garantice el bloqueo total de la radiación solar.

- **Seguridad:** Este paso es obligatorio para llevar la corriente a **0** antes de manipular los cables, evitando así la formación de arcos eléctricos peligrosos al desconectar o conectar los terminales MC4.

Paso 3: Ejecución del Puente Físico

- **Conexión:** Mientras el módulo permanece sombreado, conecte el terminal positivo (+) directamente al terminal negativo (-) del mismo módulo utilizando sus propios conectores MC4.
- **Verificación:** Asegure que el "clic" de los conectores sea audible para garantizar un contacto firme y evitar resistencias adicionales en la conexión.

Paso 4: Configuración Geométrica y Exposición

- **Inclinación:** Posicione el módulo en la estructura de soporte con una inclinación de **30°**.
- **Orientación:** Oriente el panel estrictamente hacia el **Norte** para maximizar la captación de radiación directa.
- **Inicio de Prueba:** Retire la manta opaca de forma rápida para exponer las celdas a la radiación solar (mínimo 600 W/m²).

Paso 5: Estabilización Térmica (Línea de Tiempo)

- **Tiempo de Espera:** Es obligatorio esperar un periodo de **15 minutos** de exposición solar ininterrumpida antes de realizar la captura.
- **Fundamento:** Este intervalo permite que el calor generado por el flujo de la corriente de cortocircuito (Isc) se estabilice en los puntos de falla, haciendo visible la "tinta invisible" para el sensor infrarrojo.

Paso 6: Captura Infrarroja y Parámetros Críticos

- **Configuración:** Ajuste la emisividad de la cámara Fluke Ti400 en **0.95**.
- **Geometría de toma:** Realice la captura de forma perpendicular al panel (ángulo de **90°** para minimizar reflexiones no deseadas).
- **Posición del Operador:** El operador debe situarse fuera del eje de simetría del módulo para evitar proyectar sombras o su propio reflejo térmico corporal sobre el vidrio.

4. Guía de referencia visual y diagnostico

Anomalia física	Firma termográfica	Diagnóstico técnico
Hotspot	Punto brillante localizado	Alta resistencia localizada disipando energía térmica

Microfisuras	Patrones vibrantes contra fondo frío	Ruptura física del silicio que interrumpe el flujo de electrones
Falla de diodo bypass	Rectángulo o cadena entera caliente	Diodo activado o en corto, forzando a la cadena a disipar calor
Conexiones defectuosas	Calor intenso en terminales/caja	Falso contacto o resistencia de contacto elevada

5. *Análisis y extracción de datos*

- Extracción rápida: Mediante conexión USB para reportes visuales inmediatos.
- Análisis profundo: Utilizar el software termográfico para extraer datos radiométricos. Esto permite ajustar temperaturas, emisividad y paletas de color en post- procesamiento (similar al revelado de un archivo RAW).

Instructivo de laboratorio: Termografía mediante carga electrónica

1. Objetivo y fundamento teórico

- **Objetivo:** Estandarizar el procedimiento de inspección infrarroja para detectar anomalías térmicas internas (no visibles al ojo humano) en módulos de segunda vida.
- **Paradigma del Cortocircuito:** Al configurar una Carga Electrónica Programable (MTTP) para solicitar la corriente máxima del panel (I_{sc}), se maximiza la disipación de calor por efecto Joule (I^2R) en los puntos de alta resistencia interna.
- **Regla de Oro:** La termografía se realiza exclusivamente sobre el módulo; el equipo MTTP actúa únicamente como el facilitador para forzar el punto de operación.

2. Equipamiento e interfaz física

- **Cámara Infrarroja:** Modelo Fluke Ti400 (configurada para análisis radiométrico).
- **Objeto de Estudio:** Módulo fotovoltaico de segunda vida.
- **Facilitador de Carga:** Carga Electrónica Programable (MTTP).
- **Interfaz de Conectividad:** Adaptadores MC4 seguros para cerrar el circuito entre el módulo y la carga.
- **Soporte Mecánico:** Estructura con inclinación fija de 30° .
- **Elemento de Sombreado:** Manta opaca o cobertor para bloqueo total de radiación durante la conexión inicial.
- **Almacenamiento:** Pendrive para la extracción de datos.

