UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica, Alimentaria y de Biosistemas

Sostenibilidad en el sector fotovoltaico: Reutilización de paneles e integración con sistemas agrivoltaicos

TESIS DOCTORAL

Presentada para optar al título de Doctor por:

María Beatriz Nieto Morone
Ingeniero Químico

Madrid, 2025

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica, Alimentaria y de Biosistemas

Doctorado en Agroingeniería

Sostenibilidad en el sector fotovoltaico: Reutilización de paneles e integración con sistemas agrivoltaicos

TESIS DOCTORAL

Presentada para optar al título de Doctor por:

María Beatriz Nieto Morone
Ingeniero Químico

Bajo la dirección de:
Dra. María del Carmen Alonso García (Director)
Dr. Miguel Ángel Muñoz García (Director)

Madrid, 2025

Título: Sostenibilidad en el sector fotovoltaico: Reutilización de paneles e integración con sistemas agrivoltaicos

Autor: María Beatriz Nieto Morone

Programa de Doctorado: Doctorado en Agroingeniería (R.D.99/2011)

Dirección de tesis:

Dra. María del Carmen Alonso García, Unidad de Energía Solar Fotovoltaica, CIEMAT.

Dr. Miguel Ángel Muñoz-García, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica, Alimentaria y Biosistemas, UPM.

Revisores externos:

Tribunal de tesis:

Fecha de defensa:

Esta tesis ha sido parcialmente financiada por el Proyecto FOTOVOL3R: “Circularidad de los sistemas fotovoltaicos mediante el reciclaje, la reparación y la reutilización de los módulos fotovoltaicos”. (PID2020-118417RB-C21). MICIN/AEI/10.113039/201100011033. Y MEDIDA C17.I2G: CIEMAT

A mi madre, Susana, y a mis amados Iván y Borja, por su apoyo y cariño.

Agradecimientos

Esta tesis no hubiera sido posible sin la ayuda y apoyo de muchas personas. Es por ello que quiero expresar en esta oportunidad mi sincero agradecimiento a mis directores de tesis, la Dra. María del Carmen Alonso-García y al Dr. Miguel Ángel Muñoz García por su orientación, guía y acompañamiento a lo largo de estos años. Su ejemplo profesional ha sido fundamental para que este trabajo pudiera llegar a buen puerto.

Agradezco al Centro de Investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas (CIEMAT) y, en particular, a la Unidad de Energía Solar Fotovoltaica por haberme acogido y proporcionado los recursos necesarios para llevar adelante esta investigación, en el marco del proyecto FOTOVOL3R, que me brindó el soporte científico y técnico fundamental. A la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica, Alimentaria y de Biosistemas (ETSIAAB) de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM), por abrirme las puertas en el Programa de Doctorado en Agroingeniería y por la experiencia enriquecedora de compartir trabajo con el proyecto SunCeres, que complementó y amplió el alcance de este trabajo.

Muchas gracias a mis compañeros de trabajo de la Unidad de Energía Solar Fotovoltaica, por las horas compartidas y su apoyo y ayuda en el trabajo de campo. En particular, a Félix, quien ha dedicado horas a la explicación y realización de medidas experimentales. También, agradezco a José, Fernando, José Lorenzo, Sergio y Felipe, cuyo apoyo ha sido fundamental.

A mis compañeros de despacho y café, Nuria, Nieves, Susana, Ana, Rocío, Nacho, José Pablo, Maribel y Begoña, por su compañía, disposición para escuchar y el buen humor compartido, su colaboración y amistad han hecho que este camino fuera aún más enriquecedor y llevadero.

También quiero agradecer a los compañeros que me acompañaron durante mi estancia en la Universidad de Évora, quienes me abrieron generosamente las puertas de la Cátedra de Energías Renovables, con quienes compartí una colaboración tan generosa como enriquecedora, que hizo de mi estancia una valiosa experiencia de aprendizaje.

Quiero dar especialmente las gracias al Dr. Javier Gandía, por compartir sus conocimientos y experiencia, además de sus consejos que me brindaron calma y claridad en este recorrido.

Por último, pero no menos importante, a mi familia, cuyo cariño incondicional y apoyo constante me acompañaron en cada paso de este camino. En especial a Borja, por ser siempre mi refugio y mi mayor apoyo, brindándome la fuerza y la ilusión que me ayudaron a cumplir este sueño.

Abstract

Transition to renewable energy is key to achieving climate neutrality by 2050. However, the rapid expansion of installed capacity globally poses challenges in waste management. One of the fastest-growing sectors worldwide is photovoltaic solar energy, which will generate large amounts of waste at the end of the useful life of photovoltaic modules. This situation requires the implementation of strategies other than conventional recycling, such as the reuse of reconditioned modules. This approach emerges as an alternative in line with the circular economy. Likewise, agrivoltaics, which combines agricultural production with energy generation, is a favorable context for the integration of reconditioned modules as it optimizes land use while reducing pressure on critical resources.

The overall objective of this research is to evaluate the feasibility of reusing photovoltaic modules in agrivoltaic applications. This contributes to extending the useful life of the modules, reducing waste generation, and promoting a sustainable energy model. To this end, specific objectives are proposed: to estimate waste generation in different countries and regions, to analyze defects in reconditioned monocrystalline silicon panels, and to evaluate their performance in an experimental agrivoltaic installation.

The methodology combines predictive modelling using the Weibull distribution to estimate waste generation in different failure scenarios (early or normal), the characterization of reconditioned modules in accordance with IEC standards, and subsequent experimental validation in a pilot agrivoltaic system at the Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica, alimentaria y de biosistemas of the Universidad Politécnica de Madrid.

The results obtained indicate that by 2050, the European Union could generate 16 million cumulative tonnes of photovoltaic waste, considering a normal loss scenario, and 23 million tonnes if the early loss scenario is considered, which presents a need to expand the management structures for this waste and explore options such as reuse. The characterization of 23 reconditioned modules showed that 87% have power losses of less than 20%, confirming their potential for reuse under specific characterization protocols. The integration of these reconditioned modules into an agrivoltaic system shows that they maintain stable performance and their correlations with irradiance are greater than 0.93, which validates their

operation in this particular scenario of moderate energy demand. Furthermore, throughout the study period, no significant reductions in agricultural production or water consumption were observed, reinforcing the compatibility of dual land use.

In conclusion, this thesis confirms the viability of integrating refurbished modules into an agrivoltaic system, which presents a feasible and sustainable solution to address the challenge of increasing photovoltaic waste generation and reduce dependence on critical materials, strengthening the circular economy.

Resumen

La transición hacia las energías renovables es clave para alcanzar la neutralidad climática en 2050, sin embargo, la rápida expansión de la capacidad instalada a nivel global plantea desafíos en la gestión de residuos. Uno de los sectores con mayor crecimiento a nivel mundial es el de la energía solar fotovoltaica, la cual generará grandes cantidades de residuos al final de la vida útil de los módulos fotovoltaicos. Esta situación exige la implementación de estrategias diferentes al reciclaje convencional, como es la reutilización de módulos reacondicionados. Este enfoque surge como una alternativa alineada con la economía circular. Asimismo, la agrivoltaica, que combina la producción agrícola con la generación de energía es un contexto favorable para la integración de módulos reacondicionados ya que optimiza el uso del suelo y reduce al mismo tiempo la presión sobre los recursos críticos.

El objetivo general de esta investigación es evaluar la viabilidad de la reutilización de módulos fotovoltaicos en aplicaciones agrivoltaicas. De esta forma se contribuye a prolongar la vida útil de los módulos, se disminuye la generación de residuos y se favorece un modelo energético sostenible. Para ello se plantean objetivos específicos: estimar la generación de residuos en diferentes países y regiones, analizar defectos de paneles reacondicionados de silicio monocristalino y evaluar su funcionamiento en una instalación agrivoltaica experimental.

La metodología combina una modelización predictiva utilizando la distribución de Weibull para estimar la generación de residuos en distintos escenarios de falla (temprana o habitual), la caracterización de los módulos reacondicionados siguiendo las normativas IEC y la posterior validación experimental en un sistema agrivoltaico piloto en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica, Alimentaria y de Biosistemas de la Universidad Politécnica de Madrid.

Los resultados obtenidos indican que hacia 2050 la Unión Europea podría generar 16 millones de toneladas acumuladas de residuos fotovoltaicos, teniendo en cuenta un escenario de pérdida habitual y 23 millones de toneladas si se considera el escenario de pérdidas tempranas, lo que presenta una necesidad de ampliar las estructuras de gestión de estos residuos y explorar opciones como la reutilización. La caracterización de 23 módulos reacondicionados mostró que el 87 % presenta pérdidas de potencia inferiores al 20 %, lo que confirma su potencial de reutilización bajo protocolos de caracterización específicos. La integración de estos módulos reacondicionados muestra que mantienen un comportamiento estable y

sus correlaciones con la irradiancia son superiores a 0.93, lo cual valida su funcionamiento en este escenario particular de demanda energética moderada. Asimismo, durante todo el periodo de estudio, no se observaron reducciones significativas en la producción agrícola, así como tampoco en el consumo de agua, lo que refuerza la compatibilidad del doble uso del terreno.

En conclusión, en esta tesis se confirma la viabilidad de la integración de módulos reacondicionados en un sistema agrivoltaico, lo que presenta una solución factible y sostenible para afrontar el desafío de la generación creciente de residuos fotovoltaicos y reducir la dependencia de materiales críticos, fortaleciendo la economía circular.

Tabla de Contenido

Agradecimientos v

Abstract vii

Resumen ix

Lista de Figuras xiv

Lista de Tablas xvii

Abreviaturas y Acrónimos xviii

1. Introducción **1**

2. Estado del arte internacional en estrategias de reutilización fotovoltaica **13**

2.1. Avances tecnológicos y retos emergentes de la economía circular 15

2.2. Consideraciones ambientales: reutilización frente a reciclaje 16

2.3. Dimensión económica y barreras de mercado 19

2.4. Limitaciones normativas y necesidad de estandarización del uso de módulos fotovoltaicos reacondicionados 22

2.5. La agrivoltaica como oportunidad para la reutilización de paneles reacondicionados 25

3. Objetivos de la Investigación **29**

3.1. Hipótesis General 30

3.2. Hipótesis Específicas 30

4. Metodología **31**

4.1. Estimación de la Generación de Masa de Residuos Fotovoltaicos 32

4.1.1. Capacidad fotovoltaica anual instalada y proyectada 33

4.1.2. Análisis de la tasa de degradación de módulos fotovoltaicos 33

4.1.3. Conversión de potencia fotovoltaica instalada a masa 38
4.1.4. Cálculo de la masa acumulada de residuos fotovoltaicos 40
4.1.5. Comparación con estrategias normativas y objetivos de circularidad 41
4.2. Evaluación de defectos y reacondicionamiento de módulos fotovoltaicos 42
4.3. Integración de Módulos Reutilizados en Sistemas Agrivoltaicos 53
5. Resultados 55
5.1. Artículo 1 55
5.2. Artículo 2 74
5.3. Artículo 3 101
5.4. Artículo 4 117
5.5. Publicaciones Complementarias 141
5.5.1. Artículos indexados JCR 141
5.5.2. Comunicaciones a congresos 143
6. Discusión General 145
6.1. Una visión integrada de resultados, oportunidades y desafíos de la reutilización de módulos FV en agrivoltaica 145
6.2. Resultados de la proyección global de residuos fotovoltaicos 148
6.3. Viabilidad de la reutilización de módulos parcialmente reparados 150
6.4. Integración de módulos parcialmente reparados en un sistema agrivoltaico. 151
7. Conclusiones 154
8. Limitaciones y líneas futuras 155
9. Referencias 157
10. ANEXO 167

10.1. Energía Producida 181

10.2. Performance Ratio (PR) 182

Lista de Figuras

Figura 1: Evolución de capacidad instalada mundial según datos del Global Market Outlook for Solar Power 2025. Elaboración propia. 1

Figura 2: Capacidad instalada anual de energía solar FV entre 2000-2024. Fuente: SolarPower Europe. 2

Figura 3: Dimensiones que componen los Planes Nacionales de Energía y Clima. Fuente: Elaboración propia. 6

Figura 4: Comparación de la demanda energética acumulada (CED) asociada a distintas estrategias de fin de vida de módulos fotovoltaicos. Valores relativos normalizados respecto a la fabricación de un módulo nuevo. Fuente: adaptado de (Latunussa et al., 2016) y de (Corcelli et al., 2016). 17

Figura 5: Jerarquía europea de gestión de residuos adaptada al sector fotovoltaico, según la Directiva 2008/98/CE. 18

Figura 6: Comportamiento de la irradiancia en un sistema agrivoltaico con cultivo de tomate. CIEMAT-UPM. *Fuente: elaboración propia.* 26

Figura 7: Esquema de la metodología de estudio empleada. estructurada en tres ejes principales: 1) Estimación de la generación de la masa de residuos fotovoltaicos, 2) caracterización estandarizada de módulos parcialmente reparados y 3) análisis de su integración en un sistema agrivoltaico. 31

Figura 8: Curva exponencial de la relación peso/potencia del panel fotovoltaico a través del tiempo. Elaboración propia de la actualización del informe de IRENA/IEA (Weckend et al., 2016) 39

Figura 9: a) y b) Delaminación y corrosión como consecuencia de la degradación del EVA. c) Trayectorias tipo caracol “snail trails” y célula oscurecida posiblemente quemada con presencia de fisuras. d) Lámina posterior con quemadura y reparaciones. e) Lámina posterior con formación de burbujas. f) Lámina posterior con soldadura expuesta y reparación. 43

Figura 10: Esquema de ensayo de resistencia de aislamiento en condiciones húmedas según MQT 15. 45

Figura 11: a) Disposición de lámparas y el equipo del simulador solar. b) Módulo instalado de forma perpendicular al haz de luz emitido por la lámpara y célula de referencia. 46

Figura 12: Imagen de electroluminiscencia de un módulo de silicio policristalino en tres condiciones: a) Isc, b) 0.1 x Isc y c) 0 x Isc. 49

Figura 13: Disposición del ensayo de toma de imágenes termográficas en diferentes condiciones operativas. 50

Figura 14: Imágenes de termografía infrarrojo: a) Ensayo en circuito abierto. b) Ensayo en cortocircuito. En ambos casos las imágenes presentan normalidad. .. 51

Figura 15: Imágenes de planta agrivoltaica con plantación de tomates, a) al inicio de la campaña y b) a mitad de desarrollo. 54

Figura 16: Evolución de la irradiancia en el plano del arreglo (POA) durante el mes de enero. 168

Figura 17: Evolución de la temperatura del panel y la irradiancia durante el día 13 de enero. 169

Figura 18: Relación entre la irradiancia POA y la potencia de los paneles nuevos y de los reutilizados durante el día 13 de enero. 169

Figura 19: Evolución de la irradiancia en el plano del arreglo (POA) durante el mes de febrero. 170

Figura 20: Evolución de la temperatura del panel y la irradiancia durante el día 05-02 171

Figura 21: Relación entre la irradiancia POA y la potencia de los paneles nuevos y de los reutilizados durante el día 5 de febrero. 171

Figura 22: Evolución de la irradiancia en el plano del arreglo (POA) durante el mes de marzo. 172

Figura 23: Evolución de la temperatura del panel y la irradiancia durante el día 31-de marzo 173

Figura 24: Relación entre la irradiancia POA y la potencia de los paneles nuevos y de los reutilizados durante el 31 de marzo. 173

Figura 25: Evolución de la irradiancia en el plano del arreglo (POA) durante el mes de abril. 175

Figura 26: Evolución de la temperatura del panel y la irradiancia durante el día 08-04 175

Figura 27: Relación entre la irradiancia POA y la potencia de los paneles nuevos y de los reutilizados durante el día 8 de abril. 176

Figura 28: Evolución de potencia de los paneles nuevos y de los reutilizados para los inversores 252 y 255. 177

Figura 29: Evolución de la irradiancia en el plano del arreglo (POA) durante el mes de mayo. 177

Figura 30: Evolución de la temperatura del panel y la irradiancia durante el día 21-05 178

Figura 31: Relación entre la irradiancia POA y la potencia de los paneles nuevos y de los reutilizados para el 21 de mayo 178

Figura 32: Evolución de la irradiancia en el plano del arreglo (POA) durante el mes de junio. 179

Figura 33: Relación entre la irradiancia POA y la potencia de los paneles nuevos y de los reutilizados durante el 7 de junio 180

Figura 34: Generación de energía desde enero a junio 2025 181

Figura 35: Performance ratio para el mes de enero 182

Figura 36: Performance ratio para el mes de febrero 182

Figura 37: Performance ratio para el mes de marzo 183

Figura 38: Performance ratio para el mes de abril 183

Figura 39: Performance ratio para el mes de mayo 183

Figura 40: Performance ratio para el mes de junio 184

Figura 41: Evolución mensual del Performance Ratio 185

Figura 42: Performance ratio para el mes de junio de 2024 186

Lista de Tablas

Tabla 1: Marco legal y definiciones claves de la agrivoltaica en Italia, Francia, Alemania y España. 11

Tabla 2: Escenarios de degradación de módulos fotovoltaicos definidos en función de los parámetros de Weibull utilizados 36

Tabla 3: Potencia e irradiancia de módulos nuevos vs módulos reutilizados..... 170

Tabla 4: Potencia e irradiancia de módulos nuevos vs reutilizados 172

Tabla 5: Potencia e irradiancia de módulos nuevos vs reutilizados 174

Tabla 6: Tensión y Corriente de módulos nuevos y reutilizados..... 176

Tabla 7: Potencia e irradiancia de módulos nuevos vs reutilizados 179

Tabla 8: Potencia e irradiancia de módulos nuevos vs reutilizados 180

Tabla 9: Comparación del PR para dos meses de los años 2024 y 2025..... 185

Abreviaturas y Acrónimos

Acrónimos	Descripción
ACV	Análisis de Ciclo de Vida
AEI	Agencia Estatal de Investigación
AIE	Agencia Internacional de la Energía
ALT	Accelerated Life Testing (Ensayos de Vida acelerada)
BIPV	Building Integrated Photovoltaics (Fotovoltaica integrada en edificios)
CED	Cumulative Energy Demand (Demanda Energética Acumulada)
CRMA	Critical Raw Materials Act
EL	Electroluminiscencia
EoL	End of Life (Fin de Vida)
EU	European Union (Unión Europea)
FV	Fotovoltaico/a
GEI	Gases de efecto invernadero
GHG	Greenhouse Gases (Gases de efecto invernadero)
IEC	International Energy Agency (Agencia Internacional de la Energía)
IEA-PVPS	International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático)
IR	Infrarrojo
LCA	Life Cycle Assessment (Evaluación del Ciclo de Vida)
NECP	National Energy and Climate Plan (Plan Nacional de Energía y Clima)
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
O&M	Operation and Maintenance (Operación y Mantenimiento)
PV	Photovoltaic (Fotovoltaico/a)
PVHI	Photovoltaic Heat Island (Isla de calor fotovoltaico)
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
RAEE	Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos
RD	Real Decreto

SHJ	Silicon Heterojunction (Heterounión de silicio)
STC	Standard Test Conditions (Condiciones estándar de medida: 1000 W/m^2, 25 ^{o}C, AM 1.5)
TOPCon	Tunnel Oxide Passivated Contact (Contacto pasivado con Óxido de Túnel)
UNEF	Unión Española Fotovoltaica
WEEE	Waste Electrical and Electronic Equipment (Residuos de Aparatos eléctricos y electrónicos)

Variable	Descripción	Unidad
Bifacialidad	Proporción de irradiancia captada por la parte posterior	%
CO_2 eq	Emisiones equivalentes de dióxido de carbono	gCO_2-eq/kWh o tCO_2-eq
E	Energía	kWh
f(t)	Función de densidad de probabilidad de fallo (Weibull)	año^{-1}
F(t)	Función acumulada de distribución de Weibull	-
FF	Factor de forma de un módulo fotovoltaico	%
G	Irradiancia	W/m^2
h(t)	Tasa de fallo instantáneo	año^{-1}
I(i)	Número de módulos instalados en el año i	unidades
Installation rate	Tasa de instalación anual de capacidad fotovoltaica	GW/año
Installed capacity	Potencia fotovoltaica acumulada instalada	GW
Isc	Corriente de cortocircuito	A
LCOE	Costo nivelado de la energía	€/MWh o €/kWh
Pmax	Potencia máxima del módulo fotovoltaico	W
PR	Performance Ratio (Ratio del rendimiento del sistema)	%
PV mass	Masa de residuos fotovoltaicos	toneladas (t)
T	Parámetro de escala en Weibull	años
Tamb	Temperatura	^{0}C

Tmod	Temperatura del módulo fotovoltaico	^{0}C
Voc	Tensión en circuito abierto	V
α (alfa), ß (beta)	Parámetros de la función de Weibull	-
η (eta)	Eficiencia del módulo fotovoltaico	%

1. Introducción

La transición hacia energías renovables es fundamental para combatir el cambio climático y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. A nivel mundial se adoptan cada vez más las fuentes de este tipo de energía, considerándose como una solución clave en la lucha por un planeta más limpio y la neutralidad climática en 2050. El artículo 4 del Acuerdo de París (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015) detalla el propósito de lograr un equilibrio entre las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que se generen en diferentes fuentes y la absorción de éstos por los sumideros, logrando la emisión neta cero. La generación de energía mediante combustibles fósiles es responsable del 75% de las emisiones de GEI de origen antropogénico (International Energy Agency, 2021b), en consecuencia, es el sector energético el que tiene la clave para hacer frente al desafío climático mundial. En este contexto, la energía solar fotovoltaica (FV) ha experimentado un crecimiento exponencial en capacidad instalada en las últimas décadas. Según el informe *Global Market Outlook for Solar Power 2025,* (Dunlop & Schmela, 2025) durante los últimos tres años se evidencia un ritmo acelerado de crecimiento mundial cuyas cifras se muestran en la Figura 1.

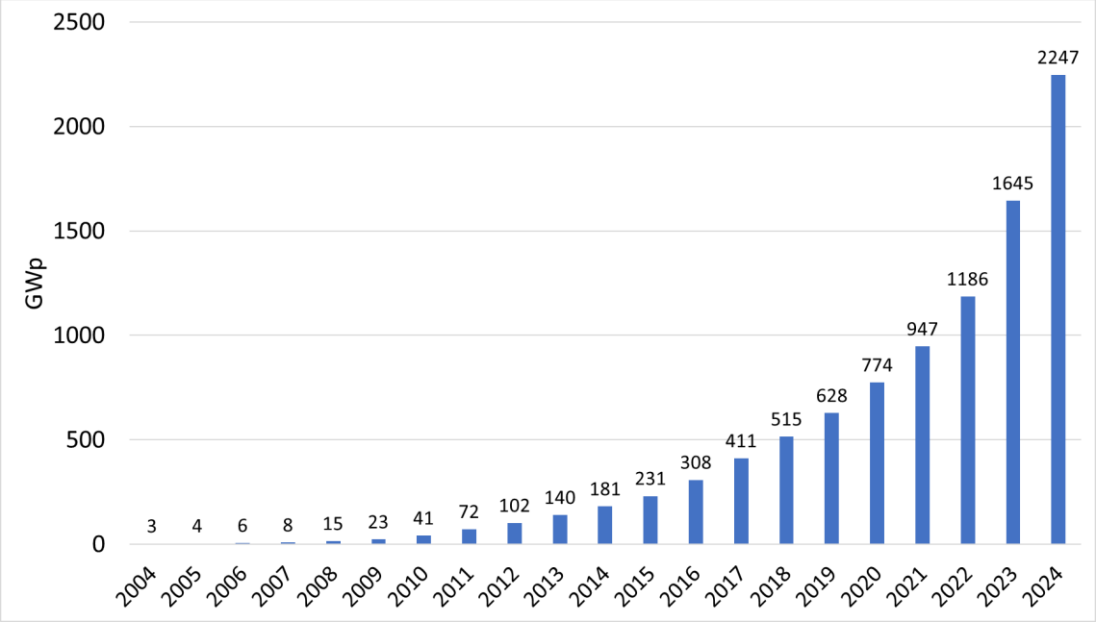


Figura 1: Evolución de capacidad instalada mundial según datos del Global Market Outlook for Solar Power 2025. Elaboración propia.

En esta Figura 1 se observa que en 2024 las instalaciones FV aumentaron un 33 % con respecto a 2023 y entre 2022 y 2023 se instalaron 85 % más GW, estableciendo un récord a nivel global. En particular, la región de Asia-Pacífico ha sido el líder de este crecimiento, con un 70 % de aumento en las instalaciones a nivel mundial, le siguen América con un aumento del 40% y Europa con un ritmo de crecimiento menor. La Figura 2, extraída del informe de Dunlop & Schmela muestra esta evolución por regiones:

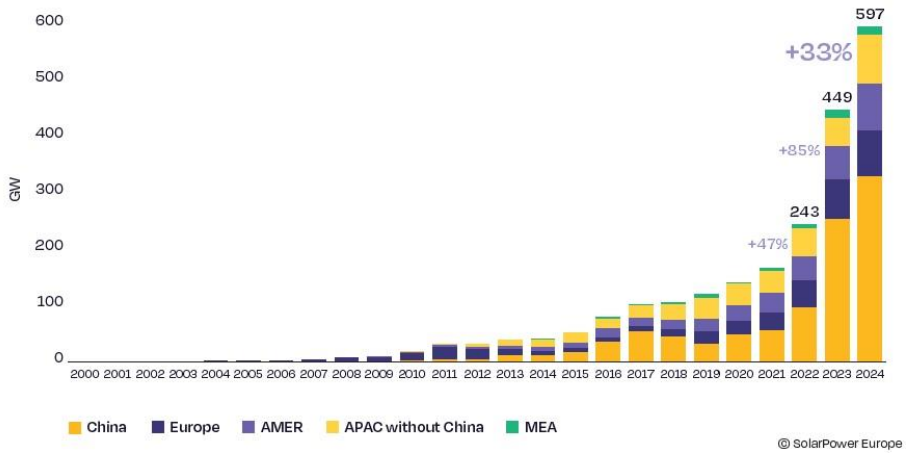


Figura 2: Capacidad instalada anual de energía solar FV entre 2000-2024. Fuente: SolarPower Europe.

Resulta importante destacar que en 2023 China instaló más de 260 GW de capacidad fotovoltaica, lo que representa un 60% de la capacidad añadida a nivel global. Al mismo tiempo, su capacidad de fabricación de módulos fotovoltaicos superó los 850 GW anuales, consolidándose como el principal proveedor mundial en este sector según la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency, 2024). En el caso de Estados Unidos, en 2023 se incrementó la capacidad instalada a más de 30 GW, y lo colocó entre los tres mercados globales líderes junto a China y la Unión Europea. De acuerdo a información proporcionada por IRENA, al final del año 2022 China acumulaba 392 GW mientras que Estados Unidos disponía de alrededor de 112 GW y la Unión Europea 193 GW (Renewable Energy Agency, 2023).

Este patrón de crecimiento de la capacidad FV instalada refleja, además de la competitividad que ofrece la energía solar FV, los avances en eficiencia de fabricación y la integración de políticas que promueven la transición energética hacia fuentes de energía renovables.

El informe World Energy Outlook de la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency, IEA), mencionado anteriormente, presenta proyecciones de capacidad instalada para Europa en 2030, basadas en tres escenarios distintos de desarrollo. El escenario de políticas declaradas (Stated Policies Scenario, STEPS), proyecta que la capacidad fotovoltaica en la Unión Europea deberá duplicarse para 2030, alcanzando 533 GW. En cambio, bajo el escenario de compromisos anunciados (Announced Pledges Scenario, APS), que incluye acuerdos climáticos y metas aún sin respaldo total de políticas completas, la cifra se incrementaría significativamente. Asimismo, se presenta el escenario más ambicioso, el de emisiones netas cero en 2050 (Net Zero Emissions by 2050 Scenario, NZE) proyectando una expansión acelerada que permitiría a Europa alcanzar entre 600 y 700 GW para 2030 y seguir creciendo hasta más de 1 TW en 2035.

Este crecimiento está en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 (Naciones Unidas, 2015) en particular el ODS 7 (Energía accesible y no contaminante), que busca asegurar el acceso universal a la energía sostenible, y el ODS 13 (Acción por el clima), centrado en reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a través de la implementación de tecnologías limpias. Sin embargo, la rápida expansión de la energía fotovoltaica plantea importantes desafíos en términos de sostenibilidad, especialmente en lo que respecta a la gestión de los módulos fotovoltaicos al final de su vida útil. La creciente competitividad de esta tecnología sumada al aumento constante de los precios de la electricidad, constituye un factor clave que contribuye a la adopción de este tipo de generación renovable (International Energy Agency, 2022). El aumento constante de las tarifas eléctricas debido principalmente al encarecimiento de los combustibles fósiles ha motivado la exploración de opciones más estables y previsibles. Volviendo al informe “World Energy Outlook 2022” mencionado anteriormente, los precios mayoristas de la electricidad en la UE se triplicaron en la primera mitad de 2022 respecto al mismo período de 2021, en gran medida debido al aumento de los precios del gas natural. Sin embargo, durante 2024 el precio medio final de la energía se situó en un 23.7 % menos que el registrado en el 2023(Red Eléctrica Española, 2025). En esta situación específica, las fuentes de energía renovable, como la energía solar fotovoltaica tienen una ventaja competitiva al no depender del costo de los combustibles y al operar a costos marginales reducidos.

Estos costos marginales se refieren al costo de producir una unidad adicional de electricidad, en €/MWh, e incluyen el costo del combustible para generarla, los costos operativos (mantenimiento, emisiones, consumo de agua, etc.) y los costos ambientales o de emisiones, cuando existen mecanismos de mercado, como es el caso del Sistema de Comercio de Emisiones en Europa (Emissions Trading System). El modo en que este sistema opera es obligando a las plantas generadoras que utilizan combustibles fósiles a comprar derechos de emisión por cada tonelada de CO_2 emitida, lo cual encarece su costo marginal por cada MWh producido. Una central FV no emite CO_2 durante su operación, por lo que no añade este tipo de costos y refuerza su ventaja competitiva.

Asimismo, se resalta en el informe de Red Eléctrica Española mencionado en el párrafo anterior, que un aumento en la proporción de energías renovables en la red eléctrica -especialmente cuando éstas superan el 40% de la generación- genera una presión a la baja de los precios mayoristas. Esto se debe a que el precio de la electricidad se fija por la última tecnología necesaria para cubrir la demanda. Debido a que la energía solar FV tiene uno de los costos marginales más bajos, es en general la primera en ser despachada, contribuyendo así a reducir el precio medio de la electricidad. Según ese informe, en determinados periodos analizados se observó una disminución del precio promedio de aproximadamente un 15%, sugiriendo que el aumento en la utilización de la energía solar fotovoltaica podría jugar un papel clave en la estabilización de los costos del sistema eléctrico y en la reducción de la dependencia hacia la volatilidad del mercado energético.

Además del efecto del mercado, son conocidos los compromisos climáticos adoptados tanto a nivel nacional como internacional los que han jugado un papel fundamental en el impulso del uso de la energía solar fotovoltaica. Estos acuerdos han generado un marco normativo que ha fortalecido la confianza en el mercado y ha fomentado la inversión tanto pública como privada. Del mismo modo, los objetivos definidos en instancias multilaterales como el G7 (International Energy Agency, 2021) –que se comprometen a descarbonizar los sistemas eléctricos para 2035– representan un estímulo adicional que acelera la transición hacia una energía más sostenible. A esto se suma la mejora continua en la competitividad tecnológica de la energía solar fotovoltaica que ha reducido drásticamente sus costos y la ha convertido en una de las alternativas más accesibles para la producción de electricidad por delante del ciclo combinado de gas natural, el carbón y la nuclear. (Lazard, 2024) Según el informe "World Energy Outlook 2022" los precios de los módulos solares se han reducido un 80% durante la última década

gracias a economías de escala, así como a innovaciones en los procesos de fabricación y optimización en el uso de materiales críticos. De esta manera, estos avances han mejorado la competitividad de la tecnología FV tanto en mercados mayoristas como en aplicaciones descentralizadas, aumentando su viabilidad en diversos contextos geográficos y económicos.

Estos elementos son también analizados en el artículo "*Snapshot of photovoltaics*" (Jäger-Waldau, 2022) donde además se destaca que este desarrollo implica desafíos estructurales para la transformación del sistema energético. Especialmente se destaca que la transición energética no se producirá automáticamente y que se requiere realizar cambios significativos como la implementación de marcos regulatorios sólidos, la transformación y adaptación de las redes eléctricas y el fortalecimiento de la voluntad política. Además de representar un desafío en términos de gestión de los residuos fotovoltaicos generados, este aumento en la capacidad instalada también supone un desafío para el sistema de distribución eléctrica.

En el contexto particular de Europa se desataca el compromiso normativo de la UE hacia la transición energética por el uso de la energía solar fotovoltaica en el continente, reflejado en la Ley Europea del Clima (European Parliament and the Council of the European Union, 2021), la cual fija como objetivo obligatorio alcanzar la neutralidad climática para 2050 y reducir al menos un 55% las emisiones netas de CO_2 para 2030 en comparación al año 1990. Este marco requiere que los Estados miembros desarrollen y actualicen regularmente sus Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) de acuerdo al Reglamento (UE) 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía (Comisión Europea, 1999) con el objetivo de fijar la capacidad fotovoltaica que se comprometen a alcanzar en 2030.

Estos planes abarcan cinco aspectos importantes: descarbonización, eficiencia energética, seguridad del suministro, mercado interior de la energía, e investigación e innovación, Figura 3.

Figura 3: Dimensiones que componen los Planes Nacionales de Energía y Clima. Fuente: Elaboración propia.

Estos objetivos de instalación de capacidad fotovoltaica llevan asociado el desafío de la generación de residuos al final de la vida útil del módulo. Los módulos FV tienen una duración promedio de 25 a 30 años en funcionamiento antes de necesitar ser reemplazados por nuevos. De este modo, la rápida adopción de tecnología solar FV sugiere que la cantidad de desechos generados aumentará significativamente para mediados de siglo. De acuerdo al informe presentado por la Agencia Internacional de la Energía (Weckend et al., 2016), se proyecta que para el año 2050 la cantidad global de residuos provenientes de paneles solares podría alcanzar entre 60 y 70 millones de toneladas. Frente a esta situación se hace necesario el estudio de la gestión en el fin de vida de los módulos FV. Existen trabajos que han investigado extensamente el reciclaje de paneles fotovoltaicos (Corcelli et al., 2016; Müller et al., 2005), abordando la recuperación de elementos valiosos como silicio, vidrio, aluminio y metales conductores. Corcelli et al. analizaron de manera exhaustiva la viabilidad técnica, económica y ambiental de los procesos de reciclaje, puntualizando los beneficios que tienen en la disminución del impacto en el ciclo de vida, es decir, reducir el consumo de energía y materiales que implica la fabricación de paneles nuevos. Asimismo, Müller et al. analizaron el reciclaje desde la perspectiva del análisis del ciclo de vida y sus resultados sugieren que el proceso de reciclaje lleva asociada una carga medioambiental menor que la carga que se genera durante la fase de producción.

La actualización de los PNIEC de todos los Estados miembros en diciembre de 2023 presentó un avance al establecer metas más ambiciosas de capacidad FV instalada y proporcionar una mejora en el análisis ambiental del panorama fotovoltaico en Europa. En esta tesis se aborda esta situación a través de un estudio detallado y

actualizado que considera las nuevas metas de expansión fotovoltaica establecidas por los países miembros. El enfoque utilizado permite medir las diferencias de capacidad instalada y generación de residuos FV entre países, identificar posibles obstáculos en la gestión de estos residuos y sentar las bases para el desarrollo de estrategias de reutilización y reciclaje basadas en evidencia empírica. Esta metodología coincide con los principios del Pacto Verde Europeo (Comisión Europea, 2021) y el Plan de Acción para la Economía Circular (Comisión Europea, 2020), que abogan por alargar la vida útil de los productos y utilizar de manera eficiente los recursos disponibles.

Si bien se han realizado estudios para estimar la cantidad de residuos fotovoltaicos generados en diferentes regiones como China (Weckend et al., 2016), existen limitaciones en cuanto a la disponibilidad de predicciones para otras áreas geográficas. Un ejemplo de esta estimación se realizó en el trabajo de Santos et al. (Santos & Alonso-García, 2018) para el caso de España. Éste fue una iniciativa pionera al modelizar los residuos de módulos fotovoltaicos a nivel nacional y pronosticar su evolución hasta el año 2050. Esta línea ha sido ampliada en el marco de la tesis actual a través de los trabajos que forman parte del compendio de artículos presentados en la sección 4, (Nieto Morone et al., 2025; M. B. Nieto-Morone et al., 2023) en los cuales se propone una metodología basada en una función de distribución de probabilidades para modelar la tasa de fallo de los módulos FV y estimar la masa total de residuos acumulados al integrar cuatro escenarios de pérdida temprana y pérdida habitual, considerando también el impacto de la repotenciación (la sustitución de módulos deteriorados).

Si bien el reciclaje de módulos es el método más difundido para la recuperación de materiales críticos, comienza a emerger la necesidad de explorar otras estrategias más alineadas con los objetivos de la economía circular. El enfoque de la reutilización de módulos FV es una posibilidad menos explorada en la literatura existente. Es así que en esta tesis se propone la reutilización de módulos FV reparados, ya que esta opción ofrece la posibilidad de extender su vida útil, reducir la generación de residuos y disminuir la demanda de materias primas críticas.

Desde una perspectiva práctica, una opción que emerge como una aplicación adecuada para la reutilización de paneles FV es la "agrivoltaica" (Agri-PV) que implica el uso dual del suelo, es decir, a la vez que se producen cultivos, también se genera energía. Si bien el concepto de agrivoltaica es conocido, las regulaciones y normativas al respecto aún están siendo desarrolladas en Europa y alrededor del mundo con el objetivo de establecer las características apropiadas de los terrenos

de cultivo susceptibles de incorporar instalaciones FV, sin comprometer el uso agrícola del terreno. El Plan de Acción Solar de la Unión Europea (Comisión Europea, 2020), se enfoca en promover activamente la instalación de sistemas agrivoltaicos lo que contribuye a la consecución de los objetivos de instalación de capacidad FV. Este plan ofrece directrices para que la Agri-PV sea integrada en las legislaciones locales y que su financiamiento se efectúe con la ayuda de fondos comunitarios. En este contexto, el uso de paneles reacondicionados que cumplan con estándares de calidad, no sólo se ajusta a los principios de una economía circular, sino que también puede mejorar el acceso a tecnologías más limpias a las explotaciones de pequeña y mediana escala. Cabe aclarar que estos módulos reacondicionados son aquellos que han sido retirados de instalaciones fotovoltaicas y que han sido parcialmente reparados, es decir, se han detectado sus fallos y se han reparado los que son técnicamente factibles de reparar sin desmantelar el módulo.

Si bien aún no existe una única normativa europea específica que sea vinculante sobre Agri-PV, se cuenta con marcos regulatorios que inciden directamente sobre su desarrollo. A nivel de la comunidad europea, las políticas como el Pacto Verde Europeo (Comisión Europea, 2021), o el plan REPowerEU (European Commission, 2022) promueven el despliegue de energías renovables en zonas que incluyen a terrenos agrícolas, con la condición de que se garantice el objetivo primero de la funcionalidad agronómica de la tierra. En este sentido, algunos Estados miembros como Italia, Francia, y Alemania han definido criterios técnicos y condiciones de acceso a los incentivos económicos específicos para instalaciones Agri-PV. Francia ha aprobado la Ley n.º 2023-175 (République Française, 2023) que reconoce jurídicamente la Agri-PV y considera condiciones técnicas para su despliegue en terrenos agrícolas. Esta legislación introduce el término "agrivoltaísmo" definiendo una instalación agrivoltaica aquella que:

1. "*Contribue de manière directe et significative au maintien, à l'amélioration ou au développement de la production agricole"* (Contribuye de manera directa y significativa al mantenimiento, mejora o desarrollo de la producción agrícola)
2. Proporciona al menos uno de estos servicios:
    - Sombreamiento adaptado a las necesidades del cultivo
    - Protección contra fenómenos climáticos
    - Mejora del bienestar animal

- Aumenta la eficiencia hídrica en cuanto mejora el uso del agua.

Esta ley regula explícitamente el uso del suelo agrícola para instalaciones FV considerando que las instalaciones no deben causar una *"reducción significativa de la producción agrícola"*. Asimismo, establece una superficie máxima de cobertura permitida, la cual depende del cultivo.

De manera similar, los criterios técnicos y condiciones de acceso a incentivos específicos para instalaciones Agri-PV han sido definidos en Italia a través del Decreto Legislativo 199/2021(Repubblica italiana, 2021) el cual transpone la Directiva (UE) 2018/2001 (Unión Europea, 2018) que explícitamente permite la instalación de sistemas FV en terrenos agrícolas, siempre considerando la condición de que la actividad agrícola sea el principal objetivo del uso del terreno. A posteriori, en el Decreto del Ministro della Transizione Ecologica de diciembre de 2022 (Ministero della Transizione Ecologica, 2022) fueron desarrollados los criterios que califican una instalación como *"agrivoltaica avanzada*", el cual establece las siguientes condiciones:

- Estructuras elevadas para permitir labores agrícolas
- Sistemas de monitorización de producción agrícola, energética y del microclima que se genera
- Cumplimiento de indicadores de rendimiento agronómico y energético

Además, estas instalaciones que cumplan con todos estos requisitos pueden acceder a una prima adicional, que puede ser acumulada con la tarifa base en los esquemas de subasta regulada. A esto se le suma la financiación específica del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) (Presidenza del Consiglio dei Ministri, 2021) el cual destina fondos para sistemas agrivoltaicos innovadores que contribuyan a cumplir con el objetivo de instalar 1.04 GW de capacidad Agri-PV.

En cuanto a Alemania, si bien existe una normativa que regula el apoyo a las energías renovables, la EEG 2023 (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) – Gesetz Für Den Ausbau Erneuerbarer Energien, 2023), no existe una definición específica del concepto de "agrivoltaica", aunque sí está vigente una normativa técnica conocida como DIN SPEC 91434 (Deutsches Institut für Normung (DIN), 2021) que no es obligatoria sino una pre-norma. También se está trabajando en la DIN SPEC 91492 (Deutsches Institut für Normung (DIN), 2024), sin estatus legal, aplicable al ámbito de sistemas Agri-PV con ganadería. Asimismo, hay algunas disposiciones vigentes que permiten acceder a subvenciones a ciertos tipos de

instalaciones FV sobre terrenos agrícolas. Por ejemplo, permite que determinados terrenos sean utilizados para ESFV si cumplen con:

- Están en zonas desfavorecidas o contaminadas,
- Seguir siendo aptos para la producción agrícola,
- No ocupar más de un porcentaje limitado del terreno, es decir, si son sistemas elevados (>2.10 m), el máximo para la integración FV es 10% del terreno. Si son sistemas a baja altura (<2.10 m), el máximo de ocupación aumenta al 15 %. Es importante diferenciar que el primer caso se refiere a sistemas elevados con cultivos debajo de los módulos FV, mientras que en el segundo caso los cultivos se realizan entre filas de módulos FV.
- La agricultura debe seguir siendo la funcionalidad principal con un mínimo del 66 % del rendimiento previo a la instalación de paneles FV.

Debido a que no existe una legislación específica que regule directamente la agrivoltaica, la situación en España es similar al contexto normativo alemán. Aunque en el PNIEC español no se menciona el concepto de agrivoltaica, se reconoce la necesidad de dar impulso a un desarrollo organizado de las energías renovables que incluya la compatibilidad con otros usos del terreno, ya sea agrícola, forestal o ganadero. En consecuencia y en línea con el PNIEC, el gobierno de España ha impulsado un Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica, (PERTE) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA) Gobierno de España, 2021) el que contempla líneas de apoyo financiero a proyectos que integren energías renovables en sectores que se consideran estratégicos, como el agrícola, a través del programa Agri-PV. Por otro lado, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) ha abierto convocatorias para proyectos piloto de Agri-PV, financiados a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), (Gobierno de España, 2021). Para optar a estas ayudas del IDAE, se requiere:

- demostrar que el uso dual del suelo para la producción agrícola y energética es válido,
- emplear estructuras adecuadas y aplicar sistemas de monitoreo agronómico, entre otros.

Paralelamente, el Ministerio de Agricultura en su Política Agraria Común (Ministerio de Agricultura, 2022), PAC, reconoce el potencial de la agrivoltaica en la planificación estratégica para lograr los objetivos de la instalación FV

propuestos por el PNIEC, sin embargo, la compatibilidad de la agrivoltaica con las ayudas de la PAC depende de la interpretación que realicen las comunidades autónomas al momento de presentar las solicitudes para la instalación.

En la Tabla 1 se resumen las claves del marco legal de la agrivoltaica en Italia, Francia, Alemania y España.

Tabla 1: Marco legal y definiciones claves de la agrivoltaica en Italia, Francia, Alemania y España.

País	Normativa	Definición de "agrivoltaica"	Incentivos específicos	Requisitos técnicos clave
Italia	Decreto Legislativo 199/2021	**Sí.** Definición funcional y estructural ("avanzada")	**Sí.** Primas por integración Agri-PV	- Estructuras elevadas - Monitorización agrícola y energética
Francia	Loi n^0 2023-175	**Sí.** Definición como mejora o mantenimiento del rendimiento agrícola	**Sí.** Bonificaciones fiscales y prioridad en el acceso a la red de distribución	- Indicadores de cobertura - Productividad agrícola mínima
Alemania	EEG 2023 DIN SPEC 91434 DIN SPEC 91492	**No.** Incluida en licitaciones específicas	**Sí.** Limitada a proyectos piloto o regiones Länder, Baden-Württemberg o Baviera (Land Baden-Württemberg, 2022)	- Altura mínima - Usos agrícolas obligatorios
España	No hay ley específica. Referencias en PERTE ERHA	**No.**	**Sí.** Mediante ayudas PRTR y programas piloto	- Demostración de compatibilidad - Monitorización agronómica no obligatoria

Este panorama normativo europeo sobre la agrivoltaica muestra que es un concepto en evolución en el que algunos países están estableciendo pautas claras, especificaciones técnicas y programas de estímulo que permiten la implementación de la ESFV en terrenos agrícolas. Este contexto presenta una oportunidad concreta para aplicar las estrategias de segunda vida en el sector fotovoltaico, mediante la reutilización de módulos reacondicionados que cumplan con las características de

calidad establecidas por las normas. Esto permite reducir costes y adaptar proyectos en zonas rurales.

Así, en las secciones que siguen se profundiza en los principales aspectos que definen el panorama de la reutilización de módulos FV aplicados a una instalación Agri-PV. El análisis se divide en seis partes, primero se revisa el estado del arte a nivel internacional, luego se abordan los avances tecnológicos más recientes, y se examinan las normativas actuales. Finalmente, se explora el potencial que ofrece la agrivoltaica como un campo adecuado para aplicar estas estrategias de segunda vida de módulos fotovoltaicos

2. Estado del arte en estrategias de reutilización de módulos fotovoltaicos

En el ámbito internacional se está considerando la reutilización de paneles solares, además de otras estrategias, como un método relevante en el contexto de la economía circular. A pesar de que la mayor parte de los esfuerzos normativos y tecnológicos se han enfocado hasta ahora en el reciclaje, en los últimos años han surgido diversas iniciativas dirigidas a evaluar y promover la reutilización como una opción más sostenible desde una perspectiva ambiental, económica y energética.

En Estados Unidos se han llevado a cabo investigaciones en instituciones como el National Renewable Energy Laboratory (NREL), que se centran en analizar el funcionamiento de módulos solares retirados de instalaciones para establecer estándares técnicos que permitan su recertificación y venta en mercados secundarios como parte de las actividades de investigación y desarrollo en energías renovables. En particular, en una de esas investigaciones, Walzberg et al. (Walzberg et al., 2021) utilizaron la técnica *"agent based models, ABM"* (modelos basados en agentes). Esta técnica es una simulación computacional que se utiliza para estudiar sistemas complejos con varias entidades que actúan entre sí y su entorno. Ese trabajo estudió el impacto que tienen los factores sociales, económicos y regulatorios en las decisiones relacionadas con la reutilización y el reciclaje, concluyendo que, implementando las medidas adecuadas, es posible que los productos reacondicionados para el mercado de segunda mano satisfagan alrededor de un tercio de la demanda futura. Además, resaltaron la relevancia de considerar la percepción del consumidor, los programas de incentivos y las normativas de seguridad como pilares fundamentales para fortalecer mercados secundarios. Este método ha sido complementado con investigaciones adicionales realizadas por el NREL que analizan los efectos ambientales y económicos de las estrategias circulares para el reciclaje de paneles solares al final de su vida útil (Heath et al., 2022).