3. Secuencia operativa y detallada

Paso 1: Preparación Física y Geometría

1. **Limpieza Técnica:** Limpiar el vidrio frontal con agua desionizada para eliminar polvo o manchas que alteren la emisividad superficial.
2. **Posicionamiento:** Instalar el módulo en la estructura con inclinación de 30° y orientación hacia el Norte.
3. **Área de Trabajo:** Verificar que el panel esté en un área libre de sombras proyectadas por edificios, vegetación o el propio operador.

4. **Sombreado de Seguridad:** Cubrir el módulo con la manta opaca antes de realizar las conexiones eléctricas para evitar arcos eléctricos.

Paso 2: Configuración de la Carga Electrónica (MTTP)

1. **Acoplamiento:** Conectar los terminales del módulo a las entradas de la carga electrónica verificando estrictamente la polaridad.
2. **Modo de Operación:** Configurar el equipo MTTP en **Modo: Cortocircuito**.

2.2 Se programa la carga electrónica para operar en modo de corriente constante o voltaje cero, emulando la condición de cortocircuito del módulo. Este procedimiento no constituye una falla eléctrica, sino una maniobra controlada para forzar la circulación de la corriente máxima (I_{sc}) y permitir la disipación térmica en puntos de alta resistencia interna (Efecto Joule)."
3. **Estabilización Térmica:** Retirar la manta de sombreado. Es obligatorio esperar **15 minutos** bajo radiación solar constante (600W/m^2) antes de medir.
 - *Nota: Este tiempo permite que los gradientes de temperatura en las fallas se vuelvan plenamente visibles para el visor de la cámara.*

Paso 3: Configuración de Captura y Parámetros Críticos

1. **Emisividad:** Configurar la cámara en **0.95** (valor estándar para el vidrio solar).
2. **Geometría de Captura:** La toma debe ser perpendicular al panel (cercano a 90°) para minimizar reflexiones.
3. **Posición del Operador:** El operador debe situarse fuera del eje de captura para evitar proyectar su propio reflejo térmico sobre el vidrio.

4. Guía de referencia visual y diagnóstico

Utilice la siguiente tabla para la clasificación técnica de hallazgos:

Anomalia Física	Firma Termográfica	Diagnóstico Técnico
Hotspot	Punto brillante localizado.	Alta resistencia localizada disipando energía térmica.
Microfisuras	Patrones vibrantes contra fondo frío.	Ruptura física del silicio que interrumpe el flujo de electrones.
Falla de Diodo Bypass	Rectángulo o cadena entera caliente.	Diodo activado o en corto, forzando a la cadena a disipar calor.

Conexiones Defectuosas	Calor intenso en terminales/caja.	Falso contacto o resistencia de contacto elevada en terminales.
-------------------------------	-----------------------------------	---

5. *Análisis y extracción de datos*

- **Extracción Rápida:** Mediante conexión USB o pendrive para obtener imágenes estáticas para reportes visuales inmediatos.
- **Análisis Profundo:** Utilizar el **software termográfico** para extraer datos radiométricos. Esto permite ajustar temperaturas, emisividad y paletas de color en post-procesamiento (revelado de datos crudos).

Resolución de problemas

Problema detectado	Causa probable	Acción correctiva
Lectura de aislamiento inestable	Humedad en los bordes del panel o cables mal conectados.	Limpiar y secar nuevamente los bordes; verificar apriete de cocodrilos.
Carga MTTP no alcanza la Isc	Radiación solar inferior a 600W/m ² o conexión errónea.	Verificar irradiancia con piranómetro; revisar polaridad de cables MC4.
Imagen de EL sale negra	Fuente de poder en polarización inversa o falta de oscuridad.	Invertir terminales de la fuente; asegurar sellado total de luz en la sala.