En Europa se ha llevado a cabo el proyecto *Circusol* (Circular Business Models for the Solar Power Value Chain), financiado por el programa Horizonte 2020 el cual es pionero en la exploración de modelos de negocio que se basan en la utilización

de módulos fotovoltaicos en una segunda etapa de su vida útil. Este proyecto ha introducido esquemas innovadores que incluyen la venta de módulos reacondicionados y estrategias de mantenimiento predictivo favoreciendo la prolongación de la vida útil y el funcionamiento de plantas fotovoltaicas con tecnologías más antiguas. Estas iniciativas contribuyen significativamente a prolongar la durabilidad de los dispositivos según lo mencionado por Strupeit (Strupeit et al., 2023).

Se han desarrollado otras líneas de trabajo que se centran en estandarizar procesos relacionados. La Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission), a través de su Comité Técnico 82 (TC82) está elaborando normativas específicas para evaluar módulos reutilizados, tal es el caso del informe técnico IEC TR 63525, aún no publicado, "Reuse of PV modules and circular economy" (Serge Noels). Además, para la elaboración de ese informe, se encuentran en discusión directrices dirigidas a garantizar la seguridad eléctrica y la resistencia mecánica de los equipos reacondicionados, así como su estabilidad funcional.

Por otro lado, países como Japón y Corea del Sur han comenzado a poner en marcha iniciativas orientadas a la trazabilidad y valorización de módulos de segunda vida en el mercado de productos electrónicos usados. En el caso de Japón, por ejemplo, compañías como Marubeni y Sompo Japan (Marubeni Corporation; Sompo Japan Insurance Inc.; Sompo Risk Management, 2022) han creado plataformas que se fundamentan en la tecnología blockchain[1] para registrar el historial técnico, así como los años de servicio y resultados obtenidos en pruebas diagnósticas de caracterización de estos módulos usados. Estos sistemas también proporcionan garantías que cubren cualquier defecto potencial después de ser puestos en el mercado por segunda vez, lo cual aumenta la confianza del consumidor. En la región de Fukuoka se está implementando un proyecto experimental para analizar la eficiencia energética de módulos reutilizados y así facilitar su integración en la comunidad local (EnerScale - Saki Kobayashi, 2024) . En Corea del Sur todavía no se han establecido sistemas de seguimiento específicos, pero varios estudios (H. Kim & Park, 2018; Kwon et al., 2025; Lee & Jang, 2023) han calculado los residuos fotovoltaicos que se generarán mediante el uso de modelos estadísticos. Como ejemplo, en el estudio realizado por Kim y Park (T. H. Kim et al., 2013) se utilizó

[1] Blockhain: Tecnología de registro que almacena datos en bloques de manera verificable. Permite generar un historial digital asegurando la trazabilidad.

la función de distribución de probabilidad de Weibull[2] para prever la cantidad de residuos de paneles fotovoltaicos de silicio cristalino hasta el año 2080 en diferentes escenarios de pérdida temprana y habitual. Según sus estimaciones, la producción anual de residuos podría superar las 130 ktons en el año 2045, dependiendo del escenario. Estos estudios ofrecen una base cuantitativa que podría ser útil para el desarrollo de sistemas más eficientes de gestión y rastreo de módulos FV.

Estas herramientas no solo generan confianza en los consumidores, sino que también sientan las bases para un comercio de módulos de segunda mano más transparente y sólido en el ámbito internacional. A pesar de los avances logrados hasta ahora en este campo emergente del mercado normativo y de certificación, los estudios citados anteriormente revelan la ausencia de mecanismos homogéneos que dificultan la creación de un mercado mundial fuerte para la reutilización. Adicionalmente se presentan obstáculos económicos, logísticos y de percepción pública que limitan su expansión y escalabilidad. El interés en este ámbito por parte de instituciones y científicos sugiere que la reutilización podría desempeñar un papel crucial en la gestión sostenible de la energía solar, específicamente en zonas donde hay una alta cantidad de paneles solares desinstalados y un marco regulatorio propicio.

2.1. Avances tecnológicos y retos emergentes de la economía circular

El presente escenario del sector fotovoltaico no solo se caracteriza por el aumento en la capacidad instalada, sino también por el continuo avance de las tecnologías disponibles. Las últimas innovaciones en módulos solares como las células de heterounión HJT (Heterojunction), TopCon (Tunnel Oxidized Passivated Contact), Contactos Pasivados de Óxido de Túnel, y Emisor Pasivado Célula Posterior PERC (Passivated Emitter and Rear Cell), así como los módulos bifaciales y de perovskita están impactando el mercado y los estándares técnicos en términos de durabilidad, eficiencia y degradación (Fisher et al., 2024; Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2024). Estos nuevos avances tecnológicos representan un desafío

[2]La distribución de Weibull modela la distribución de fallos cuando la tasa de fallos es proporcional al tiempo. Sus parámetros permiten generar distintos escenarios de probabilidad de aparición de fallos por ello es especialmente adecuada para analizar datos de confiabilidad (Dodson, 2006)

adicional para la economía circular, ya que implican la necesidad de ajustar tanto los métodos de reciclaje como los procedimientos de reparación o reacondicionamiento y la verificación para una eventual reutilización.

2.2. Consideraciones ambientales: reutilización frente a reciclaje

En términos ambientales, la gestión de paneles solares al final de su ciclo de vida es fundamental para la sostenibilidad de la industria solar. En este sentido, la reutilización se destaca como una estrategia altamente efectiva para disminuir emisiones y preservar los recursos naturales reduciendo así el impacto ambiental ligado a la producción de nuevos dispositivos.

Varios estudios han analizado la huella ecológica del reciclaje y la reutilización utilizando métodos de análisis del ciclo de vida (ACV). Uno de ellos es el estudio realizado por Latunussa et al (Latunussa et al., 2016), que indica que prolongar la vida útil de los módulos a través de la reutilización puede ofrecer ventajas significativas en comparación con el reciclaje inmediato. El estudio identifica la reutilización como una estrategia clave, junto a la reparación, para reducir globalmente la dependencia de materias primas críticas.

En el estudio de Corcelli et al., mencionado anteriormente, también se analizó la demanda energética acumulada (CED, Cumulative Energy Demand) en varios escenarios de final de vida. Los resultados indicaron que la reutilización puede disminuir la demanda energética acumulada entre un 45 % y un 65 % en comparación con la producción de nuevos módulos, sujetos a la eficiencia restante y los años adicionales operativos. Se resalta que los aspectos positivos para el medio ambiente alcanzan su máximo potencial cuando se lleva a cabo la reutilización a nivel local y se reduce al mínimo la distancia de transporte a menos de 500 km lo cual subraya la relevancia de establecer cadenas de suministro regionales para dar una segunda oportunidad a los paneles solares fotovoltaicos.

Los hallazgos se muestran en la Figura 4 que compara el CED relativo de tres estrategias: fabricación de un módulo fotovoltaico nuevo, prácticas de reciclaje y reutilización. Se destaca que la reutilización resultaría en un mayor nivel de

eficiencia energética, le sigue el reciclaje cuyos efectos son más moderados, pero aún beneficiosos comparados al proceso de producción desde cero.

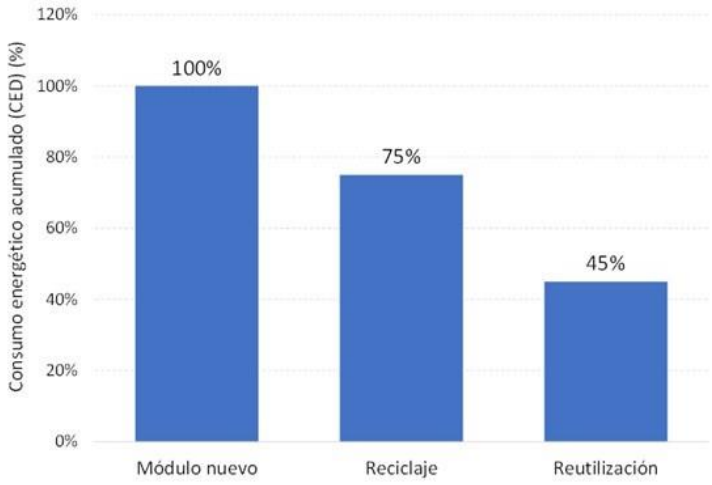


Figura 4: Comparación de la demanda energética acumulada (CED) asociada a distintas estrategias de fin de vida de módulos fotovoltaicos. Valores relativos normalizados respecto a la fabricación de un módulo nuevo. Fuente: adaptado de (Latunussa et al., 2016) y de (Corcelli et al., 2016).

Una cuestión adicional importante es el aporte de la reutilización a la preservación de recursos críticos. De acuerdo al informe del Joint Research Centre de la Comisión Europea (Joint Research Centre, 2021), los paneles solares contienen elementos como plata, indio o estaño, cuya demanda se incrementará conforme el crecimiento del mercado fotovoltaico. Al reutilizar paneles solares reacondicionados para su operación, se reduce la presión sobre la extracción de estos materiales y se posterga su ingreso en el flujo de residuos generados.

Esta perspectiva se alinea plenamente con el concepto de la jerarquía de residuos tal como se establece en la Directiva Marco de Residuos (2008/98/CE), (Parlamento Europeo & Consejo de la Unión Europea, 2008), que da prioridad a la prevención y a la reutilización sobre el reciclaje. En este marco en particular, el ecodiseño, la prevención y la reutilización se ubican en los niveles más altos, seguidos por reciclaje y, finalmente, disposición o desecho. El ecodiseño implica considerar factores ambientales desde la etapa inicial de diseño de un producto para reducir su impacto a lo largo de su ciclo de vida completo. En el caso de los paneles solares fotovoltaicos esto incluye hacer que sean fáciles de desmontar y aumentando su durabilidad, disminuir el uso de materiales críticos y promover la elección de

componentes reciclables o reutilizables. También se encuentra el enfoque de la *cuna a la cuna* (cradle to cradle) que complementa al ecodiseño proponiendo un enfoque regenerativo en el que todos los materiales se consideran como recursos para crear nuevos ciclos de producción sin generar residuos. Esta perspectiva va más allá del diseño ecológico tradicional y busca prevenir de manera anticipada, alineándose a los principios de economía circular siendo especialmente importante en el desarrollo de tecnologías renovables como la industria de manufactura fotovoltaica.

La Figura 5 muestra esta jerarquía adaptada al contexto fotovoltaico.

Figura 5: Jerarquía europea de gestión de residuos adaptada al sector fotovoltaico, según la Directiva 2008/98/CE.

Esta jerarquía se organiza porque la reutilización no solo es una alternativa técnicamente factible, sino que se presenta como una de las mejores opciones para disminuir la huella ambiental en la industria fotovoltaica, reducir el consumo de recursos y potenciar la circularidad de los materiales.

2.3. Dimensión económica y barreras de mercado

La reutilización de módulos fotovoltaicos no solo contribuye al cuidado del medio ambiente, sino que también ofrece una oportunidad económica significativa. Esta estrategia ayuda a disminuir los gastos de instalación inicial, promueve el acceso extendido a la energía solar en áreas donde los presupuestos son limitados y diversifica el mercado al crear un nuevo segmento basado en productos reacondicionados.

En sectores como el agrícola o el residencial de pequeña escala, a menudo los paneles solares reutilizados pueden ser una opción económica en comparación con los nuevos. Esto es especialmente cierto cuando se necesita hacer una inversión inicial baja y las condiciones de funcionamiento permitan aceptar una eficiencia ligeramente inferior. Por ejemplo, en proyectos agrícolas que utilizan energía solar o en viviendas rurales que consuman su propia energía donde la demanda es moderada y las condiciones ambientales son favorables. El uso de paneles reutilizados puede significar un ahorro del 40 al 70 % en comparación al costo de paneles nuevos (Solar Power Europe, 2021).

La reparación de módulos en el contexto de la economía circular se destaca como una estrategia importante a considerar. En situaciones en las que los módulos sufren fallas o defectos estructurales como grietas en la parte posterior o pérdida de aislamiento eléctrico, diversas investigaciones han demostrado que es factible recuperar su funcionamiento mediante soluciones técnicas económicas. El estudio realizado por Beaucarne y colaboradores (Beaucarne et al., 2022) analiza cómo la aplicación de recubrimientos de silicona en campo puede restaurar la resistencia del aislante y prevenir una mayor degradación que podría llevar al fallo total del módulo fotovoltaico, disminuyendo así los costes elevados relacionados con el reemplazo de módulos nuevos. Van der Heide, (van der Heide et al., 2022) y Tsanakas (I. (John) A. Tsanakas et al., 2024) en su estudio del año 2024 señalan que la reparación se considera rentable desde el punto de vista económico si los gastos asociados a inspección y transporte de los módulos reacondicionados no superan el 30 % de su valor en el mercado. Sin embargo, en el estudio de Lofstad-Lie et al (Lofstad-Lie et al., 2024) se menciona que, en una determinada zona de alta radiación solar de Chile, resulta rentable económicamente sustituir los paneles fotovoltaicos a mitad de su vida útil, esto es, cuando presentan una pérdida de potencia superior al 10%. Por otro lado, el estudio señala que este umbral se

elevaría al 33 % en áreas de baja radiación, como Noruega. Este tipo de actuaciones, contrarias a la economía circular y que sólo priorizan criterios puramente económicos, es uno de los argumentos que esta tesis pretende cuestionar, al explorar la viabilidad técnica de prolongar la vida útil de los módulos fotovoltaicos mediante su reutilización en un entorno agrícola.

En el proceso de reutilización de módulos para una segunda vida, el equipo de investigación de la Unidad de Energía Solar Fotovoltaica del CIEMAT ha explorado una estrategia adicional: reparar las interrupciones en las cintas de conducción en el artículo titulado "*Repairing ribbon bus bar interruptions in photovoltaic modules using non-intrusive interruption location"* (Rosillo et al., 2024) y en *"Advances in the location and repairing of ribbon interruptions in photovoltaic modules"* (Rosillo et al., 2025). La propuesta consiste en una técnica no destructiva para detectar y reparar estas interrupciones en los módulos fotovoltaicos mediante el restablecimiento de la conexión eléctrica entre las células Esta estrategia emplea detectores de tensión y detectores campo magnético para identificar interrupciones sin la necesidad de perforar el módulo o aplicar técnicas diagnósticas avanzadas como la electroluminiscencia. La reparación del daño se lleva a cabo utilizando herramientas tradicionales y materiales fáciles de obtener que permiten restablecer la conexión eléctrica perdida y recuperando la potencia perdida del módulo a un costo económico moderado. Este enfoque representa una contribución significativa al avance de procedimientos de reparación y renovación que son accesibles y susceptibles de ser reproducidos.

A pesar del potencial que tiene el desarrollo de una segunda vida para los módulos fotovoltaicos, todavía enfrentamos importantes obstáculos en este sentido. Una de las principales barreras es la falta de modelos de negocio sólidos debido a la carencia de canales de distribución específicos y certificaciones técnicas estandarizadas que brinden garantías claras a los usuarios finales. Además de esto, están los costos asociados al proceso de reutilización. Se incluyen en éstos los de los ensayos de caracterización necesarios para garantizar la viabilidad y seguridad del producto, además del propio proceso de reparación en los casos en que sea necesario, que deberían ser menores que los asociados a la producción de un nuevo módulo solar fotovoltaico. En el estudio llevado a cabo por Poulek et al. (Poulek et al., 2023), se encontró que el costo de reacondicionar un módulo fotovoltaico es aproximadamente una undécima parte del costo de reemplazarlo por uno nuevo. Esto destaca la viabilidad económica del reacondicionamiento en comparación directa con la sustitución completa por un módulo nuevo.

Sin embargo, existen dudas acerca de la viabilidad económica del proceso de renovación en contraposición al reciclaje de los módulos para obtener materias primas. Aunque el reciclaje facilita la recuperación de materiales valiosos como el aluminio o el vidrio y la plata, la reutilización implica garantizar un funcionamiento mínimo adecuado —tal como se ha mencionado anteriormente— y superar obstáculos logísticos y normativos.

Además de esta situación, la falta de información sobre la disponibilidad y el nivel de calidad de los módulos FV retirados de las plantas dificulta la planificación de un modelo circular sostenible. Establecer bases de datos regionales o plataformas en línea que conectan la oferta y la demanda de paneles solares que cumplirían los requisitos para ser reutilizados podría agilizar el progreso en este sector. En esta área se han sugerido herramientas basadas en blockchain para asegurar el seguimiento de los componentes desde su instalación inicial hasta su posterior renovación (Renewable Energy Agency, 2022), enfoque que se está implementando en Japón y fue explicada en la sección 1.1.

La existencia de esquemas de incentivos también es crucial para el desarrollo del mercado de artículos de segunda mano. Algunos estudios, como el de Tsanakas et al. (I. (John) A. Tsanakas et al., 2024) sugieren la introducción de medidas de respaldo tales como subsidios para la reparación de productos electrónicos usados y la reducción del IVA para componentes reutilizados, así como también la implementación de estrategias de adquisición pública sostenible. Este nuevo enfoque se refiere a la práctica en la que las entidades gubernamentales incorporan consideraciones ambientales en sus procesos de adquisición de productos y servicios para promover artículos que tengan un menor impacto en el medio ambiente, es decir, aquellos que contienen componentes reciclados o recuperados. La Comisión Europea ha establecido directrices no obligatorias para la adquisición verde (compras públicas que tienen en cuenta criterios medioambientales, conocida como “Green Public Procurement”, GPP) en varios sectores públicos incluyendo el ámbito energético, con el propósito de facilitar su aplicación por parte de las entidades adjudicadoras (European Commission, 2023).

En el ámbito de la energía solar fotovoltaica se contemplaría priorizar la utilización de módulos reacondicionados en proyectos de energía pública. Esta acción no solo promovería la reutilización, sino que también enviaría señales positivas al mercado acerca de la viabilidad y legitimidad de estas soluciones. Estas medidas podrían acelerar la aceptación y fomentar el crecimiento de un mercado secundario sólido. Del mismo modo, introducir requisitos sobre contenido o reutilización en

licitaciones públicas podría incrementar la demanda por estos productos y generar confianza entre los consumidores.

Es importante mencionar que la reutilización puede contribuir a fomentar la creación de puestos de trabajo dentro de la comunidad, en áreas como diagnóstico y reparación de equipos y mantenimiento de infraestructuras, lo cual representa una ventaja adicional en términos de impacto social y desarrollo regional. Específicamente esto es relevante en áreas rurales donde implementar sistemas descentralizados de energía puede estimular las economías locales.

En conjunto, aunque existen desafíos importantes para consolidar el mercado de segunda vida de módulos fotovoltaicos, las oportunidades económicas junto con las ventajas medioambientales asociadas a la reutilización -en términos de reducción de costos, generación de empleo y desarrollo de nuevos modelos de negocio- justifican el impulso de políticas públicas y marcos regulatorios que faciliten su escalabilidad.

El potencial económico que supone reutilizar recursos ha despertado interés en diferentes áreas como la agricultura, donde los costos de inversión suelen ser un obstáculo importante. Como se ha dicho, la agrivoltaica es una aplicación que puede aprovechar paneles solares parcialmente reparados, lo que promueve la implementación de sistemas solares en entornos rurales.

2.4. Limitaciones normativas y necesidad de estandarización del uso de módulos fotovoltaicos reacondicionados

La normativa actual de la Unión Europea para el manejo de residuos electrónicos se basa principalmente en la Directiva 2012/19/UE sobre aparatos eléctricos y electrónicos (RAEE) aprobada por el Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea en el año 2008 (Parlamento Europeo & Consejo de la Unión Europea, 2008). Esta ley establece el concepto de responsabilidad extendida del productor como un principio en el que los fabricantes o importadores de dispositivos electrónicos son responsables de financiar y organizar la recolección y el tratamiento adecuado de los productos al final de su vida útil. El propósito es incorporar los costos ambientales relacionados con los residuos en el ciclo de vida del producto y promover el diseño junto a la reparabilidad de manera que se

faciliten la reutilización, el desmontaje y la recuperación y, por ende, la disminución de impactos negativos. Además de eso, la normativa establece metas para la recolección, el reciclaje y la valorización de diferentes tipos de equipos. Sin embargo, esta normativa se enfoca principalmente en el reciclaje sin tener en cuenta específicamente la opción prioritaria de reutilizar módulos fotovoltaicos a pesar de que la Directiva Marco de Residuos (2008/98/CE) (Parlamento Europeo & Consejo de la Unión Europea, 2008) sitúa la reutilización por encima del reciclaje en la jerarquía de gestión de residuos como se detalla en la sección 1.3

Esta falta de regulación específica supone un obstáculo importante para el desarrollo de un mercado secundario de paneles fotovoltaicos, debido a la ausencia de normativas armonizadas específicas que establecen los requisitos técnicos y de calidad que deben cumplir los paneles reacondicionados antes de volver a ser comercializados. Además, en varios países miembros no se abordan explícitamente los procesos de reacondicionamiento en las regulaciones nacionales, generando incertidumbre legal para los operadores, fabricantes y potenciales compradores. Los países que específicamente regulan el reacondicionamiento y/o la preparación para la reutilización de paneles FV son Alemania (Bundesministerium der Justiz; Bundesamt für Justiz, 2022) y Francia (Gouvernement de la République française, 2014), los cuales exigen caracterizaciones técnicas que garanticen la funcionalidad de los paneles con una potencia mínima del 80 % de la potencia nominal, y se exigen trazabilidad, embalaje y marcado obligatorio. En cuanto a Italia, el Decreto Legislativo 49/2014, (Repubblica Italiana, 2014), actualizado en noviembre de 2024, reconoce en su artículo 7 la *"preparación para la reutilización"* como una opción prioritaria, además de ofrecer garantías financieras diferenciadas si se prepara un módulo FV para ser reutilizado, a la vez que se exige demostrar una funcionalidad eléctrica mínima antes de su instalación. Sin embargo, no existe una norma nacional técnica de obligatoriedad que sea específica para paneles FV. Asimismo, en España, el Real Decreto 110/2015 (Gobierno de España, 2015) también define la *"preparación para su reutilización"* pero no existe ningún protocolo técnico oficial que regule la certificación de la calidad de los módulos reacondicionados. La misma situación normativa se repite en los Países Bajos y Bélgica. El resto de países miembros de la UE han transpuesto la Directiva RAEE 2012/19/UE, pero no han introducido leyes nacionales que incluyan estándares, sellos ni protocolos específicos aplicables al módulo FV reacondicionado.

En respuesta a este vacío de normativas técnicas específicas, en el ámbito de la energía solar fotovoltaica se están impulsando iniciativas significativas.

Específicamente el Comité Técnico 82 de la comisión Electrotécnica Internacional (IEC TC 82), encargado de establecer estándares internacionales para sistemas fotovoltaicos, ha reconocido la urgencia de crear nuevos criterios para evaluar la funcionalidad de los paneles solares reutilizados. Dentro de las propuestas se contempla la creación de procedimientos detallados para evaluar la seguridad eléctrica del material usado y los posibles riesgos asociados a su segunda vida útil apoyándose en pruebas estandarizadas como inspección visual o análisis de parámetros eléctricos junto a imágenes obtenidas mediante electroluminiscencia o termografía infrarroja.

Del mismo modo, organismos europeos de estandarización como el Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CENELEC), están involucrándose en proyectos de prueba y colaboraciones industriales para establecer mejores prácticas y sistemas de certificación voluntarios que en el futuro podrían convertirse en marcos de referencia obligatorios destinados a unificar los requisitos técnicos dentro del mercado único europeo (CEN-CENELEC, 2025).

El TÜV Rheinland,(Technischer Überwachungsverein), la Asociación Técnica de Supervisión con sede en Colonia, Alemania, es una organización que proporciona servicios de ensayos independientes, inspección y certificación de productos, instalaciones, infraestructuras y sistemas de gestión. Este instituto ha presentado un servicio especializado para certificar y rastrear módulos fotovoltaicos reacondicionados. Este servicio verifica el cumplimiento de normas importantes como la Normativa Internacional de la Comisión Electrotécnica Internacional 61215 del año 2015 y la Normativa Internacional de la Comisión Electrotécnica Internacional 61730 del año 2006 (International Electrotechnical Commission, 2015) e IEC 61730 (International Electrotechnical Commission, 2006), permitiendo a los profesionales del sector garantizar la calidad y procedencia de los módulos reutilizados para facilitar su aceptación en mercados regulados según lo informado por TÜV Rheinland en el 2024 (TÜV Rheinland, 2024).

Desde una perspectiva institucional se ha observado un mayor interés en relación al marco de la Estrategia de Economía Circular de la Unión Europea. El próximo Reglamento de Diseño Ecológico para productos sostenibles (ESPR)) (Foster et al., 2025), actualmente en fase de desarrollo por la Comisión Europea, podría incluir criterios específicos para promover la reutilización de componentes fotovoltaicos, lo que supondría un avance significativo hacia una regulación más inclusiva de las prácticas en este sector.

2.5. La agrivoltaica como oportunidad para la reutilización de paneles reacondicionados

En el contexto de la reutilización de paneles, la agrivoltaica emerge como un ámbito prometedor para confirmar la factibilidad técnica y económica de reutilizar paneles solares fotovoltaicos de manera ambientalmente circular. Esta estrategia que fusiona la agricultura y la generación de energía en un mismo terreno permite una optimización del uso del suelo lo cual es especialmente valioso en áreas rurales que puedan tener una disponibilidad limitada de tierras o en regiones afectadas por condiciones climáticas extremas. El estudio de Campana (Campana et al., 2021) demuestra una *land equivalent ratio* superior a 1.2 en sistemas agrivoltaicos, lo que refleja una eficiencia en el uso del suelo significativamente mayor al combinar agricultura y paneles solares.

Desde una perspectiva técnica, los sistemas agrivoltaicos presentan un gran potencial para la integración de módulos parcialmente reparados o reacondicionados, dado que las necesidades energéticas suelen ser menores que en instalaciones de autoconsumo o conectadas en gran escala. Esto permite la utilización de módulos de potencia reducida, pero de rendimiento estable, prolongando su vida útil más allá del primer ciclo comercial. Por otro lado, debido a las características de diseño en una instalación agrivoltaica, el acceso puede estar facilitado para llevar a cabo tareas de mantenimiento, control y reemplazo de módulos dañados, siempre y cuando la configuración de la instalación lo permita, lo que puede disminuir los riesgos durante su funcionamiento en comparación con aplicaciones urbanas o industriales.

En Europa se están desarrollando varios proyectos que demuestran los beneficios de esta colaboración entre la energía solar y la agricultura. Por ejemplo, en Francia el proyecto Sun'Agri (Sun'Agri, 2021) ha mostrado cómo el sombreado producido por los paneles solares puede ayudar a reducir el estrés hídrico en cultivos como la vid y el tomate, favoreciendo su resistencia al cambio climático. En Alemania, también se han investigado en el proyecto Agri-PV (Agrivoltaic Solutions, 2021) los efectos microclimáticos que tienen diferentes disposiciones de paneles solares sobre cultivos de hortalizas, patatas y cereales. En España se ha iniciado el proyecto SunCeres de la Universidad Politécnica de Madrid. En esta investigación se han integrado módulos reutilizados en un sistema agrivoltaico experimental para

analizar su eficiencia energética y los impactos agronómicos de la sombra en un cultivo de tomates.

Como se ha mencionado previamente, la agrivoltaica no solo posibilita el uso dual del terreno, sino que adicionalmente puede brindar ventajas extra tanto para los cultivos como para la eficiencia energética del sistema. El cambio en el microclima causado por la sombra parcial puede reducir la evaporación de las plantas, lo cual es especialmente significativo en áreas con una alta exposición solar. En Alemania, el estudio llevado a cabo por Weselek et al. (Weselek et al., 2021) reportó que los sistemas agrivoltaicos disminuyen la temperatura del suelo y estabilizan el microclima agrícola. En la siguiente Figura 6 se presenta en un esquema el caso práctico del sistema agrivoltaico experimental desarrollado en el presente trabajo de investigación usando tomates como cultivo bajo estructuras fotovoltaicas móviles sin sistema de seguimiento solar automatizado. El gráfico ilustrativo exhibe los diferentes componentes de la radiación solar (directa, difusa y reflejada) diferenciando adicionalmente las áreas sombreadas creadas por los paneles fotovoltaicos.

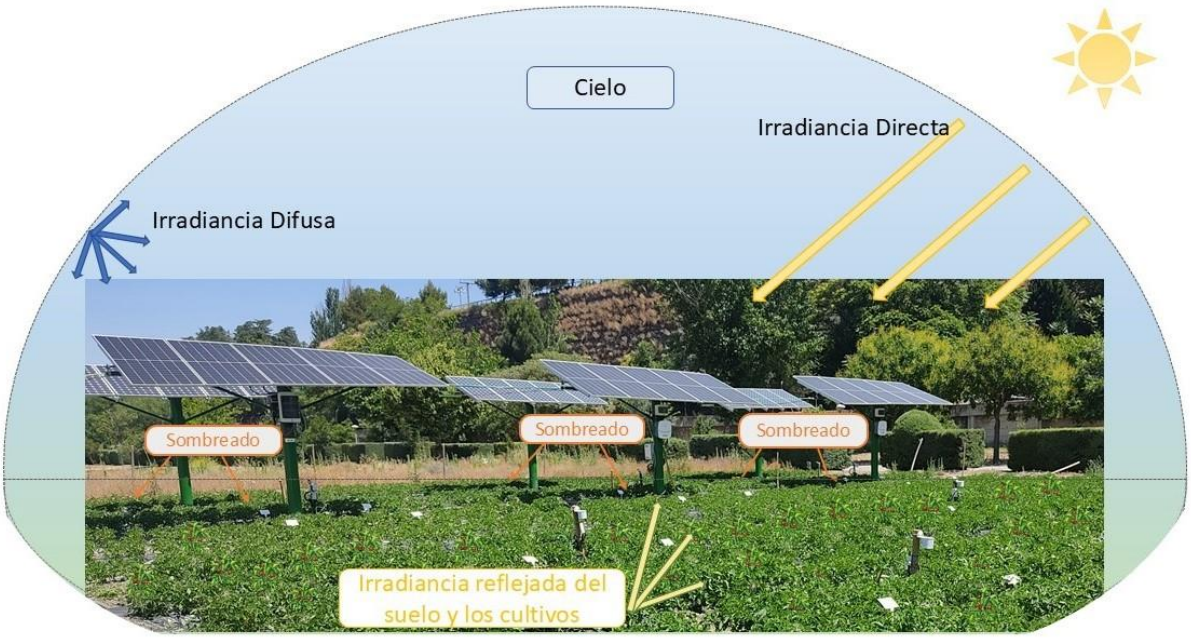


Figura 6: Comportamiento de la irradiancia en un sistema agrivoltaico con cultivo de tomate. CIEMAT-UPM. *Fuente: elaboración propia.*

En términos ambientales, la agrivoltaica utilizando paneles solares reacondicionados se presenta como una alternativa muy atractiva para disminuir

la huella de carbono de la agricultura. De acuerdo al Informe Anual de Indicadores: Agricultura, Pesca y Alimentación(Ministerio de agricultura, 2022), en 2022 las emisiones del sector agrario representaron un 11.9 % del total de emisiones. Estas emisiones están formadas fundamentalmente por CH_4 y N_2O, los cuales proceden de la fermentación entérica, (proceso mediante el cual los microorganismos presentes en el sistema digestivo de los animales rumiantes descomponen los alimentos fibrosos que estos animales consumen), y de la gestión de los suelos agrícolas, ya que, como resultado de procesos microbiológicos de nitrificación y desnitrificación provocados por la fertilizantes y residuos de cultivos, se origina óxido nitroso. En total, el sector agrícola emite entre un 63 % y 65 % del total de las emisiones de estos gases de efecto invernadero (GEI). Con la agrivoltaica es posible reducir la emisión de CO_2 al producir electricidad in situ, reduciendo el uso de combustibles fósiles en los sistemas de riego, bombeo, o almacenamiento en frío. Por otro lado, la sombra parcial de los paneles reduce la evapotranspiración de los cultivos, lo que contribuye a una reducción en el uso de agua (Ukwu et al., 2025) Eso ocurre debido a que los suelos que posean menor estrés hídrico retienen de forma más optimizada los nutrientes, disminuyendo la necesidad de fertilización y por lo tanto la emisión de N_2O, el cual tiene un impacto climático mayor que el CO_2. Por ejemplo, el estudio de Andrews, (Andrews et al., 2022), muestra que un riego más eficiente, en este caso, por goteo, mejora la eficiencia del uso del nitrógeno y reduce las emisiones de este gas de efecto invernadero.

En el caso particular de agrivoltaica con paneles reutilizados, se contribuye evitando la fabricación de paneles nuevos, lo cual promueve un ahorro de materiales críticos, una reducción de la demanda acumulada de energía, CED y de la huella de carbono asociada a la fabricación de los paneles FV. Asimismo, este enfoque tiene el potencial de crear puestos de trabajo locales en labores de reparación, instalación y mantenimiento, colaborando al progreso de las áreas rurales.

En su conjunto, la agrivoltaica se presenta como un ámbito estratégico para poner en práctica soluciones circulares en el ámbito de la energía solar fotovoltaica. La prueba experimental de paneles fotovoltaicos reutilizados funcionando en una instalación agrivoltaica, proporciona la posibilidad de análisis sobre su rendimiento real, lo que ayuda a avanzar en la aceptación de esta estrategia circular por parte del mercado a la vez que otorga herramientas a los organismos reguladores para establecer un modelo de transición energética más sostenible.

3. Objetivos de la Investigación

El propósito principal de esta investigación es evaluar la viabilidad de la reutilización de módulos fotovoltaicos, con aplicación particular en una instalación agrivoltaica como una estrategia sostenible dentro de la economía circular, reduciendo el impacto ambiental de los residuos fotovoltaicos y extendiendo la vida útil de los dispositivos.

Para ello, se establecen los siguientes objetivos específicos:

1. Analizar la generación de residuos fotovoltaicos a nivel global y regional para fundamentar la necesidad de estrategias de reutilización, considerando la evolución del sector y las previsiones de crecimiento de la capacidad instalada, particularmente en la Unión Europea, Estados Unidos, China y algunos países de Sudamérica como Argentina, Brasil y Chile.
2. Evaluar la viabilidad técnica y operativa de la reutilización de módulos fotovoltaicos parcialmente degradados, identificando las principales causas de su degradación y los criterios para su selección, reacondicionamiento y certificación para una segunda vida útil.
3. Proponer una estrategia para la implementación de un modelo de reutilización, considerando el aspecto normativo que influye en su viabilidad, tanto a nivel europeo -en relación a las tendencias de gestión de residuos electrónicos- como a nivel global en lo referente a las normas que regulan la agrivoltaica.
4. Evaluar si la integración de módulos reutilizados en un sistema agrivoltaico presenta diferencias significativas respecto a módulos nuevos, tanto en desempeño energético como en productividad agrícola.

3.1. Hipótesis General

"La reutilización de módulos fotovoltaicos parcialmente degradados, a través de estrategias de reacondicionamiento y su integración en aplicaciones como los sistemas agrivoltaicos, constituye una solución técnica viable y ambientalmente sostenible para extender su vida útil, reducir la generación de residuos y contribuir a la economía circular en el sector fotovoltaico, siempre que se apliquen criterios y métodos adecuados de evaluación y reparación. Dado que los sistemas agrivoltaicos suelen desarrollarse en instalaciones de pequeña escala y baja potencia, representan un entorno idóneo para esta integración, donde una ligera pérdida de potencia no compromete la operación global y, en cambio, contribuye a un aprovechamiento más sostenible del suelo agrícola y de los recursos materiales."

3.2. Hipótesis Específicas

Como hipótesis específicas de esta tesis se plantean las siguientes:

- La implementación de criterios técnicos rigurosos para la selección y reacondicionamiento de módulos fotovoltaicos degradados permite su reutilización asegurando un desempeño adecuado y prolongando su vida útil.
- La reutilización de módulos fotovoltaicos en lugar de su reciclaje inmediato reduce el impacto ambiental asociado a la extracción de nuevos materiales y minimiza la generación de residuos electrónicos, favoreciendo la transición hacia un modelo energético más sostenible.
- El uso de módulos fotovoltaicos reacondicionados en sistemas agrivoltaicos contribuye a la optimización del uso del suelo, proporcionando beneficios tanto en generación energética como en producción agrícola, sin comprometer significativamente al rendimiento del cultivo.

4. Metodología

Para alcanzar los objetivos planteados en esta tesis, la investigación se sustenta en un enfoque que combina análisis de datos, evaluación experimental y modelización predictiva. Se han empleado diferentes estrategias según el aspecto específico de estudio, agrupadas en tres ejes principales: estimación de la generación de masa de residuos de módulos fotovoltaicos, evaluación de defectos en módulos parcialmente reparados y finalmente, el análisis de su integración en sistemas agrivoltaicos.

Figura 7: Esquema de la metodología de estudio empleada. estructurada en tres ejes principales: 1) Estimación de la generación de la masa de residuos fotovoltaicos, 2) caracterización estandarizada de módulos parcialmente reparados y 3) análisis de su integración en un sistema agrivoltaico.

4.1. Estimación de la Generación de Masa de Residuos de Módulos Fotovoltaicos

El análisis de la generación de masa de residuos fotovoltaicos se ha llevado a cabo mediante un enfoque basado en datos históricos y proyecciones de capacidad instalada. Para ello, se ha utilizado:

- **Modelo de proyección de potencia instalada** basado en tendencias de crecimiento del sector fotovoltaico a nivel global y regional, considerando datos de la Agencia Internacional de Energía Renovable, IRENA, y de los Planes Nacionales de Energía y Clima, NECP, de distintos países analizados.
- **Análisis de tasas de degradación y retirada de módulos** empleando escenarios de pérdida de eficiencia y fallos prematuros.
- **Comparación con estrategias normativas y objetivos de circularidad** establecidos por la Unión Europea y otras regiones clave.

El procedimiento de cálculo descrito a continuación, utilizado para alcanzar distintos objetivos en los artículos que forman parte del compendio presentado en esta tesis: *State and Prospects of Photovoltaic Module Waste Generation in China, USA and selected Countries in Europe and South America* (M. B. Nieto-Morone et al., 2023) y *Photovoltaic Waste Generation in the Context of Sustainable Energy Transition in EU Member States* (Nieto Morone et al., 2025), se basa en la metodología propuesta por Santos et al (Santos & Alonso-García, 2018). Ambos trabajos consideran la influencia de escenarios de pérdida temprana y pérdida habitual en la estimación de la generación de residuos de módulos fotovoltaicos. Sin embargo, el primer artículo tiene un enfoque comparativo internacional, proyectando la generación de residuos en diversas regiones del mundo -incluidas la Unión Europea, China, Estados Unidos y algunos países de América del Sur- con base en los objetivos de capacidad instalada en 2030 y 2050. En cambio, el segundo artículo ofrece un análisis detallado y actualizado centrado exclusivamente en los Estados Miembros de la Unión Europea, incorporando los objetivos revisados de los Planes Nacionales de Energía y Clima presentados en diciembre de 2023. En los dos artículos se introduce la estimación iterativa de necesidades de repotenciación y su impacto en la masa acumulada de residuos, considerando de forma más precisa el efecto del envejecimiento de las instalaciones y la evolución de las políticas energéticas europeas.

4.1.1. Capacidad fotovoltaica anual instalada y proyectada

La capacidad anual instalada se obtuvo de las bases de datos de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) la cual proporciona la capacidad acumulada instalada a final de cada año. Los datos consultados, incluidos en el artículo 2 de la presente tesis, "*Photovoltaic Waste Generation in the Context of Sustainable Energy Transition in EU Member States"* (Nieto Morone et al., 2025) están actualizados hasta finales del año 2023. A continuación, se proyectó la capacidad acumulada que se alcanzaría en 2050 mediante una extrapolación lineal, utilizando tanto la capacidad acumulada que se planea tener instalada en 2030, obtenida de los objetivos actualizados de los Planes Nacionales de Energía y Clima, como la capacidad total realmente instalada en 2023. Este proceso asume una tasa de instalación anual constante de 2023 a 2030 para alcanzar los objetivos del NECP, con la misma pendiente utilizada para extrapolar los valores hasta 2050. Sin embargo, esta extrapolación lineal no tiene en cuenta la pérdida de potencia progresiva que afecta a las plantas fotovoltaicas debido a la degradación originada por el desgaste normal por el funcionamiento o a daños causados por fenómenos aleatorios externos a la normal operación del módulo fotovoltaico. Para hacer frente a esta pérdida de potencia, es habitual realizar la sustitución de los módulos degradados y el desarrollo de nuevas instalaciones, lo que se conoce como "repotenciación". Esto implica tener en cuenta las necesidades anuales de repotenciación hasta 2050 a la hora de proyectar la potencia instalada anualmente.

4.1.2. Análisis de la tasa de degradación de módulos fotovoltaicos

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos se reduce con el tiempo. Para estimar con precisión la vida útil de los módulos fotovoltaicos, es fundamental desarrollar modelos estadísticos que puedan predecir eficazmente este proceso de degradación.

Existen estudios recientes sobre la fiabilidad de los módulos fotovoltaicos que buscan extender la vida útil de éstos hasta 50 años (U.S. Department of Energy, 2022), sin embargo, las herramientas actuales de predicción a largo plazo de los procesos de degradación y de fallos aún presentan limitaciones. Es necesario acelerar el aprendizaje en fiabilidad fotovoltaica para alinearlo con el rápido

avance tecnológico y las crecientes expectativas del sector en la transición energética global (Springer et al., 2023).

Diversos estudios han abordado el modelado de la degradación de los módulos fotovoltaicos, centrándose en aspectos como la vida útil y las funciones estadísticas que describen la variabilidad de la degradación a lo largo del tiempo. Kumar et al y Lai et al (Kumar & Sarkar, 2013; Lai et al., 2023) han realizado contribuciones significativas en este campo mediante enfoques complementarios.

En el estudio de Kumar et al se analizó la precisión de los modelos de distribución gamma y gaussiana, calibrándolos mediante estimación de máxima versosimilitud y optimización de enjambre de partículas. Los autores concluyen que, después de aplicar estos métodos, los modelos fueron mucho más precisos en describir la degradación de los módulos, y demostraron que el modelo que mejor describe los datos es la distribución gaussiana con una desviación estándar constante, es decir en la que la variabilidad no cambia con el tiempo.

Por su parte, en el trabajo llevado adelante por Lai et al se adopta un enfoque más integral para evaluar la fiabilidad de los módulos. En este trabajo se considera la degradación relacionada con el diseño y el desarrollo del producto, aplicando el enfoque Diseño para la Confiabilidad (DFR por sus siglas en inglés, Design for Reliability). Este DFR implica que la fiabilidad del módulo se tiene en cuenta desde el principio del diseño y no sólo en las pruebas finales. En el trabajo de Lai et al. se comparan dos diseños diferentes de módulos fotovoltaicos y se analiza su fiabilidad considerando todo el ciclo de vida del producto. Los autores cuestionaron el uso de medidas estadísticas simples para el análisis de la fiabilidad como la media muestral, ya que este estadístico no muestra la variabilidad ni la distribución completa de fallos. En su lugar, proponen técnicas más avanzadas, como el análisis de Weibull y la regresión lineal, para caracterizar con mayor precisión la vida útil de los módulos.

Estos estudios destacan la importancia de emplear métodos estadísticos avanzados para modelar la degradación de los módulos FV de manera realista. En este sentido, la función de probabilidad de Weibull ha sido ampliamente utilizada para describir la evolución de la degradación y la fiabilidad de los módulos.

Un caso representativo es el estudio de Kuitche (Kuitche, 2010) , quien aplicó la distribución de Weibull en el estudio de la degradación de módulos FV de silicio cristalino en Phoenix, Arizona, el cual es un entorno de clima cálido y seco. Su modelo permitió describir patrones de degradación no lineales considerando

factores ambientales críticos como la insolación y la temperatura ambiente, proporcionando un marco sólido para la predicción de la vida útil de los módulos.

Por otro lado, Laronde (Laronde et al., 2010) reforzó la utilidad de la distribución de Weibull a través de pruebas de vida acelerada (Accelerated Life Testing, ALT) bajo condiciones extremas de temperatura. Al combinar Weibull con el modelo de Arrhenius (que relaciona la temperatura con la degradación del módulo), logró extrapolar los resultados de ALT a condiciones operativas reales, considerando la variabilidad estocástica de los factores ambientales.

Estos estudios evidencian la versatilidad y eficacia de la distribución de Weibull en la evaluación de viabilidad y en la predicción de la vida útil de las tecnologías fotovoltaicas.

Dado su amplio reconocimiento en la literatura y su capacidad para modelar la evolución de la degradación, en esta tesis se ha empleado la distribución de Weibull según la definición presentada en The Weibull Analysis Handbook de Dodson (Dodson, 2006).

La función de densidad de probabilidad de Weibull se expresa como:

$$f(t) = \frac{\alpha}{T}\left(\frac{t}{T}\right)^{\alpha-1} e^{-\left(\frac{t}{T}\right)^{\alpha}} \quad (1)$$

donde α es el parámetro de forma y T el parámetro de escala.

El parámetro de forma α, adimensional, es el que define cómo evolucionan los fallos por unidad de tiempo.

El parámetro de escala *T*, indica el tiempo en el cual el 63.2% de la potencia fotovoltaica instalada fallará. Por esta razón, a este parámetro también se le denomina *"vida útil característica".*

Cada una de las tres instancias de fallo que pueden darse en los dispositivos electrónicos muestran una evolución característica de la tasa de fallo (Nelson, 2009). Estas son:

1. **Fase de mortalidad infantil** ($\alpha < 1$): La tasa de fallos disminuye con el tiempo, lo que indica que los fallos iniciales se deben principalmente a defectos de diseño o de materiales.

2. **Fase de vida útil normal** ($\alpha = 1$): La tasa de fallos se mantiene constante, lo que sugiere que los fallos ocurren de manera aleatoria, sin un patrón de degradación evidente.
3. **Fase de desgaste** ($\alpha > 1$): La tasa de fallos aumenta progresivamente con el tiempo, reflejando el efecto de la fatiga y el agotamiento del material.

Para evaluar la aparición de fallos o la degradación, se han considerado los escenarios de *perdida habitual y pérdida temprana*, definidos por IEA_PVPS/IRENA (Weckend et al., 2016). Ambos corresponden a la fase de desgaste ($\alpha > 1$), pero difieren en la distribución temporal de fallos. En el escenario de pérdida habitual, los fallos se concentran hacia el final de la vida útil ($\alpha = 5.3759$; T = 30 años) mientras que, en el escenario de pérdida temprana, se anticipan fallos desde los primeros años ($\alpha = 2.4928$; T = 30 años).

Adicionalmente, en esta tesis se han incorporado dos escenarios especiales de degradación, basados en el análisis histórico de la industria fotovoltaica en países europeos, tal como se describe en el artículo 1. En España, una proporción significativa de módulos instalados en 2008 mostraban menor calidad de lo habitual. Este hecho provocó un deterioro prematuro de muchos módulos, fenómeno similar al observado en Alemania e Italia en los primeros años de expansión acelerada de la energía solar fotovoltaica.

Para tener en cuenta estas particularidades, se introdujeron los escenarios de *pérdida habitual (2)* y *pérdida temprana (2)*. Ambos mantienen los mismos parámetros de forma (α) que los otros escenarios, pero con una vida útil característica reducida (T = 20 años) exclusivamente para los módulos instalados en 2007 y 2008, mientras que para el resto se mantuvo T = 30. Esta distinción permite modelar con mayor realismo la evolución de los residuos fotovoltaicos generados en estos países, considerando tanto la obsolescencia tecnológica como la menor fiabilidad asociada a ciertos lotes de instalación.

En resumen, el parámetro de forma α y el parámetro de escala T utilizados en la distribución de Weibull se describen en la Tabla 2.

Tabla 2: Escenarios de degradación de módulos fotovoltaicos definidos en función de los parámetros de Weibull utilizados. Los parámetros para el tipo de escenarios se extraen del reporte *End of life management Solar Photovoltaic Panels* de la Agencia Internacional de la Energía (Weckend et al., 2016).