Anexos

Anexo 1: Tabla para prueba de aislación

MODULO	Voltaje aplicado	1min (500 V)	2min (500 V)
MODULO	Voltaje aplicado	1min (1000 V)	2min (1000 V)
MODULO	Voltaje aplicado	1min (1000 V)	2min (1000 V)
MODULO	Voltaje aplicado	1min (1000 V)	2min (1000 V)
MODULO	Voltaje aplicado	1min (1000 V)	2min (1000 V)
MODULO	Voltaje aplicado	1min (1000 V)	2min (1000 V)
MODULO	Voltaje aplicado	1min (1000 V)	2min (1000 V)

Anexo 2: Tabla para EL y termografía

Modulo	EL	Termografía

Anexo 3: Estructura para realización de pruebas con ángulo de 30°



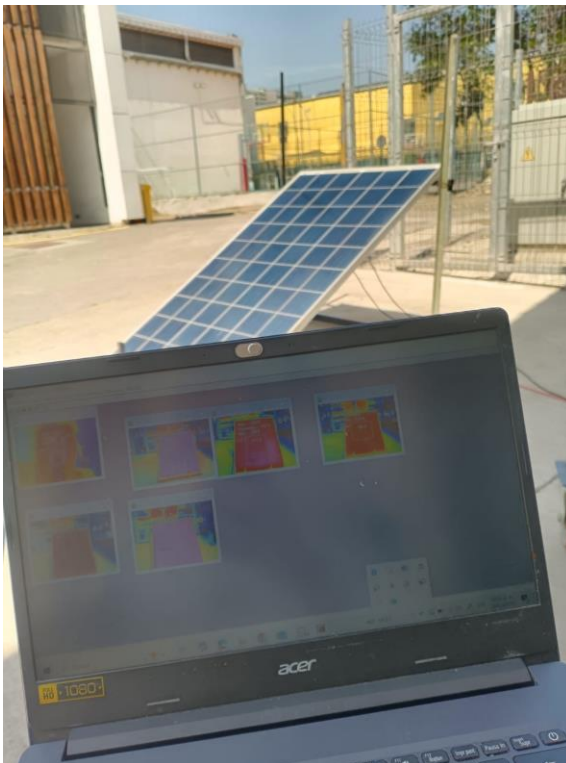
Anexo 4: Montaje para prueba de aislación

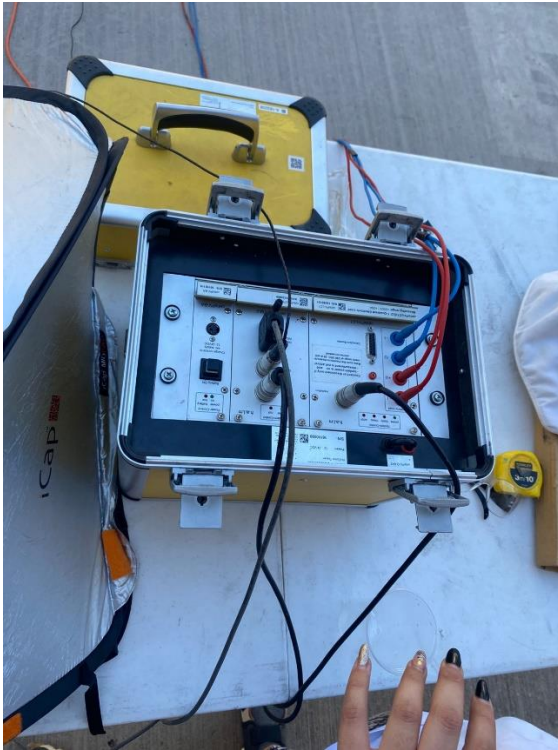


Anexo 5: Montaje para EL



Anexo 6: Montaje para termografía y curva I-V outdoor





Anexo 7: Link para seguimiento de pruebas

https://usmcl-my.sharepoint.com/:x:/g/personal/paula_navia_usm_cl/IQCaR9W-TMmyQZO0Fl-xOd3vAXrx_e7F1XwJRgcIMR_hyxI?e=N558ab