Escenario	*α*	*T (años)*
Pérdida habitual	5.3759	30
Pérdida temprana	2.4928	30
Pérdida habitual (2)	5.3759	20 (2007-2008); 30 otros años
Pérdida temprana (2)	2.4928	20 (2007-2008); 30 otros años

A partir de la función *f(t)* (Ec. 1), se define la *función de probabilidad acumulada de fallo U(τ)* que proporciona la probabilidad de que la potencia instalada falle en un intervalo de tiempo entre 0 y τ:

$$U(\tau) = P(0 \leq t \leq \tau) = \int_0^{\tau} f(t)dt = 1 - e^{-(\tau/T)^{\alpha}} \quad (2)$$

De esta manera, la probabilidad de fallo hasta el año *j* de la potencia instalada en el año *i* estará dada por la siguiente ecuación:

$$U_i(j) = \begin{cases} 0, & j \leq i \\ 1 - e^{-\left(\frac{j}{T}\right)^{\alpha}}, & j > i \end{cases} \quad (3)$$

Combinando las ecuaciones (2) y (3) se obtiene la probabilidad de fallo entre los años *j* y *j+1* para la potencia FV instalada en el año *i*, es decir:

$$P_i(j \leq t \leq j+1) = U_i(j+1) - U_i \quad (4)$$

Teniendo en cuenta esta probabilidad de fallo, es posible calcular las pérdidas de la potencia instalada de la siguiente manera:

$$Pérdida\ de\ potencia\ anual_i(j) = potencia\ anual\ instalada(i)\ .\left(U_i(j+1) - U_i(j)\right) \quad (5)$$

Lo cual constituyen las pérdidas entre los años *j* y *j+1* de potencia que fue instalada en el año *i.*

A partir de estos resultados, la pérdida de potencia anual total entre el año *j* y *j+1* se obtiene sumando las pérdidas de potencia anuales asociadas a la potencia fotovoltaica instalada antes del año *j.* Estas pérdidas anuales constituyen las necesidades de repotenciación de paneles FV que han sido retirados y que deben ser reemplazados por paneles nuevos.

Estos paneles nuevos también sufrirán una degradación que debe ser tenida en cuenta en el proceso de cálculo, haciendo que el método de cálculo de pérdida de potencia anual sea iterativo, y esta potencia es llamada "*potencia corregida".*

4.1.3. Conversión de potencia fotovoltaica instalada a masa

Para estimar la cantidad de residuos de paneles fotovoltaicos, la capacidad fotovoltaica instalada y proyectada en MW o en GW, se convirtió a masa en toneladas, t. El proceso de conversión se basa en la aplicación de la función de decaimiento exponencial, que se expresa como:

$$Relación\ masa/potencia = Ae^{-\frac{i}{B}} \quad (6)$$

Donde A es el factor de conversión que refleja la relación entre el peso y la potencia en t/MW y B es una constante de tiempo. Este modelo de decaimiento exponencial basado en mínimos cuadrados fue propuesto por IEA-PVPS/IRENA (Weckend et al., 2016), se basa en datos técnicos de paneles FV e incluye datos históricos de los principales fabricantes entre 1980 y 2013 y proyecta la tendencia para el período 2015-2050, anticipando una reducción progresiva del peso a la vez que se incrementa la potencia de los módulos, lo que optimiza la eficiencia. En el marco de esta tesis, el artículo *"State and prospects of photovoltaic module waste generation in China, USA, and selected countries in Europe and South America"* (M. B. Nieto-Morone et al., 2023) se incorporaron datos reales para 2020 y se analizó la relación peso-potencia de los módulos con mayor presencia en el mercado cuyas eficiencias son superiores al 21%.

La Figura 8 muestra la curva de ajuste para la relación peso-potencia (t/MW), basada en los valores reportados en el informe IRENA/IEA citado anteriormente. Para el año 2020 se ha sustituido el valor estimado en el modelo obtenido a partir de análisis de datos reales. De este ajuste exponencial se obtienen los parámetros A y B para la ecuación 6.

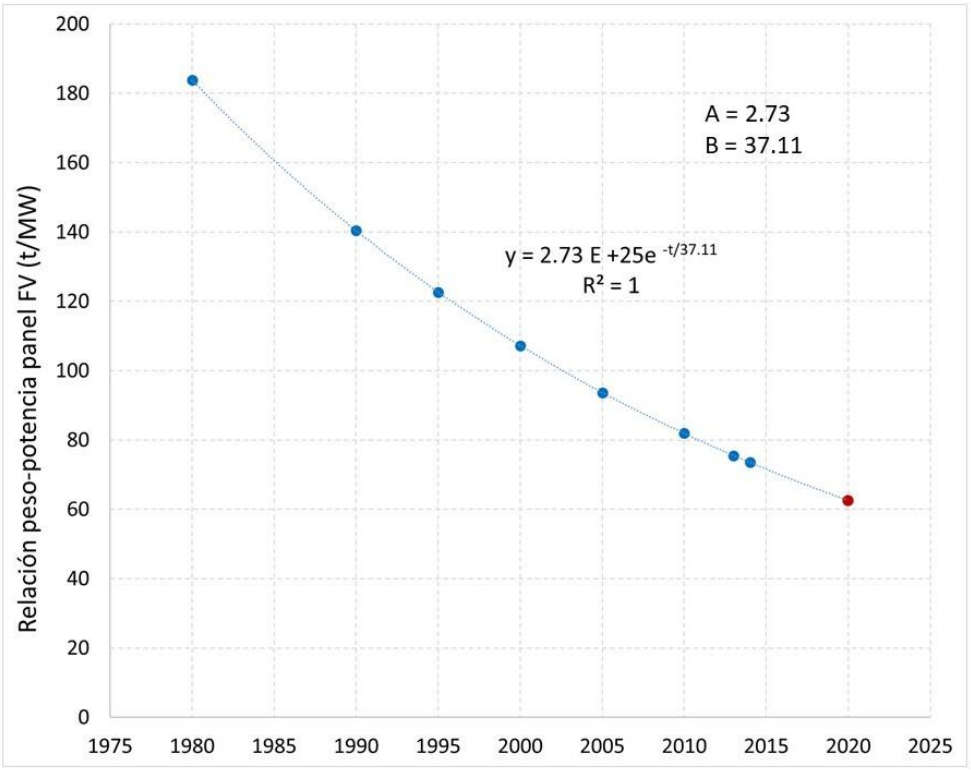


Figura 8: Curva exponencial de la relación peso/potencia del panel fotovoltaico a través del tiempo. Elaboración propia de la actualización del informe de IRENA/IEA (Weckend et al., 2016)

Multiplicando año a año la potencia fotovoltaica anual instalada y corregida por la correspondiente relación masa-potencia, se obtuvo la masa anual de módulos FV instalados:

$$Masa\ fotovoltaica\ instalada\ anual\ (i) = potencia\ instalada\ anual\ (i)\ .relación\ masa/potencia\ (i) \quad (7)$$

4.1.4. Cálculo de la masa acumulada de residuos de módulos fotovoltaicos

A partir de los datos anuales de una masa de módulos fotovoltaicos instalados, la masa acumulada de residuos fotovoltaicos en el año *j* debido al fallo de los módulos instalados durante el año *i* se calcula mediante la ecuación:

$$masa\ acumulada\ de\ residuos\ fotovoltaicos_i(j) = masa\ anual\ de\ módulos\ fotovoltaicos(i)\ .\ U_i(j) \quad (8)$$

Luego, la masa de residuos en el año *j* se obtiene sumando las masas acumuladas que corresponden a los módulos instalados desde el año $i = 1990$ hasta $i = j$:

$$masa\ acumulada\ de\ residuos\ fotovoltaicos\ (j) = \sum_{i=1990}^{j} masa\ acumulada\ de\ residuos\ fotovoltaicos_i\ (j) \quad (9)$$

En resumen, este método establece un procedimiento detallado para estimar la generación de residuos fotovoltaicos, integrando datos históricos y proyecciones de capacidad instalada con modelos de degradación basados en funciones de distribución de Weibull. La metodología permite calcular tanto las pérdidas anuales de potencia como la masa acumulada de residuos fotovoltaicos, considerando diferentes escenarios, en particular de pérdida habitual y temprana. Esta aproximación, aplicada en los dos primeros artículos de esta tesis, permite cuantificar las necesidades de repotenciación y los volúmenes esperados de residuos fotovoltaicos hasta 2050, proporcionando una base sólida para la planificación de estrategias de circularidad y gestión de fin de vida útil en el sector fotovoltaico.

4.1.5. Marco normativo y objetivos de circularidad

Asimismo, como parte del enfoque metodológico, se ha considerado el marco normativo vigente y los objetivos de circularidad establecidos por la Unión Europea, con el fin de contextualizar adecuadamente los resultados obtenidos en los distintos escenarios de generación de residuos. En particular, se han incorporado las directrices de la Directiva RAEE, acerca de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, (European Parliament and Council, 2012), que establece metas obligatorias de recuperación y reciclaje, así como la responsabilidad ampliada del productor. Este marco ha servido de referencia para evaluar la coherencia entre las proyecciones de masa de residuos y la capacidad actual de gestión en los Estados Miembros. La metodología desarrollada en el artículo *Photovoltaic Waste Generation in the Context of Sustainable Energy Transition in EU Member States*, permite además identificar brechas potenciales entre el ritmo de despliegue de capacidad fotovoltaica, las necesidades de repotenciación y los requisitos regulatorios asociados a una transición energética sostenible y circular. Todo ello se enmarca en los objetivos del *Pacto Verde Europeo* (Comisión Europea, 2019), que promueve la adopción de modelos productivos más sostenibles, el impulso de la economía circular y la reducción del impacto ambiental de las tecnologías limpias como la energía solar fotovoltaica.

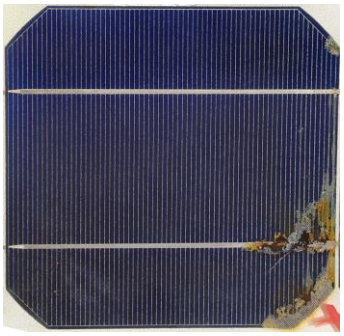
4.2. Evaluación de defectos y reacondicionamiento de módulos fotovoltaicos

Como parte de la metodología de caracterización del estado funcional de los módulos fotovoltaicos parcialmente reparados, se ha seguido un protocolo experimental estandarizado, tal como se describe en el artículo *Enhancing photovoltaic module sustainability: Defect analysis on partially repaired modules from Spanish PV plants* (M. B. Nieto-Morone et al., 2024). En este estudio, se evaluaron 23 módulos de silicio cristalino (mono y poli), con el objetivo de identificar la naturaleza y extensión de los defectos persistentes tras los procesos de reparación, con vistas a evaluar su viabilidad para ser reutilizados en aplicaciones de segunda vida.

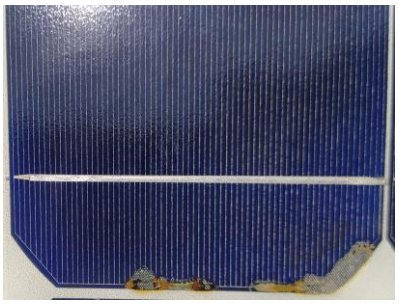
Adicionalmente, para complementar este análisis, se incluyó el estudio presentado en el congreso *EUPVSEC 2023*, titulado *Characterization of decommissioned PV modules coming from Spanish PV plants* (Alonso-García et al., 2023). Este trabajo permitió la evaluación de 26 módulos fotovoltaicos defectuosos provenientes de plantas fotovoltaicas españolas. Al añadir estos 26 módulos a los 23 previamente evaluados en el artículo *Enhancing photovoltaic module sustainability*, se logró ampliar el análisis, proporcionando una visión más representativa de los defectos y condiciones en los módulos fotovoltaicos que podrían ser susceptibles de reacondicionamiento.

En ambos estudios se aplicó un protocolo que combinó varias técnicas complementarias de diagnóstico, basadas en los estándares internacionales IEC 61215 (International Electrotechnical Commission, 2015), IEC 61730 (International Electrotechnical Commission, 2006) e IEC 62446-4 (International Electrotechnical Commission, 2021). A continuación, se describen las principales pruebas realizadas:

- **Inspección visual** (MQT 01, Quality Management Tools), llevada a cabo bajo condiciones de iluminación controlada, permitió detectar anomalías físicas como delaminaciones, decoloraciones, microgrietas, burbujas, quemaduras localizadas y otros signos de degradación, documentando su localización y extensión mediante imágenes frontales y posteriores de cada módulo. La Figura 9 muestra algunas imágenes de la inspección visual. Los fallos han sido identificados de acuerdo a la clasificación sugerida por (Köntges et al., 2017).



a)

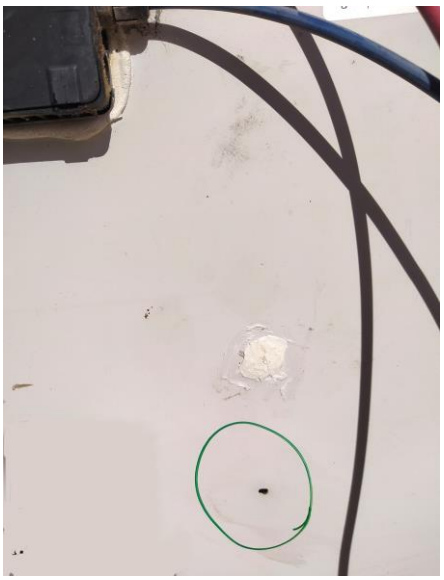


b)

c)

d)

e)



f)

Figura 9: a) y b) Delaminación y corrosión como consecuencia de la degradación del EVA. c) Trayectorias tipo caracol "snail trails" y célula oscurecida posiblemente quemada con presencia de fisuras. d) Lámina posterior con quemadura y reparaciones. e) Lámina posterior con formación de burbujas. f) Lámina posterior con soldadura expuesta y reparación.

- **Pruebas de aislamiento y corriente de fuga en condiciones húmedas.**

Para evaluar la resistencia dieléctrica y la seguridad eléctrica de los módulos FV, se realizaron pruebas de aislamiento seco (MQT 03) y de corriente de fuga en condiciones húmedas (MQT 15), siguiendo los procedimientos descritos en la norma IEC 61215-2(International Electrotechnical Commission, 2015).

Las pruebas se llevaron a cabo utilizando un equipo multifunción de alta tensión con limitación de corriente, capaz de aplicar tensiones de hasta 1000 V más el doble de la tensión máxima del sistema. La medición de la resistencia de aislamiento se realizó mediante un medidor integrado en dicho equipo.

En el caso del ensayo de aislamiento en seco (MQT 03), los módulos se ensayaron a temperatura ambiente y con una humedad relativa inferior al 75%. Se conectaron los terminales cortocircuitados del módulo al polo positivo del equipo de prueba, y las partes metálicas accesibles (como el marco) al polo negativo.

Posteriormente, se realizó el ensayo en condiciones húmedas (MQT 15), con el objetivo de verificar la integridad del aislamiento en presencia de humedad simulada, (ver Figura 10). Para ello, los módulos se sumergieron en una solución de agua con un agente humectante, con una resistividad inferior a 3500 Ω.cm y a una temperatura de 22 ± 2 ^{o}C, cubriendo la parte posterior excepto las entradas de la caja de conexiones no diseñadas para inmersión, que fueron rociadas con la solución. Se aplicó la tensión especificada durante dos minutos, conectando los terminales de salida cortocircuitados del módulo al terminal positivo del equipo y la solución líquida al terminal negativo mediante un conductor metálico. En ambos ensayos, se verificó que no hubiera rotura dieléctrica ni trayectorias de conducción superficial. La resistencia de aislamiento medida debía cumplir los requisitos establecidos en la norma: no inferior a 400 MΩ para módulos de área menor a 0.1 m^2, y no inferior a 40 MΩ.m^2 cuando se multiplica la resistencia medida por el área del módulo, para los módulos de mayor tamaño.

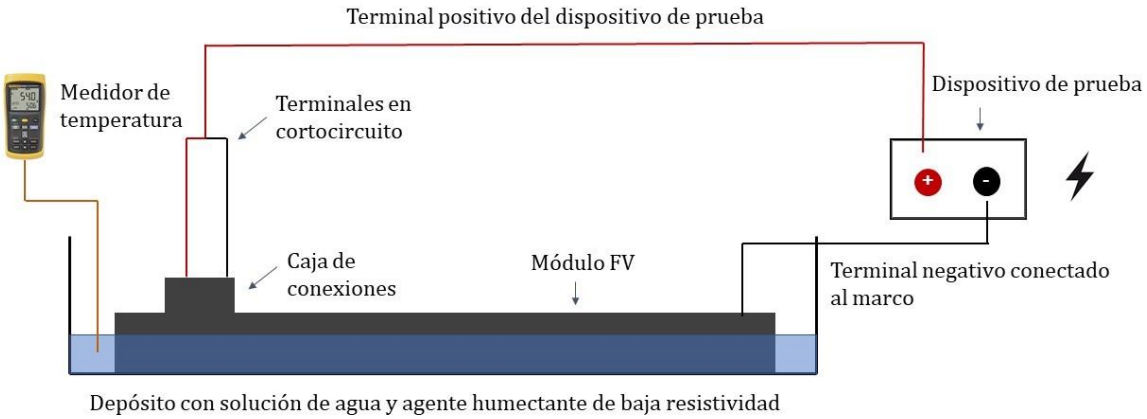


Figura 10: Esquema de ensayo de resistencia de aislamiento en condiciones húmedas según MQT 15.

- **Medición de curvas I-V.** Para evaluar el rendimiento eléctrico de los módulos FV se realizó la medición de curvas corriente-tensión (I-V) bajo condiciones estándar de medida (Standard Test Conditions, STC). Esta caracterización permitió cuantificar parámetros clave como la corriente de cortocircuito (Isc), la tensión de circuito abierto (Voc), la potencia máxima (Pmax) y el factor de llenado (FF), fundamentales para valorar el comportamiento eléctrico. Se realizaron las mediciones siguiendo el estándar IEC 60904-1 (Asociación Española de Normalización, 2021), utilizando un simulador solar tipo flash clase AAA, el cual asegura condiciones de iluminación reproducibles y controladas.

  Para la adquisición de datos se cuenta con una carga electrónica, la cual es capaz de operar en diferentes combinaciones de tensión y corriente, incluyendo también la posibilidad de trabajar en condiciones de polaridad inversa. La carga permite rangos de tensión de 0.7 a 300 V y de corriente de 0.1 a 30 A, con una precisión de ± 0.2% a 25 ^{0} C. La resolución de medida es de 12 bits, con hasta 255 puntos de curva y una velocidad de adquisición de 12 µs/punto.

  Se utilizó además una célula de referencia de silicio monocristalino con sonda de temperatura Pt1000, que permite monitorizar en tiempo real la irradiancia incidente y aplicar correcciones térmicas cuando es necesario.

Las mediciones se realizaron bajo condiciones controladas, manteniendo la temperatura ambiente en 25 ± 1 ^{0}C. Antes de cada disparo, se permitió al módulo alcanzar la estabilización térmica, colocándolo en un plano perpendicular al haz de luz del simulador. En la Figura 11 se muestra la disposición de los módulos al ser medidos en el simulador.

a) b)

Figura 11: a) Disposición de lámparas y el equipo del simulador solar. b) Módulo instalado de forma perpendicular al haz de luz emitido por la lámpara y célula de referencia.

- **Imágenes de electroluminiscencia (EL),** obtenidas en condiciones de polarización directa, fueron utilizadas para detectar fallos internos no visibles a simple vista, como microgrietas, zonas eléctricamente inactivas, interrupciones de busbar y desconexiones de celdas. Esta técnica es particularmente útil para identificar degradaciones estructurales o efectos PID (degradación inducida por potencial).

  El procedimiento utilizado para la toma de imágenes por electroluminiscencia siguió la especificación técnica IEC 60904-13 (International Electrotechnical Commission, 2018). Esta metodología se aplicó con el objetivo de caracterizar el estado de los módulos fotovoltaicos mediante imágenes capturadas bajo excitación eléctrica en condiciones controladas.

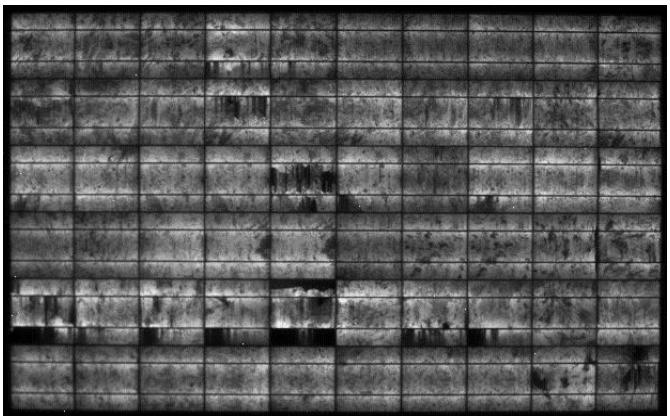
Para ello se utilizó una cámara digital dotada de sensor InGaAs, adecuada para la detección en el infrarrojo cercano, con una resolución de 640 x 512 píxeles. La cámara está equipada con refrigeración termoeléctrica, lo que permite minimizar la corriente oscura generada térmicamente y por tanto, mejorar significativamente la relación señal-ruido. Este tipo de detector es especialmente adecuado para la toma de imágenes de El de módulos de silicio cristalino ya que su espectro de emisión se sitúa principalmente entre 950 y 1150 nm, dentro del rango de alta eficiencia cuántica del sensor (900-1700 nm). Esta buena coincidencia entre el espectro de emisión del módulo y la respuesta espectral del detector permite maximizar la captación de fotones además de mejorar la relación señal-ruido, como se señaló anteriormente.

Las imágenes se capturaron en un entorno controlado y oscuro, con el fin de minimizar la interferencia de luz y asegurar alta calidad en los resultados. El espacio está acondicionado mediante barreras ópticas, oscuras y materiales absorbentes de luz que impiden la entrada de iluminación externa. Para garantizar la estabilidad del sistema, tanto la cámara como los módulos se fijaron sobre estructuras estables. Además, se controló que los módulos se mantuvieran entre 20 ^{0} C y 25 ^{0} C, utilizando sensores de temperatura con una precisión de ± 1 ^{0} C colocados en la parte posterior.

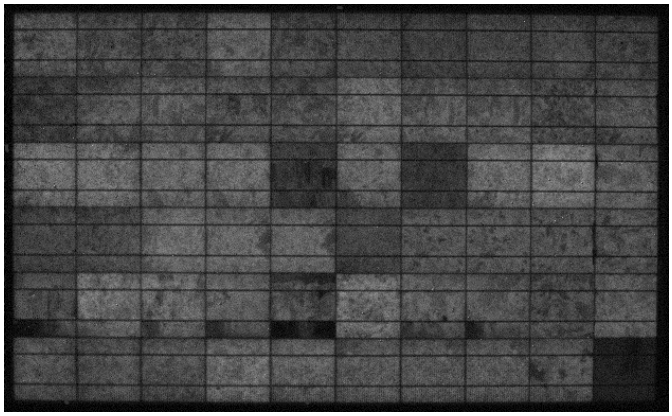
- Se utilizó una fuente de alimentación de corriente continua (DC) Sm 70 V-22 A con una precisión de salida de ± 0.5%, capaz de suministrar una corriente equivalente a la corriente de cortocircuito (I_{SC}) del módulo fotovoltaico.
- La tensión aplicada durante cada prueba fue seleccionada de manera que se lograra una corriente equivalente a la de cortocircuito en la medida normal y al 10% de la I_{SC}. En todos los ensayos se registró el voltaje durante la excitación con corriente, lo cual permitió identificar posibles defectos internos del módulo, como la presencia de resistencias de derivación (shunt) —reflejadas en una caída del voltaje— o resistencia serie, que se evidencian mediante un aumento del mismo.

- La captura de imágenes El se realizó aplicando tres niveles de corriente de polarización:
    - Isc,
    - 0.1 x Isc,
    - 0 x Isc: siendo esta última una imagen de fondo o ensayo en blanco ya que no hay corriente circulando por el sistema. La imagen de fondo se tomó utilizando el mismo tiempo de exposición que las imágenes con corriente, garantizando así su validez para el proceso de sustracción de fondo. Esta sustracción se realiza restando la imagen de fondo a cada imagen con señal con el fin de eliminar componentes no deseados, como el ruido fijo del detector, la corriente oscura, la luz parásita o cualquier otro patrón sistemático de la cámara. Gracias a esta corrección, se mejoró la relación señal-ruido, y se facilitaron tanto la detección como el análisis de defectos del módulo fotovoltaico, tales como microfisuras, zonas inactivas o irregularidades de emisión.

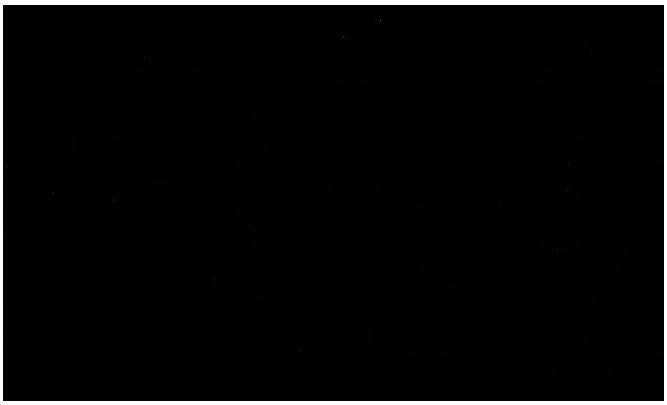
En la Figura 12 se presenta la secuencia de imágenes El obtenidas para un módulo de silicio policristalino.



a)



b)



c)

Figura 12: Imagen de electroluminiscencia de un módulo de silicio policristalino en tres condiciones: a) Isc, b) 0.1 x Isc y c) 0 x Isc.

En estas imágenes de electroluminiscencia se observa que el módulo presenta un comportamiento correcto, si bien es posible distinguir algunas zonas con fingers sin generación.

- **Termografía por infrarrojos (IR),** la inspección termográfica de los módulos fotovoltaicos se realizó mediante una cámara térmica FLIR SC 640, con una precisión de lectura de temperatura de ± 2 ^{0} C o ± 2% del fondo de escala, una matriz focal de 640 x 480 píxeles y una sensibilidad térmica de 60 mK a 30 ^{0} C.

  Las capturas se efectuaron en condiciones de exterior, bajo tres estados distintos de funcionamiento: (1) con el módulo sin circulación de corriente, es decir, en circuito abierto, (2) operando cerca de su punto de máxima potencia bajo las condiciones de irradiancia del entorno, y (3) en condiciones de cortocircuito.

En caso de detectar anomalías térmicas relevantes, se registró una imagen visual de alta resolución del área afectada. El procedimiento se realizó siguiendo las directrices de la norma IEC TS 62446-3:2017 (International Electrotechnical Commission, 2017), asegurando que el módulo inspeccionado se encontraba en estado térmico estacionario y libre de sombreamientos parciales. Asimismo, se verificó que no hubiera suciedad superficial, evitando efectos térmicos localizados.

Las condiciones ambientales durante la toma de imágenes se mantuvieron dentro de los márgenes recomendados en la norma: irradiancia superior a 600 W/m^2 en el plano del módulo, velocidad del viento inferior a 28 Km/h, cobertura nubosa inferior a 2 okta[3]. Si bien la especificación recomienda 600 W/m^2, se buscaron irradiancias superiores a 800 W/m^2. La cámara se posicionó lo más perpendicular posible a la superficie del módulo, minimizando reflejos del entorno, del operador o de objetos calientes cercanos (como edificios o vegetación). En la Figura 13 se muestra un ejemplo de la disposición del ensayo.

Figura 13: Disposición del ensayo de toma de imágenes termográficas en diferentes condiciones operativas.

[3] Okta: unidad meteorológica usada para describir la nubosidad. Tiene una escala de 0 a 8, donde:

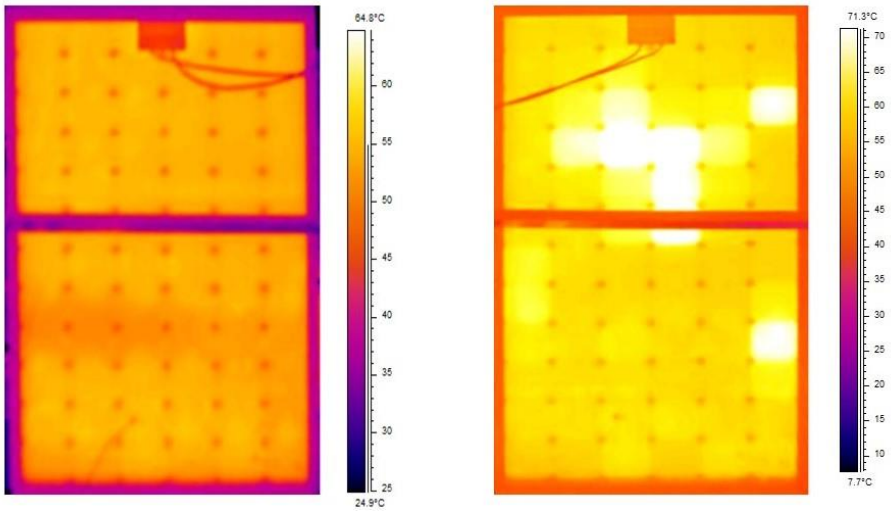
- 0 okta= cielo totalmente despejado (0/8 cubierto)
- 8 oktas = cielo completamente cubierto (8/8)

El análisis térmico se completó mediante el procesamiento digital de las imágenes con el software de la cámara, para obtener valores de temperatura representativos. Para ello, se configuraron los siguientes parámetros clave:

- *Emisividad (ε)*: coeficiente que representa la capacidad del material para emitir radiación térmica en comparación con un cuerpo negro ideal. En módulos fotovoltaicos, suele situarse entre 0.85 y 0.95.
- *Temperatura reflejada (T_ref)*: estimación de la radiación infrarroja reflejada por el entorno sobre la superficie del módulo. Esta se introduce para corregir posibles desviaciones por objetos circundantes más cálidos.
- *Escala de temperatura (nivel y rango)*: corresponde al ajuste de los valores mínimo y máximo de temperatura que se desea visualizar en la imagen, lo que permite mejorar el contraste y detectar diferencias térmicas más sutiles.

También se emplearon herramientas de medición como puntos individuales, y estadísticas (mínimo, máximo y media) para cuantificar las diferencias de temperatura entre celdas o zonas específicas del módulo.

En la Figura 14 presentada a continuación se muestran imágenes termográficas tomadas en el marco de la presente tesis.



a) b)

Figura 14: Imágenes de termografía infrarrojo: a) Ensayo en circuito abierto. b) Ensayo en cortocircuito. En ambos casos las imágenes presentan normalidad.

La integración de estas técnicas proporciona una caracterización completa del estado funcional de los módulos reparados, permitiendo no sólo evaluar su rendimiento, sino también detectar defectos críticos que puedan comprometer su seguridad o vida útil en aplicaciones de segunda vida. Este enfoque metodológico constituye una herramienta clave para avanzar en estrategias de reutilización dentro de marcos de economía circular.

4.3. Integración de Módulos Reutilizados en Sistemas Agrivoltaicos

La instalación de módulos reutilizados cumple el objetivo nº 3 de esta tesis, y los resultados de esta etapa de la investigación han sido publicados en el artículo *"Agrivoltaics Integration of Reused PV Modules"*, (M.-B. Nieto-Morone et al., 2025)

La instalación agrivoltaica para la prueba de módulos reutilizados se desarrolló en colaboración con el proyecto de investigación SunCeres (CEIGRAM - ETSIAAB - UPM, 2021), en el campus de la Universidad Politécnica de Madrid (ETSIAAB), con el objetivo de evaluar la viabilidad energética y agrícola de la integración de módulos fotovoltaicos reutilizados, cuyo estudio forma parte del proyecto "FOTOVOL3R (Unidad de Energía Solar Fotovoltaica- CIEMAT, 2020).

Este sistema fotovoltaico experimental combina módulos nuevos y módulos reutilizados previamente seleccionados y reparados. En total, se instalaron 30 módulos de silicio monocristalino distribuidos en seis estructuras tipo monoposte, cada una con cinco módulos dispuestos en serie. La mitad de los módulos corresponden a paneles nuevos (JNMM144-450L, 450 Wp), y la otra mitad a módulos reutilizados (TSM 160M, 170 Wp) con una antigüedad aproximada de 12 años. Ambos tipos de módulos se conectaron a inversores SAJ R5-5K-T2-15, aprovechando entradas MPPT independientes para permitir el análisis comparativo de su rendimiento.

Previamente a su integración, los módulos reutilizados fueron caracterizados conforme a las directrices de la norma IEC 61215, incluyendo ensayos de inspección visual (MQT 01), potencia máxima (MQT 02), aislamiento (MQT 03), corriente de fuga en condiciones húmedas (MQT 15), imagen de electroluminiscencia e imagen térmica infrarroja, como ya fue explicado en la Sección 3.2. Estos ensayos confirmaron su estabilidad funcional y seguridad eléctrica para su incorporación en campo. Adicionalmente, se realizaron análisis termográficos periódicos durante la operación del sistema para monitorizar posibles defectos y garantizar el correcto funcionamiento de los módulos a lo largo del tiempo.

La instalación se diseñó considerando requisitos agronómicos, con estructuras a 2,5 m de altura para permitir la operación de maquinaria agrícola, orientación sureste (azimut -15°) e inclinación de 30°, parámetro que fue variando según la época del año, permitiendo maximizar la captación solar. La parcela de cultivo, de

384 m², se destinó al cultivo de tomate (Solanum lycopersicum L.) durante el primer ciclo experimental, disponiendo los módulos FV de forma que se permitiese comparar en paralelo el rendimiento energético y la respuesta agronómica bajo tres condiciones: módulos nuevos, módulos reutilizados y una zona sin sombra como control. Se aplicó un diseño experimental en bloques con tres repeticiones por condición de sombreado, es decir, que cada nivel (pleno sol, sombra parcial, sombra intensa), se probó en tres subparcelas diferentes. En cada subparcela se registraron variables agronómicas clave, como el número de frutos comerciales o rojos y el peso seco. Además, se monitorizó la humedad del suelo con sensores capacitivos y se realizaron mediciones atmosféricas a nivel de planta para evaluar el efecto microclimático de los módulos sobre las condiciones de cultivo. En la Figura 15 a) y b) se muestran la disposición de las estructuras al inicio de la campaña y con las plantas tomate a mitad de desarrollo.

a)

b)

Figura 15: Imágenes de planta agrivoltaica con plantación de tomates, a) al inicio de la campaña y b) a mitad de desarrollo.

5. Resultados

5.1. Artículo 1

Nieto-Morone, M. B., Alonso-García, M. C., Rosillo, F. G., Santos, J. D., & Muñoz-García, M. Á. (2023). *State and prospects of photovoltaic module waste generation in China, USA, and selected countries in Europe and South America*. Sustainable Energy & Fuels, 7(7), 2163–2177. https://doi.org/10.1039/d2se01685k (Q2)

Este estudio aborda el objetivo específico 1, el cual evalúa la generación de residuos fotovoltaicos a nivel global y su impacto en la economía circular.

En particular, el artículo analiza la evolución proyectada de los residuos de módulos fotovoltaicos para los años 2030 y 2050, con foco en países clave como China, Estados Unidos, Alemania, Francia, Italia, España, Reino Unido, y tres países sudamericanos: Brasil, Chile y Argentina. La investigación cobra relevancia ante el crecimiento exponencial de la capacidad fotovoltaica instalada en las últimas décadas y la necesidad urgente de diseñar estrategias sostenibles para gestionar los residuos derivados de esta tecnología al final de su vida útil.

El enfoque metodológico del estudio combina datos históricos de capacidad instalada, los objetivos nacionales de energía y clima descritos en los Planes Nacionales, y cuatro escenarios de degradación tecnológica —de pérdida habitual (RL) y pérdida anticipada (EL)— para estimar la masa acumulada de residuos FV que se generará en los próximos años. Esta proyección se refuerza con una actualización de la ecuación de conversión potencia-masa, adaptada a los módulos más comunes del mercado en 2020, con eficiencias superiores al 21 %. De este modo, el estudio ofrece una visión actualizada y representativa del desafío que representa la gestión de residuos fotovoltaicos a nivel global.

Uno de los principales resultados del artículo es que se estima que para el año 2030 la Unión Europea podría generar más de 710.000 toneladas de masa de residuos fotovoltaicos mientras que China llegaría a aproximadamente 265.000 toneladas y Estados Unidos cerca de 147.000 toneladas. Estas cifras aumentan significativamente para el año 2050 cuando se espera una acumulación aún mayor de residuos, como resultado del envejecimiento natural de los módulos instalados en las últimas dos décadas. China lideraría la generación de residuos con más de 26 millones de toneladas de residuos acumulados. Le sigue la Unión Europea con

16 millones de toneladas y por último Estados Unidos con una estimación de residuos de módulos fotovoltaicos de 7.9 millones de toneladas.

En esta visión se destaca la relevancia de implementar regulaciones y políticas gubernamentales firmes junto a sistemas de reciclaje eficientes para abordar el aumento de la generación de residuos de manera responsable, lo que resultará en la disminución de los efectos en el medio ambiente y fomentará la reutilización de materiales recuperables.

Desde una perspectiva geográfica, en este estudio se resaltan diferencias significativas en cuanto al logro de metas y la velocidad de adopción de la energía solar fotovoltaica. Por ejemplo, en Alemania ya se había alcanzado el 60 % de su objetivo de capacidad instalada para el año 2021 mientras que en Estados Unidos apenas se había llegado a un 14 %, lo cual indica un crecimiento más rápido —y por ende una mayor generación de residuos fotovoltaicos— en los próximos años. En el caso de América del Sur, Argentina y Chile muestran indicadores de crecimiento que, aunque son menos pronunciados en números absolutos, también presentan oportunidades estratégicas para implementar modelos de gestión sostenible desde las etapas iniciales de desarrollo, mientras que Brasil lidera la región en cuanto a capacidad instalada.

Un punto destacado del estudio es su conexión directamente relacionada con los principios de la economía circular. El artículo sugiere que la acumulación crecientemente importante de masa de residuos de paneles solares no debería ser abordada únicamente como un problema ambiental sino que también se debe considerar como una oportunidad para reintegrar materia prima valiosa en la cadena de suministro, como son los materiales de la estructura del módulo fotovoltaico. Entre éstos se encuentran el silicio, el vidrio, la plata y el aluminio, cuya recuperación podría disminuir la dependencia de recursos naturales vírgenes, estabilizar los precios en el sector y reducir significativamente el impacto concerniente al medio ambiente, asociado con la extracción industrial de estos materiales.

Sin embargo, el artículo también resalta importantes desafíos económicos y técnicos que dificultan la aplicación efectiva de modelos circulares. Esto abarca los costos del reciclaje en pequeña escala, la ausencia de procesos estandarizados y la escasa presencia de instalaciones industriales especializadas, particularmente en los países fuera de Europa que se estudian en este artículo. Estas limitaciones se

vuelven más relevantes debido a vacíos en las regulaciones y a la falta de un marco normativo armonizado a nivel mundial.

En Europa está vigente la Directiva Europea sobre Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos (Waste Electrical and Electronic Equipment, WEEE), que, introduce el concepto de responsabilidad extendida del productor, EPR, lo cual requiere que los fabricantes o productores se hagan cargo de la gestión de los dispositivos fotovoltaicos al finalizar su vida útil. Esta normativa no solo fomenta el seguimiento y el manejo adecuado de los residuos, sino que también es un modelo para otros países. A pesar de ello, en el artículo se destaca la carencia de una coordinación global tanto en las políticas como en los estándares técnicos que dificultan la distinción entre residuos y componentes reutilizables. Esta situación obstaculiza la expansión de mercados de segunda mano y complica el comercio internacional de paneles reutilizables.

En este estudio se introduce el concepto de "módulo desgastado" o *wear-out module* en inglés, en términos técnicos esto se refiere a la pérdida de funcionalidad del módulo dentro de los parámetros aceptables de operación debido a la degradación o a fallos que se presenten. También se deben considerar aquellos módulos que son retirados por otros motivos antes de cumplir con su ciclo de vida esperado, tales como cambios en las tecnologías o rediseños de las instalaciones.

En el artículo, se señala que es fundamental que las estrategias para la transición energética consideren el ciclo completo de vida de los paneles solares, desde su fabricación hasta su eliminación final. Esto requiere una integración de políticas energéticas y enfoques para el manejo de desechos, regulaciones sobre reutilización y mecanismos de incentivo para promover el reciclaje y la reparación. Para ello es crucial que las políticas energéticas, las estrategias de gestión de residuos y las normativas estén coordinadas. En este sentido, en este estudio se plantea que la sostenibilidad de la energía solar fotovoltaica no solo debería fundamentarse en su cualidad de recurso renovable, sino también en su capacidad para mitigar al máximo los impactos en toda su cadena de valor. Poniendo de ejemplo a España, se ilustra esta necesidad. Las proyecciones apuntan a que en 2030 se podrían acumular de 66000 a 200000 toneladas de residuos de módulos fotovoltaicos dependiendo del escenario de degradación estudiado. Mientras que en 2050 esta cifra podría incrementarse hasta 1.26 y 1.74 millones de toneladas.

En resumen, el primer artículo de esta tesis representa una importante contribución en la comprensión de los nuevos desafíos relacionados con el

crecimiento de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica. Las previsiones numéricas y su enfoque global ofrecen una base sólida para mostrar el contexto de su despliegue: generación de residuos fotovoltaicos, estrategias de gestión de los mismos y necesidad de normativas para la reparación y reutilización de módulos.

Sustainable Energy & Fuels

ROYAL SOCIETY OF CHEMISTRY

PAPER

View Article Online
View Journal | View Issue

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

Check for updates

Cite this: *Sustainable Energy Fuels*, 2023, **7**, 2163

State and prospects of photovoltaic module waste generation in China, USA, and selected countries in Europe and South America

M. B. Nieto-Morone, [ac] M. C. Alonso-García, [*a] F. G. Rosillo, [a] J. D. Santos [†b] and M. A. Muñoz-García [c]

Photovoltaic (PV) waste mass presents an environmental challenge while the PV installation rate is growing globally. Therefore, the assessment of PV waste mass generation is important for managing PV recycling and the refurbishment of wear-out modules. In this study, PV waste mass generation is projected for 2030 and 2050 based on the historical data of cumulative PV capacity and the targets of National Energy and Climate Plans (NECPs) for China, USA, Spain, Germany, France, Italy, the EU as a whole, the United Kingdom and some South American countries such as Brazil, Chile and Argentina. A projection for the cumulative installed power was calculated and compared to NECP targets, and this analysis shows that Germany accomplished 60% of its goal in 2021, followed by Argentina and China with 50% of their planned target achieved, while the furthest from its goal is the USA with 14%. For PV waste mass calculations, an updated equation is introduced for the power-to-mass conversion relation, and different reliability levels of the PV technology are taken into account by considering two degradation scenarios. Our results indicate that the European Union would generate more than 710 000 tonnes of cumulative PV waste mass in 2030, followed by China with around 265 000 tonnes, and the USA with 147 000 tonnes. This implies that in order to treat waste and also provide raw materials for the PV industry, the EU needs to become a stakeholder in the deployment of a solid recycling industry that is capable of managing a large mass of PV WEEE.

Received 5th December 2022
Accepted 17th January 2023

DOI: 10.1039/d2se01685k

rsc.li/sustainable-energy

1. Introduction

Solar photovoltaic (PV) energy is growing globally due to the increase in electricity prices around the world, and also due to the intentions of countries to meet the objectives of decarbonisation and increase the percentage of renewable energies in their energy matrix.[1] In 2021, the total global operating solar capacity passed the 1 TW threshold, given 167.8 GW of new solar capacity was installed, representing a 21% growth over the 139.2 GW added in 2020.[2] In the European Union (EU), this growth trend was also maintained, and in 2021 its installed capacity grew by 7.9 GW to reach 31.8 GW of total installed capacity. This growth is related to the commitment the EU has made to the search for a climate-neutral society by 2050, which implies the non-release of more greenhouse gases than can be absorbed, and this commitment is embodied in the European Climate Law.[3] The main objective set out in this law is that in less than 8 years, the EU must reduce the net greenhouse gas emissions by at least 55% as compared to the existing levels in 1990. The EU requires each member state to draw up an Integrated National Energy and Climate Plan (NECP) 2021–2030, which will be in contrast to the degree of progress and in concordance with the global balance of the Paris Agreement.[4] In 2023 the European Commission will evaluate the coherence of the measures adopted in order to trace a direct and simple trajectory that optimally achieves the objectives.

With the increase in the installed PV capacity, it will be necessary to properly manage PV electronic waste at the end-of-life of the installed PV panels. In 2012, the EU established a directive for the management of Waste of Electrical, Electronic Equipment (WEEE) with a specific regulation for PV recycling.[5]

This directive includes the principle of extended producer responsibility (EPR) and indicates that the producer of photovoltaic panels is responsible for their treatment at the end of their life. In addition, the regulation prohibits the mixed collection of photovoltaic panels with other waste, such as demolition materials, and requires the separation of silicon panels from those of different technologies. The latest update of the directive in 2019 enforced 85% recovery and 80% preparation for the recycling of PV panels. In addition to this European

[a]*Departamento de Energía, Unidad de Energía Solar Fotovoltaica, CIEMAT, Av. Complutense, 40, 28040, Madrid, Spain. E-mail: carmen.alonso@ciemat.es*
[b]*TECNALIA, Basque Research and Technology Alliance (BRTA), Parque Científico y Tecnológico de Bizkaia, Astondo Bidea, Ed. 700, E-48160 Derio, Bizkaia, Spain*
[c]*ETSIAAB, LPF-TAGRALIA, Universidad Politécnica de Madrid, Av. Puerta de Hierro, No 2, 28040 Madrid, Spain*
† Formerly at CIEMAT.

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

directive, other major countries such as the United Kingdom, Germany, China, and the USA have also revised their WEEE regulations for appropriate end-of-life PV waste management.[6]

The recycling of PV modules is important from an environmental point of view to approach circularity, and the growth of the related industry is linked to the amount of PV modules that reach the end of their life. Other studies[7,8] assessed the environmental contributions from retired modules and their recycling process. The concept of the "wear out" module used in this work refers to two situations: on the one hand, wear-out modules before 2021, cover retired modules from PV installations, regardless of the module's operating status. On the other hand, from 2021 and for the future, wear out modules refers to solar PV modules that do not work properly as estimated by the degradation scenarios proposed and the probability density function used. This last concept will not include PV modules retired for economical or other reasons than the ones stated here, *i.e.*, PV modules that have not reached their end-of-life. Therefore, an assessment of the mass of PV waste that will be generated in the near future from the installed power year after year is useful since recovered raw materials from solar PV waste can satisfy installation demands and mitigate price fluctuations in PV manufacturing.[9] Furthermore, the recycling of PV waste mass can lead to a reduction of the environmental impacts associated with the mining and processing of valuable and limited virgin natural resources and energy savings.[10] These objectives are reasonable if recycling techniques can cost-effectively separate the components of the modules and recover glass, silicon, and metal to conserve resources and reduce landfilling costs.[11] Other reports[12] have assessed the economic sustainability of PV modules recycling, and they concluded that recycling becomes economically profitable for high volumes of waste PV mass.

This study is key since in the case of the EU, the absence of raw materials makes recycling a vital issue for the survival of the PV industry, contrary to what happens in China or South America.[13]

In this work, a projection to 2030 and 2050 of the possible generation of PV waste mass linked to installed capacity is carried out for China, the USA, Australia, Spain, Germany, France, Italy, the EU as a whole, the United Kingdom, and some South American countries such as Brazil, Chile and Argentina. These projections are based on the historical data of cumulative PV capacity provided by the International Renewable Energy Agency, IRENA,[14] until the end of 2021, and the targets of the National Energy and Climate Plan of each country. Furthermore, two degradation scenarios proposed by IEA-PVPS/IRENA[15] are included: the regular-loss (RL) scenario and the early-loss (EL) scenario, which refer to different end-of-life stages. As for the power-to-mass conversion equation, other works, (Santos *et al.*), were based on the exponential decay proposed by IRENA (IRENA and IEA-PVPS, 2016). For our calculations, that equation was updated to take into account new data for the most installed photovoltaic modules on the market in 2020.[16]

This work is organized as follows. Firstly, in Section 2, official data for cumulative installed PV power to 2021 in different countries is presented, as well as 2030 NECPs goals for 27 EU members and other selected countries. A projection for the cumulative PV power to 2050 for ten countries is also proposed based on their national energy plans. Additionally, an assessment of the most representative PV modules of the market in 2021 has been carried out, these being the ones that currently cover the largest market share with efficiencies of over 21%, as indicated in their datasheets. Then, the projections for 2030 and 2050 of the wear-out PV capacity are calculated, considering different degradation scenarios linked to the lifetimes of different PV modules. In Section 3 the calculation of the mass of photovoltaic generated waste is presented and analysed from the estimated projections on the installed capacity for 2050 for the selected countries. Finally, Section 4 presents the conclusions of the work.

2. Materials and methods

2.1 Projected installed capacity

According to the report, State of the Energy Union 2021,[17] renewable energies overtook fossil fuels as the main source of energy in the EU in 2020. For the first time, it generated 38% of electricity, while fossil fuels amounted to 37%, at the time of writing this paper and before the Russia–Ukraine war. So far, nine EU Member States have already phased out coal, thirteen others have committed to phase-out and four other countries are considering possible dates and deadlines. However, trends still fall short of what is needed to drive the required transformation to achieve the objectives of the Energy Union. Therefore, a modification of the goals of European countries will need to be reconsidered.

The national energy plans of the 27 EU countries have been analysed, and countries of special interest within the European Union, and also outside it, have been selected for discussion, such as Spain, France, Germany, Italy, China, USA and Australia; and from South America: Brazil, Chile and Argentina. Data on installed power and the objectives of NECPs of all 27 EU members, China, the USA and selected South American countries are presented in Table 14 in the Appendix. It has to be taken into account that although the target is expected in 2030 for most of the countries, in some of them it is for another year.

With the installed power in 2021 and the power target to be installed in or around 2030 obtained from the NECP, a linear projection between these two points has been calculated. The slope obtained has been used to project the installed power towards the year 2050. In this way, the power that should be installed annually to meet the 2050 target is obtained. Keep in mind that this would be the theoretical value based on the accumulated capacity in 2021, but part of that power is lost due to the modules that fail annually. These quantities must be added to the annual value to achieve the target power and perform, from this, the calculation of the PV waste mass. The calculation procedure was explained in detail in a previous article.[18]

An analysis of the objectives set out in the NECPs of the selected countries chosen to calculate PV waste is presented in

 This journal is © The Royal Society of Chemistry 2023

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

Table 1 Cumulated installed capacity and NECP goals in selected countries for calculations

Installed capacity and NECP goals	
Spain	Target: 39.18 GW to 2030 (ref. 19) Achieved: 13.65 GW – 34.83% Installation rate to reach the goal: 2.8 GW per year
Germany	Target: 98 GW to 2030 (ref. 20) Achieved: 58.46 GW – 59.65% Installation rate to reach the goal: 4.39 GW per year
France	Target: 35.1–44 GW to 2028 (ref. 21) Achieved: 14.71 GW – 33.43% Installation rate to reach the goal: 4.18 GW per year The projections to 2050 calculated in this work, presented in Table 3, have been calculated with the highest target, that is, 44 GW, since with this objective the largest amount of PV waste mass will be generated
Italy	Target: 52 GW to 2030 (ref. 22) Achieved: 22.70 GW – 43.64% Installation rate to reach the goal: 3.25 GW per year
European Union	Target: 533 GW to 2030 (ref. 23) Achieved: 158.06 GW – 29.65% Installation rate to reach the goal: 46.88 GW per year At the time of writing this paper, the EU's 2030 goals are being modified, but those outlined in the published NECP propose to reach 533 GW by 2030, and this target is expected to increase
United Kingdom	Target: 70 GW to 2035 (ref. 24) Achieved: 13.70 GW – 19.60% Installation rate to reach the goal: 4.33 GW per year
China	Target: 600 GW to 2030 (ref. 25) Achieved: 300 GW – 50% Installation rate to reach the goal: 33.34 GW per year. Under its ongoing 14th Five-Year Plan (FYP) aiming for renewables to provide 33% electricity consumption between 2021 and 2025, no individual targets were given for solar and wind power capacity or generation, but it indicates they will increase their cumulative solar plus wind energy installed capacity to 1.2 TW by 2030, as part of its updated Nationally Determined Contribution (NDC) For the calculations in this work, the assumption has been made that the installation ratios of solar PV and wind energy will be maintained which will lead to reach 600 GW of PV installed capacity in 2030
USA	Target: 670 GW in 2050 (ref. 26) Achieved: 93.7 GW – 13.98% Installation rate to reach the goal: 19.87 GW per year
Brazil	Target: 21.78–48.59 GW in 2022–2026 (ref. 27) Achieved: 13.10 GW – 26.86% Installation rate to reach the goal: 6 GW per year For calculations in this article, the largest installed capacity has been considered since it is the one that will generate the most waste PV mass in 2026
Chile	Target: 9.36 – 14.36 GW in 2022–2025 (ref. 28) Achieved: 4.36 GW – 30.36% Installation rate to reach the goal: 1.11 GW per year For the calculations the most ambitious target to 2025 of 14.36 GW has been taken because it is the one that will generate the most PV waste mass
Argentina	Target: 2.48 GW in 2030 (ref. 29) Achieved: 1.07 GW – 43.15% Installation rate to reach the goal: 0.15 GW per year Argentina's national energy efficiency plan does not specify a target for PV power towards 2030, however, it projects the percentage that renewable energies will represent of the total energy matrix and indicates that it will be 25%. Thus, for calculations in this work, it is assumed that the percentage of solar photovoltaic energy within renewable energies remains constant at the same value for 2021, which is translated into a goal of 2.48 GW PV installed by 2030

Table 1 together with the actual installed capacity in 2021 and the installation rate to achieve the NECPs goals.

The information presented in Table 1 has been rearranged in Fig. 1 to display a graphical comparison of the considered values.

Table 2 shows the installed photovoltaic capacity in 2021 for selected European countries, the objectives of its national energy plans and the projections towards 2050. As was explained, the projected installed capacity in 2050 was calculated by a linear extrapolation from 2021 to 2030, this is

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

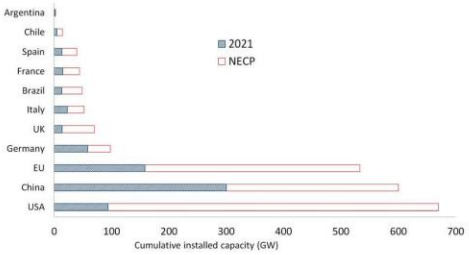


Fig. 1 A comparison of the cumulative installed capacity in GW between installed capacities in 2021 and NECP targets, according to Table 1 for selected countries.

Table 2 Cumulative installed PV capacity in 2021 in selected EU countries from IRENA,[14] estimated capacity in 2030 according to NECPs and projection to 2050 for Spain, France, Germany, and Italy. The superscript refers to the reference year of the target when it is different from 2030

Country	Cumulative capacity (GW) 2021	Goal plan 2030 (GW)	Projection to 2050 (GW)
Spain	13.65	39.18	90.90
France	14.71	35.10–44.00$^{(2028)}$	136.11
Germany	58.46	98.00	185.87
Italy	22.69	52.00	117.13

assuming a constant annual installation rate and the same slope is used to extrapolate values through to 2050.

A similar analysis for the EU countries presented in Table 2 was carried out for other countries outside the EU, such as China, the USA, the United Kingdom, Brazil, Chile and Argentina. Their cumulative installed capacities in 2021, and 2030 targets and respective projections are presented in Table 3.

Globally, the leader in photovoltaic installation continues to be China, with a growth of 23.8% in 2021 compared to the previous year, which implies 2.7 GW of PV capacity installed that year.

Regarding the projections of installed power in the USA, the values used in this work have been taken from ref. 26 for 2035 and 2050. In Table 4, the projection to 2050 is not a result obtained by our calculations, but a target set up in one of the scenarios proposed by the USA Department of Energy aiming to reach 100% decarbonisation by 2050.

Table 3 Cumulative installed PV capacity in 2021 from IRENA,[14] projections to 2022–2030 according to national plans or published targets and extrapolation to 2050 for China, USA, UK, Brazil, Chile and Argentina. The superscript refers to the reference year when it is different from the target 2030

Country	Cumulative capacity (GW) 2021	Goal plan 2030 (GW)	Projection to 2050 (GW)
China	306.40	1048.78	2696.16
USA	93.71	375$^{(2035)}$	670^{a}
UK	13.70	70.00$^{(2035)}$	130.33
Brazil	13.05	21.78–48.59$^{(2022-2026)}$	219.22
Chile	4.36	9.36–14.36$^{(2022-2025)}$	76.86
Argentina	1.07	2.48	5.60

^{a} Projected value by ref. 26.

Table 4 PV module degradation scenarios defined as a function of the Weibull parameters used. These parameters are extracted from[15]

Scenario	α	T (years)
Regular-(1)	5.3759	30
Early-(1)	2.4928	30

It can be seen that if the predictions are correct, China will grow by 70.78% in 2021–2030 and 61.10% from 2030 to 2050, while the USA will increase its PV capacity by 0.63% in 2021–2030 and 36.30% from 2030 to 2050, reaching its net-zero emissions in 2050.

In South America, Brazil and Chile constitute the most prominent markets, with Brazil being comparable to Germany and Europe in terms of the level of installation per year, according to the Solar Power Europe 2021 report.[30]

As for Argentina, its plan[29] does not specify a PV target towards 2030 but it does project the percentage that renewable energies will reach in that year, and indicates that they will be 25% of the total energy matrix. For the calculations in this work, it is assumed that the percentage of solar PV energy within renewable energies will remain constant at 11%[29] of the value of 2021, which is translated into a goal of 2.48 GW installed in 2030.

To evaluate the effects of variations in the prediction of annual installed power and PV waste mass, four different scenarios have been projected. These scenarios are representative of the possible photovoltaic penetrations in the electricity mix and as a forecasting analysis methodology considered also by other works.[31] In this way, the possibilities of growth assumptions and their consequent generation of waste are analysed. In this regard, we varied the annual installed power projections in 2050 by applying different increment factors from the year 2021. The first scenario was to consider the annual installed PV power 25% lower, and then three more optimistic scenarios were assumed, proposing increases of 25%, 50% and 100% of the annually installed PV power from 2021. This allows us to study how the annual PV waste mass would be modified. The four projections were applied to the two PV module degradation scenarios: Early (1) and Regular (1). These Early (1) and Regular (1) scenarios correspond to the early-loss and the regular-loss scenario proposed by ref. 15. In each case, the annual wear-out power needs were calculated to correct the annual installed PV power projection. Then, the annual PV WEEE mass was determined.

2.2 Degradation model for solar PV modules

The time in which a PV module will fail can be evaluated using the Weibull probability function. Similar work has shown its suitability for this evaluation.[18,32–34]

This journal is © The Royal Society of Chemistry 2023

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

This probability density function is given at the instant of time t by

$$f(t) = \frac{\alpha}{T}\left(\frac{t}{T}\right)^{\alpha-1} e^{-(t/T)^{\alpha}} \quad (1)$$

where α is the form factor and T is the scale factor.[35]

In eqn (1) the form factor α indicates whether the failures are due to a failure of the material, in which case the value will be <1 and is considered an early failure, if the failures are due to the ageing of the equipment, with which the α will take a value >1, or if the failures are due to random causes, in which case this factor will take the value of 1.[36]

The scale factor T offers the time at which 63.2% of the installed power will fail, and is also known as the characteristic lifetime.[37]

In this work, the failures due to the wear-out of the panels are analyzed, that is, the scenario in which the failure corresponds to a decrease in the power of the panel caused by its degradation, which is equivalent to saying that $\alpha > 1$. The IEA-PVPS/IRENA report[15] proposes two degradation scenarios, taking into account the moment at which the failure of the PV module is produced, and calculates its corresponding Weibull parameters accordingly. In this work, the same scenarios and parameters, presented in Table 4, have been used.

In Spain, 25% of the current cumulative PV capacity installed was connected in 2008, coinciding with the transformation of the PV industry when the Asian manufacturers quickly gained market. There were problems regarding the quality of the modules.[38] This situation caused a decrease in the reliability of the PV modules fabricated in that period and led to their early degradation.[39,40,41] In 2008, Spain beat installation PV power records at the European level, but between 2009 and 2012, Germany far exceeded Spain's rates, as did Italy from 2010 to 2012, as shown in Fig. 2.

To help with analysing the effect of loss reliability on the PV waste mass projection, two new degradation scenarios have been proposed here for the Spanish, German and Italian special cases, namely, Regular (2) and Early (2), which take into account these peculiarities by a shorter characteristic lifetime T of 20 years for 2007 and 2008, and T of 30 years for any other year.

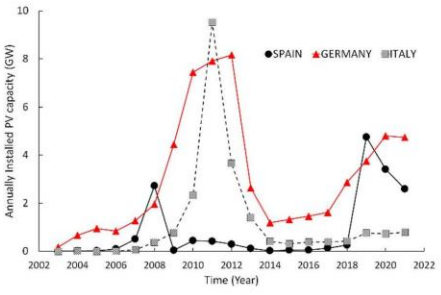


Fig. 2 Annually installed PV capacity *vs.* time for Spain, Germany and Italy.

2.3 Conversion from installed PV power to mass PV waste

To evaluate the total mass of PV waste it is necessary to estimate, in addition to the annually installed power, the modules that will fail annually and must be replaced. To do this, the conversion of power to mass was first carried out using the following exponential decay function:

$$\text{Mass to power ratio}(i) = A\ e^{-i/B} \quad (2)$$

Eqn (2) gives the mass-to-power ratio of PV modules installed in the year i, where A is the conversion factor in t MW^{-1}, and B is a time constant. This equation was proposed by IEA-PVPS/IRENA,[15] which suggest, based on technical data of solar panel for specific years, that exponential decay represents a good fit for correlation between the mass of PV per unit capacity (t MW^{-1}) *vs.* time in years. The work is a review of the average data of the nominal power and weight of PV modules from leading producers from 1980 to 2013. From 2015 to 2050 they make a projection based on the future relationship between power and weight, which is expected to be optimized as there is a reduction in total weight (due to a decrease in the thickness of frames, glass layers and wafers) and an increase in power.

In this study, to obtain a more representative adjustment, real data, not projected, for the year 2020 has been included, in which the power/weight ratio of the most representative panels of the market has been analysed. These are the ones that currently cover the largest market share with efficiencies of 21% and above, according to ref. 42.

The best-selling modules of each manufacturer in Table 5 were obtained, and from the technical datasheet, the weight-to-power ratio was obtained as an average of nominal power and weight, which was then used as a replacement for the 2020 value in the IEA curve.

The IRENA report gives a projected ratio of 65 t MW^{-1} for 2020, and our calculations, based on real data, set this value to

Table 5 PV modules with efficiencies higher than 21% for manufacturers according to ref. 42 selected for the calculation of the value of the power/weight ratio in 2020

Manufacturers	
LONGi green energy technology	China
Tongwei	China
JA solar	China
Aiko solar	China
Trina solar	China
Jinko solar	China
Canadian solar	China/Canada
Zhongli	China
Suntech	China
First solar	USA
LG solar	China
Chint	China
GCL	China
Maxeon	Singapore
Risen	China
Yingli	China

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

Table 6 Fitting parameters for the mass-to-power ratio function (eqn (2)). An exponential dependence with time is assumed. B corresponds to the exponential time constant. R^2 corresponds to the coefficient of determination of the fitting

A (t MW^{-1})	B (year)	R^2
2.72×10^{25}	37.11	0.937

56.54 t MW ^{1}. This implies a faster-than-expected reduction in module weight.

Therefore, the parameters that fit eqn (2) are presented in Table 6. For years after 2020, the same data from the IEA-PVPS/IRENA report were taken.

3. Results

In this section, the calculation of the mass of photovoltaic generated waste is presented and analysed from the estimated projections in installed capacity to 2050 for the selected countries.

The installed power during those years could be affected by lower reliability in the long term, reducing its expected lifetime.[43]

Once the NECP goal of 39.18 GW has been reached, our projections indicate that in 2050, Spain will have an installed photovoltaic capacity of 90.90 GW if the same growth rate is considered (see Table 2).

As was settled in Section 2.3, waste mass generated by this installed power varies with wear-out modules.

In this work, the same four possible scenarios proposed by Santos are considered, but the key difference is that we provide a new focus for calculations, given that we used a projection based on the objectives of the National Energy Climate Plan for Spain (NECP),[19] new real data of installed capacity, and a new mass-to-power ratio (eqn (2)) based on real data, which brings more accuracy.

In an updated article,[44] the calculations were based on two different power estimations, the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), which assumes an installed capacity of 47 GW in 2030, and the one predicted by the Committee of Experts on Energy Transition report[45] which considers that Spain would have an installed capacity of 26 GW by the same year. The results in this work show that in the period 2020–2035, the PV WEEE mass is determined by the failure of the 2007–2008 PV plants. Therefore, the annual PV WEEE mass is independent of the chosen PV capacity projection. In 2050, the influence of the degradation scenario becomes less relevant.

Our PV power projections were based on the NECP target, which is 39.18 GW for 2030, as stated before. The total wear-out power calculated with this target is presented in Table 7.

The total wear-out power shows an increase with time due to new PV installations. However, it is possible to observe that in the year 2030, the difference in power between type 1 scenarios reaches 9%, and in type 2 scenarios the difference is 5%. These differences become less relevant by 2050, being 2.5% for type 1 scenarios and only 0.5% for type 2 scenarios. Power losses in 2030 and type 1 scenarios are linked to the end-of-life of PV installations developed in 2007–2008, and scenarios with a shorter characteristic lifetime, Regular (2) and Early (2), present higher total wear-out power. In the year 2050 the degradation is less relevant, but the trend of greater power losses in Early-EL than in the Regular-RL continues, both in type 1 and type 2 degradation scenarios.

Table 7 Total wear-out power in MW for NECP target projection for Spain in Regular (1), (2) and Early (1), (2) refers to shorter characteristic lifetime degradation scenarios

Total annual wear-out power (MW)		
	Year	
Scenario	2030	2050
Regular (1)	2756.55	4693.10
Early (1)	3012.50	4811.55
Regular (2)	2903.95	4780.30
Early (2)	3054.50	4804.10

3.1 Analysis of selected countries

The assessment of the photovoltaic waste up to 2050 for selected countries requires a projection of the cumulative installed PV capacity. Previous works have estimated the projection of PV waste in different countries with special emphasis on some EU state members.[46–48] Calculations were made previously[46] for Italy by considering that the lifetime of PV modules is 25 years, not taking into account any probability distribution function and, consequently, not all possible degradation scenarios were considered. Another report[47] used Weibull probability distribution but calculated PV waste mass just for Germany. Another group[48] modeled the bathtub-shaped lifetime distribution and restricted calculations to Flanders, a region of Belgium.

Herein, we have used the Weibull probability distribution to calculate the effects of the PV plant wear-out power needs for Europe, China and some South American countries using an iterative process.

As in the case of Spain, for the rest of the countries, this wear-out capacity has been calculated since it causes a progressive power loss in PV plants, which means that the installation rates calculated without this consideration in previous works are insufficient to achieve the objectives proposed by their national plans.

In Table 8 the projections of the total wear-out power calculated in the Regular (1) and Early (1) scenarios for the selected countries are presented.

The results show a progressive increase in wear-out power with time for both degradation scenarios in all selected countries. There are differences between the Regular (1) and the Early (1) scenario behaviours, and for a clearer analysis of the

 This journal is © The Royal Society of Chemistry 2023

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

Table 8 Annual wear-out power in MW for NECP target projection for selected countries

Annual wear-out power (MW)			
		Year	
Country	Scenario	2030	2050
Germany	Regular (1)	5 373	8 588
	Early (1)	6 125	9 362
	Regular (2)	7 470	8 894
	Early (2)	6 699	9 229
Italy	Regular (1)	2 058	3 107
	Early (1)	2 387	3 571
	Regular (2)	3 263	3 240
	Early (2)	2 721	3 492
France	Regular (1)	4 320	6 936
	Early (1)	4 670	7 348
European Union	Regular (1)	4 3671	6 8913
	Early (1)	46 999	73 548
United Kingdom	Regular (1)	4 146	6 582
	Early (1)	4 509	7 043
USA	Regular (1)	20 956	34 656
	Early (1)	22 998	35 531
China	Regular (1)	74 603	127 672
	Early (1)	81 747	130 962
Brazil	Regular (1)	7 135	11 512
	Early (1)	7 561	12 024
Chile	Regular (1)	2 516	4 005
	Early (1)	2 669	4 218
Argentina	Regular (1)	158	305
	Early (1)	178	296

evolution, the wear-out power evolution with time is presented in the following figures for these countries.

Our calculated projections in Fig. 3 show the different behaviours between the two degradation scenarios in Spain, Germany and Italy. The Regular (1) scenario graphs present relative maximum points around the interval 2040–2042. It presents a change in the speed of growth around the interval.

2040–2042, reaching a maximum in the slope for Germany in 2040 and for Italy in 2042, then the velocity of growth decreases

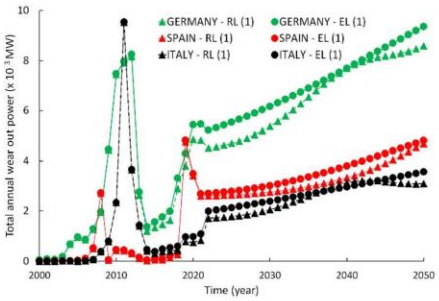


Fig. 3 Annual wear out comparison between the Regular (1) and the Early (1) degradation scenarios for Spain, Germany and Italy.

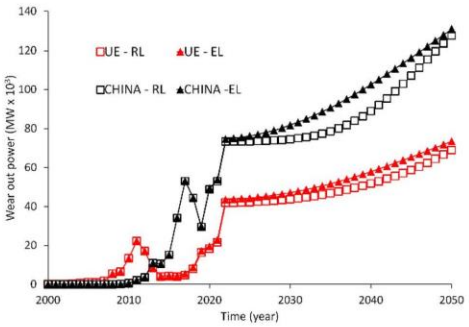


Fig. 4 Annual wear-out comparison between the Regular (1) and the Early (1) degradation scenario for the European Union and China.

and resumes the rate of growth prior to the interval 2040–2042. These relative maximum peaks are due to oscillations produced in PV power installations and their maximums occurred 30 years earlier.

Continuing with the analysis of the results of Table 8, Fig. 4 is presented, which shows the comparison of the evolution of the wear-out power in the two degradation scenarios for the European Union and China.

Wear-out power curves increase earlier in the Early (1) scenarios than in the Regular (1) scenarios, linked to the early life stage failure probability of PV modules considered in the Early degradation scenario. The same behaviour is observed in the wear-out capacity evolution projected for South America presented in Fig. 5.

Bogdanov *et al.*[49] assessed that the cumulative PV capacity in South America must reach 424 GW in 2030 and this appears a very long way away, taking into account that there are cases such as Argentina, which have been experimenting with delays in PV power installation. In this regard, despite the success of

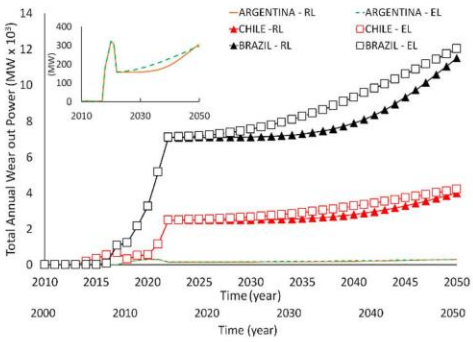


Fig. 5 Annual wear-out comparison between the Regular (1) and the Early (1) degradation scenario for the European Union and China.

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

energy auctions to expand renewable capacity in Argentina, the sector faces macroeconomic challenges that are still holding back growth in many sectors, including (i) high interest rates; (ii) the need to hedge against the risk of local currency fluctuations; (iii) limited transmission infrastructure, and (iv) artificially low electricity prices due to subsidies for the net accounting for distributed generation.[2]

3.2 Evolution of the cumulative PV WEEE mass

To calculate the cumulative PV WEEE mass projection, it was necessary first to obtain the annual installed PV module power and convert it to mass using eqn (2). This annual installed PV power was calculated through an iterative process that takes into account the annual power losses that would increase year by year until a maximum is reached around 30 years later. Therefore, the cumulative PV WEEE mass projection results for Spain, Germany and Italy are presented in Table 10, separate from the analysis made for the other countries because of the two additional degradation scenarios considered, as was explained in Section 2.2. The results presented in Table 9 for Spain are analogous in the order of magnitude to those presented by Santos *et al.* based on the Bloomberg New Energy Finance (BNEF) and the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO) projections. The influence of degradation scenarios can be seen in the results obtained in 2030, and they lose relevance in projections obtained in 2050. Type 2 degradation scenarios present higher values in 2030 due to the failure of the 2007–2008 PV plants. In 2050, the cumulated PV WEEE mass increases roughly to 1 300 000 tonnes for the Regular (1) and (2) scenarios and 33.24% higher for the Early (1) and (2) than the Regular (1) degradation scenarios.

Comparative analyses of the cumulative PV WEEE mass as a function of time for the selected countries are presented in Fig. 6–8. Large-territory countries (*e.g.* China, Australia, and the USA) face uneven PV development patterns by region.[31,50,51] These countries will require a spatial-temporal analysis of solar waste as the initial step for effective waste management, which is not carried out in this work.

The results have been grouped into three graphs due to the different orders of magnitude of the variables that are represented, and to facilitate the analysis.

Fig. 6 shows the evolution of the cumulative PV WEEE mass. As can be seen, the generation of PV WEEE is related to the projected development of the PV market; as a result, Italy shows a PV waste generation greater than the rest of the countries presented in this graph, such as the United Kingdom or France. Fig. 7 shows the comparison of PV WEEE masses for China, Germany and the European Union for the Regular – RL scenario. These projections are presented together due to the similarities in the orders of magnitude. As can be observed, the European Union leads the cumulative waste generation until 2040, when China takes the lead throughout 2050.

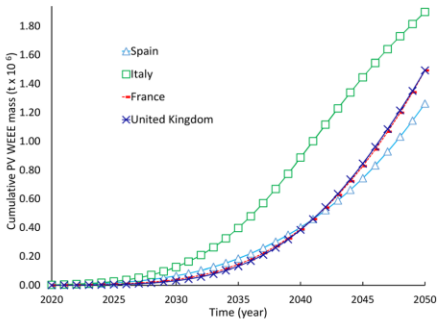


Fig. 6 Cumulative PV WEEE mass for Spain, Italy, France and the United Kingdom, considering the Regular (1) scenario.

Table 9 Cumulative PV WEEE mass (*t*) projections for Spain, Germany and Italy

Cumulative PV WEEE mass (*t*)			
		Year	
Country	Scenario	2030	2050
Spain	Regular-1	66 189	1 262 084
	Early-1	209 378	1 672 074
	Regular-2	246 250	1 300 307
	Early-2	312 386	1 742 067
Germany	Regular-1	377 500	4 689 566
	Early-1	1 103 448	5 348 656
	Regular-2	1 433 512	49 164 416
	Early-2	1 832 862	5 952 004
Italy	Regular-1	126 413	1 898 452
	Early-1	443 518	2 118 562
	Regular-2	671 900	2 017 718
	Early-2	836 329	2 453 832

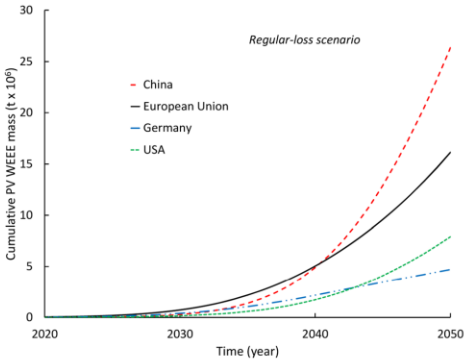


Fig. 7 Cumulative PV WEEE mass for China, Germany, the European Union and the USA, considering the Regular (1) scenario.

This journal is © The Royal Society of Chemistry 2023

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

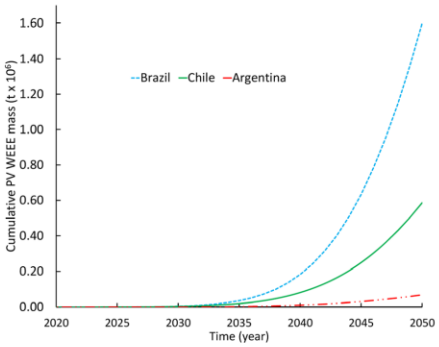


Fig. 8 Cumulative PV WEEE mass for some South American countries, considering the Regular (1) scenario.

Another point to highlight in this comparison is that within the countries of the European Union, Germany is the one that produces the greatest amount of PV waste, even more than China until 2032, according to our projections.

The results for the comparison of the cumulative PV WEEE masses for the selected countries in South America are presented in Fig. 8. This figure highlights the cumulative PV waste generated by Brazil, which is directly related to the installation capacity rate carried out. It is the only South American country present in the top 10 countries in terms of power installation due to a 74% growth in installed capacity in 2021 over the installed capacity in 2020.[2] However, between 2021 and 2027, Chile will generate a 21% greater cumulative PV waste mass than Brazil, due to the annual installed PV capacity, which is higher in Chile. As for Argentina, the generation of PV waste mass is low due to a very limited installation rate. Projections towards 2050 have been made with data from the IRENA database and its NECP, but Argentina is expected to update its solar power PV growth strategy with the aim of reaching the goals set out in its NECP, as indicated in the document "Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030".[29]

The results presented in Fig. 6–8, are useful for estimating an appropriate recycling strategy for wear-out modules, as well as the development of a national industry for PV WEEE recycling.

3.3 Annual PV WEEE mass evolution

The assessment of the annual PV waste mass is useful for preparing the recycling industry to manage the exponential growth expected for the amount of wear-out PV modules.

The annual retired capacity flow from PV plants to the recycling industry is calculated and presented in Fig. 9–11 for the selected countries in the EU and United Kingdom and both scenarios are considered.

Fig. 9 and 10 show the evolution of the annual PV WEEE mass for the Regular – RL and the Early – EL scenarios, respectively. In the first one, a difference in behaviour is

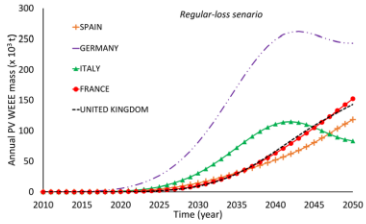


Fig. 9 Annual PV WEEE mass for Spain, Germany, Italy, France and the United Kingdom, considering the Regular (1) scenario.

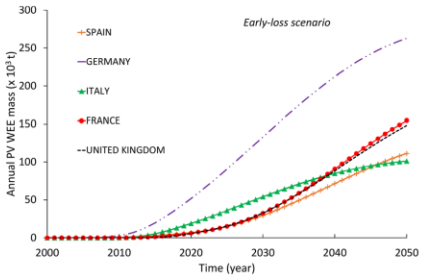


Fig. 10 Annual PV WEEE mass for Spain, Germany, Italy, France and the United Kingdom, considering the Early (1) scenario.

observed in the curves of Germany and Italy, which present maximums around the years 2042–2043.

This oscillation is directly related to maximums in the annual power installation that occurred in 2011 and 2012 respectively. In the Early scenario, significant waste mass losses begin in 2008, while in the Regular (1) degradation scenario these losses occur from 2015. As was expected, the annual increase in PV waste presented by the Early (1) scenario in all countries is higher than the resultant in the Regular (1) degradation scenario.

Fig. 11 presents a comparison of the annual PV WEEE mass generated in China and the European Union in both degradation scenarios.

The comparison between China and the European Union shows a monotonically increasing function for annual waste mass generation, related to the continuous growth of PV installations. In the Early scenario, waste generation occurs earlier due to the higher failure probability in the early stages considered. By 2050, the influence of early losses in the annual waste generation in the European Union has nearly disappeared, while in China the Regular – RL scenario produces an 8.25% more PV WEEE mass than the Early degradation scenario.

The annual PV WEEE mass evolution for the same three selected countries in South America is presented in Fig. 12.

Brazil will generate higher amounts of annual PV WEEE mass as a result of its capacity PV installation rate. All curves

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

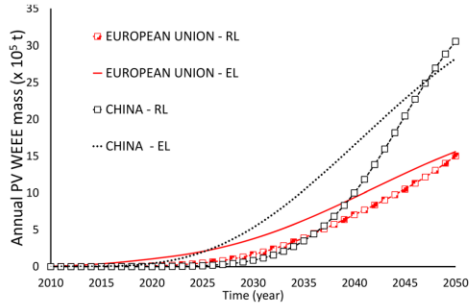


Fig. 11 Annual PV WEEE mass evolution for Regular (1) and the Early (1) scenarios in China and European Union.

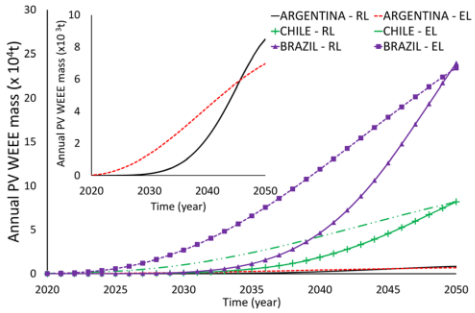


Fig. 12 Annual PV WEEE mass evolution for Regular (1) and the Early (1) scenarios in selected countries in South America.

behave like monotonically increasing functions but the generation rates increase faster in the Early scenario during the first years due to early life stage failure.[52]

To summarize what is stated in this section, the projections for 2030 and 2050 obtained for the countries analyzed are presented and a comparative analysis is shown below.

In addition, the projections for the annual installed PV module mass for the Regular (1) scenario are presented in Table 10 and for the Early (1) scenario in Table 11.

Calculation of the annual PV waste module mass is of special interest since it provides a picture of the availability of discarded modules year by year. Hence, this information will be helpful in analysing the balance between the waste stream from wear-out PV modules and the waste flow to the recycling industry. Referring to the annual installed PV module mass presented in Tables 10 and 11, it is observed that the values obtained for the Early (1) scenario are higher than those for the Regular (1) scenario for both years 2030 and 2050, ranging from 5% to 14%. On the other hand, each country will install more modules in 2030 than in 2050 in both scenarios, according to our projections. For the Regular (1) scenario, our results for the USA are similar to the results published by the IEA report[53] and differ from those reported in ref. 51 by 44%. Our first inference about this difference is that ref. 51 doesn't use a probabilistic failure model to calculate the annual PV waste mass; instead, they carry out calculations using a fixed PV market share, which we consider may vary. For the Early (1) scenario, our results are analogous to the IRA report.[53]

3.4 The effects of variation of the annual installed PV power on the annual PV module waste mass

The projections of the future PV waste mass generated have great uncertainty due to oscillations that are introduced in the annual installed PV capacity in each country analysed. As we have seen, most of them have established ambitious objectives in their NECPs but to a greater or lesser extent, they are affected by different variables, and not only technological improvements, some of which have not been possible to predict, for example, the crisis caused by the Covid-19 pandemic, the Russian–Ukraine war, and environmental factors. Therefore, a study of the effects produced by a variation of the annual installed PV power on the projections of the annual PV waste

Table 10 Projections of annual installed PV module mass, cumulative PV waste mass and annual PV waste mass in 2030 and 2050 for the Regular (1) scenario

	Annual installed PV module mass (*t*)		Annual PV waste mass (*t*)		Cumulative PV waste mass (*t*)	
Country	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Spain	131 236	130 344	14 193	118 570	66 188	1 262 085
Germany	255 796	238 512	80 985	243 740	377 500	4 689 566
Italy	97 991	86 2845	30 332	83 358	126 416	1 898 453
France	205 666	192 629	10 303	152 355	39 920	1 493 559
EU	2 079 118	1 913 947	161 888	1 503 989	711 597	16 153 332
China	3 551 782	3 545 909	83 910	3 059 470	264 492	26 326 611
USA	997 659	962 511	37 867	864 336	147 114	7 901 705
United Kingdom	197 366	182 814	9 101	143 212	32 167	1 494 108
Brazil	339 682	319 717	1 626	239 338	3 923	1 601 475
Chile	119 773	111 241	1 059	81 941	3 026	585 441
Argentina	7 521	8 454	117	8 486	298	67 769

 This journal is © The Royal Society of Chemistry 2023

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

Table 11 Projections of annual installed PV module mass, cumulative PV waste mass and annual PV waste mass in 2030 and 2050 for the Early (1) scenario

	Annual installed PV module mass (*t*)		Annual PV waste mass (*t*)		Cumulative PV waste mass (*t*)	
Country	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Spain	143 420	133 633	29 550	111 364	209 378	1 672 074
Germany	291 565	260 022	129 893	264 117	1 103 448	5 348 656
Italy	113 641	99 184	53 476	101 449	443 517	2 118 562
France	222 270	204 074	32 424	154 669	199 394	2 096 400
EU	2 237 546	2 042 685	370 304	1 566 199	2 579 690	22 248 201
China	3 891 877	3 637 273	530 459	2 826 235	2 625 782	36 993 226
USA	1 094 916	986 819	165 656	800 864	908 472	10 874 454
United Kingdom	214 676	195 612	32 784	148 170	198 595	2 038 572
Brazil	359 984	333 942	26 774	233 884	98 844	2 660 990
Chile	127 048	117 153	10 255	81 857	43 092	949 040
Argentina	8 470	8 213	1 335	6 969	5 696	92 837

Table 12 Effects of the annual installed PV capacity variation in the annual PV waste mass for the Regular (1) scenario for selected countries

Regular (1) scenario	Annual PV waste module mass (t)							
	2030				2050			
Annual installed PV power variation	−25%	+25%	+50%	+100%	−25%	+25%	+50%	+100%
Spain	14 134	14 473	14 311	14 429	99 007	147 032	157 696	196 822
Germany	81 315	81 089	81 523	81 402	226 541	277 329	341 561	387 096
Italy	30 303	30 360	30 389	30 446	71 569	95 147	106 936	130 513
France	10 224	10 460	10 461,	10 619	122 228	184 818	212 607	272 860
EU	161 159	162 617	163 346	164 803	1 209 493	1 798 484	2 092 980	2 681 970
China	75 282	92 537	101 166	118 422	2 349 032	3 769 907	4 480 344	5 901 219
USA	35 944	39 791	41 714	45 561	668 952	1 059 720	1 255 104	1 645 872
UK	9 051	9 151	8 201	9 292	116 652	169 772	196 332	24 8511
Brazil	1 484	1 620	1908	2 190	187 529	282 467	342 955	446 572
Chile	1 016	1101	1143	1 228	64 400	99481	117 021	152 102
Argentina	111	122	127	138	7 149	9 821	11 158	13 831

Table 13 Effects of the annual installed PV capacity variation on the annual PV waste mass for the Early (1) scenario for selected countries

Early (1) scenario	Annual PV waste module mass (t)							
	2030				2050			
Annual installed PV power variation	−25%	+25%	+50%	+100%	−25%	+25%	+50%	+100%
Spain	27 745	31 356	33 161	36 771	91 381	131 347	151 331	191 297
Germany	129 924	136 185	145 133	145 578	228 455	296 749	344 319	399 190
Italy	52 923	54 940	55 948	57 964	88 780	113 692	126 147	151 059
France	29 848	35 134	37 778	43 064	123 153	186 122	217 606	280 575
EU	352 263	402 936	428 272	478 944	1 252 375	1 873 143	2 183 527	2 804 295
China	483 087	578 014	625 478	720 404	2 270 630	3 381 751	3 937 312	5 048 433
USA	140 356	190 956	216 257	266 857	620 498	981 230	1 161 596	1 522 328
UK	30 685	34 899	37 006	41 220	119 247	177 087	206 007	263 847
Brazil	22 169	31 379	35 984	45 195	180 050	287 717	341 551	449 218
Chile	8 759	11 752	13 248	16 241	63305	100 409	118 961	156 066
Argentina	1 198	1 472	1 609	1 884	5 675	8 262	9 555	12 142

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

module mass is an interesting analysis to carry out to cover the cases in which the deployment of PV capacity is higher than the targets of the countries NECPs in three scenarios, and one in which it is lower, and these variations are presented as follows. For the Regular (1) scenario, results are shown in Table 12 and for the Early (1) scenario, in Table 13.

Table 12 shows different behaviours in the results obtained from the variations in the years 2030 and 2050. In 2030, variations in "the annual installed power" produces percentages less than 10% in the annual PV waste mass for all countries except China, Brazil, Chile and Argentina that far exceed these values when 100% variations in the annual installed power are projected. For example, China will generate 41% of PV WEEE mass, Brazil 95%, Chile 48% and Argentina 91%. It could be said that in 2030 the generation of PV WEEE mass does not show great sensitivity to variations in the annual installed power. However, this situation changes in results obtained in projections for 2050 when its correspondence is undeniable.

For the Early (1) scenario, results shown in Table 13 also present a similar pattern of behaviour to the results for the Regular (1) scenario presented in Table 12 for all studied countries. In 2050, the differences obtained in the annual PV waste mass when variations occur in the annual installed PV are greater than those that take place in the year 2030. However, in both 2030 and 2050, these results are greater than those obtained in the Regular (1) scenario because here the degradation of modules in the early stages is taken into account and, therefore, the generation of PV waste mass occurs earlier.

To manage the generation of PV waste that will occur in the long term, countries need to develop an organized infrastructure for the recycling of electronic waste generated by solar PV. Gautam *et al.*[54] proposed the development of an organized recycling infrastructure in India through the creation of SMEs but this could be applied to other countries to deal with the strategic management of end-of-life (EOL) solar photovoltaic mass waste. However, recycling facilities face diverse challenges, such as high energy use and liquid consumption in recovery technologies; *e.g.*, thermal, mechanical and chemical recycling methods.[55]

4. Conclusions

Projections for future PV WEEE mass in nine countries and the European Union were carried out to 2030 and 2050, taking into account two different PV degradation scenarios to analyse the effects of PV technology reliability on PV waste generation. Furthermore, two extra degradation scenarios were studied for Spain, Germany and Italy, which consider lower quality standards of PV installed modules during 2007–2008.

A projection for the cumulative installed power was calculated and compared to NECPs targets for selected countries, which gives an idea of the level of progress of each country's energy plans, and the yearly installation goals they need to achieve. From that point of view, Germany is the country that has made the most progress in achieving its target, accomplishing 60% of its goal in 2021. It is followed by Argentina and China with 50% of the objective of their NECP achieved, and the United Kingdom with only 20% is the studied country that has achieved the least of its goal.

The annual PV wear-out power projections depend on the annual installed PV power and the degradation scenario. With these calculations carried out, it is evident that the generation of PV waste represents a significant percentage of the total PV power installed in 2021, depending on the considered scenario. For all cases analysed, almost one in two PV modules would be used to replace wear-out power in 2050. Therefore, an important market could arise linked to PV module recycling.

Our projections indicate that important PV waste quantities could be generated in the near future in the cases studied, linked to high PV installation rates, with China holding the leadership in 2050 followed by the European Union. For the most conservative scenario, China would generate more than 26 million tonnes of cumulative PV waste mass, while the European Union would generate 16 million tonnes in 2050. The European Union will need a powerful PV recycling industry to treat a cumulative PV waste mass of approximately 700 000 tonnes by 2030, considering the most conservative scenario, which implies that it will have to treat 170% more PV waste than China at that time.

As for the annual PV waste mass generation, important differences were observed between the results obtained in the two degradation scenarios by 2030. In 2050, the differences in annual PV waste mass generation are reduced to a minimum, and even less waste is generated in Spain, China, Brazil, Chile and Argentina in the Early (1) scenario than in the Regular (1) scenario because early failures have already occurred.

An assessment of the effects produced by a variation in the annual installed PV power on the projections of the annual PV waste module mass was carried out for both degradation scenarios. As was expected, a higher PV capacity means greater PV WEEE mass. For the Regular (1) scenario, projections to 2030 are independent of PV capacity, while its correspondence is strong in 2050. In the Early scenario, the generation of PV waste mass occurs earlier in both 2030 and 2050.

As a conclusion for the analysis of the results presented, it should be highlighted that the generation of PV waste mass in the two scenarios evaluated, Regular (1) and Early (1), present very large percentage differences between the reference annual installed capacity and its variations of −25%, +25%, +50% and +100%. This could have a high impact on recycling PV planning both at the state and global levels.

As for the South American countries studied in this work, Brazil is the one that will have an annual installed PV capacity that would cause it to be the leader of the region, even surpassing the European leader, Germany, both in 2030 and in 2050.

Appendix

In Table 14, data on installed power and the objectives of the NECPs of all 27 members of the European Union, the United Kingdom, China, the USA, and selected South American countries are presented.

 This journal is © The Royal Society of Chemistry 2023

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

Table 14 Historical data, sources and 2030 NECP goals. The superscripts refer to the reference year when it is different from 2030

Country	Historical data	Source	NECP (GW) 2030	Source
Spain	1990–1999	Eurostat	39.18	NECP Spain[19]
	2000–2021	Irena		
France	1990–1999	Eurostat	35.10–44.00$^{(2028)}$	NECP France[21]
	2000–2021	Irena		
Germany	1990–1999	Eurostat	98.00	NECP Germany[20]
	2000–2021	Irena		
Italy	1990–1999	Eurostat	52.00	NECP Italy[22]
	2000–2021	Irena		
Austria	1992–1999	Eurostat	9.70	NECP Austria[56]
	2000–2021	Irena		
Belgium	2002–2010	Eurostat	20.00	NECP Belgium[57]
	2011–2021	Irena		
Croatia	2009–2021	Eurostat and Irena	0.77	NECP Croatia[58]
Cyprus	2004–2021	Irena	0.75	NECP Cyprus[59]
Czechia	2000–2005	Eurostat	3.98	NECP Czechia[60]
	2006–2021	Irena		
Denmark	1996–1999	Eurostat	7.84	NECP Denmark[61]
	2000–2021	Irena		
Finland	1990–1999	Eurostat	1.20[a]	NECP Finland[62]
	2000–2021	Irena		
Greece	2000–2021	Eurostat and Irena	7.70	NECP GREECE [X][63]
Hungary	2007–2021	Eurostat and Irena	6.50	NECP Hungary[64]
Ireland	2009–2021	Eurostat and Irena	1.75$^{(2040)}$	NECP Ireland[65]
Latvia	2012–2021	Eurostat and Irena	0.80[b]	NECP Latvia[66]
Lithuania	2008–2021	Eurostat and Irena	0.74	NECP Lithuania[67]
Luxembourg	2001–2021	Eurostat and Irena	1.11[c]	NECP Luxembourg[68]
Malta	2005–2021	Eurostat and Irena	0.27	NECP Malta[69]
Netherlands	1990–1999	Eurostat	27.00	NECP Netherlands[70]
	2000–2021	Irena		
Poland	2011–2021	Eurostat and Irena	16.06$^{(2040)}$	NECP Poland[71]
Portugal	1997–1999	Eurostat	9.00	NECP Portugal[72]
	2000–2021	Irena		
Romania	2008–2021	Eurostat and Irena	6.43	NECP Romania[73]
Slovakia	2010–2021	Eurostat and Irena	1.20	NECP Slovakia[74]
Slovenia	2000–2021	Eurostat and Irena	1.65	NECP Slovenia[75]
Sweden	1992–1999	Eurostat	2.24	NECP Sweden[76]
	2000–2021	Irena		
Bulgaria	2007–2021	Eurostat and Irena	3.67	NECP Bulgaria[77]
UK	1997–2021	Irena	70.00$^{(2035)}$	NECP UK[24]
China	2000–2021	Irena	1048.78[d]	14th FYP[25]
USA	2000–2021	Irena	670$^{(2050)}$	Solar futures USA[26]
Brazil	2001–2021	Irena	21.78–48.59$^{(2022\ 2026)}$	NECP Brazil[27]
Chile	2012–2021	Irena	9.36–14.36$^{(2022\ 2025)}$	NECP Chile[28]
Argentina	2000–2021	Irena	2.48[d]	NECP Argentina[29]

[a] Not an objective but a projection Finland made in its NECP. [b] Wind + solar. [c] GW h. [d] For further explanation see Table 1.

Author contributions

M. B. N.-M.: conceptualization, data-curation, formal analysis, investigation, methodology, validation, writing; M. C. A.-G.: conceptualization, data-curation, formal analysis, funding acquisition, investigation, methodology, project administration, supervision, validation, visualization, writing; F. G.-R.: conceptualization, data-curation, formal analysis, funding acquisition, investigation, methodology, supervision, validation, visualization, writing; J. D. S.: formal analysis, investigation, methodology, validation, visualization, writing-review and editing; M. A. M.-G.: conceptualization, funding acquisition, investigation, methodology, supervision, validation, writing-review and editing.

Conflicts of interest

There are no conflicts of interest to declare.

Acknowledgements

This work is part of the grant PID2020-118417RB-C21 funded by MICIN/AEI/10.13039/501100011033. We acknowledge partial funding through MEDIDA C17.I2G: CIEMAT. Nuevas tecnologías renovables híbridas, Ministerio de Ciencia e Innovación, Componente 17 "Reforma Institucional y Fortalecimiento de las Capacidades del Sistema Nacional de Ciencia e Innovación". Medidas del plan de inversiones y reformas para la recuperación económica funded by the European Union – NextGenerationEU.

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

Notes and references

1 Y. Xu, J. Li, Q. Tan, A. L. Peters and C. Yang, Global status of recycling waste solar panels: A review, *Waste Manag.*, 2018, **75**, 450–458.

2 Solar Power Europe, *Global Market Outlook for Solar Power 2022–2026*, Brussels, Belgium, 2022.

3 European Commission, *European Climate Law*, Off J Eur Union, 2021, p. 17.

4 United Nations, *Paris Agreement*, 2015.

5 The European Parliament, *Directive 2012/19/EU of 4 July 2012 on Waste Electrical and Electronic Equipment*, WEEE, 2012, p. 34.

6 S. Mahmoudi, N. Huda and M. Behnia, Multi-levels of photovoltaic waste management: A holistic framework, *J. Clean Prod.*, 2021, **294**, 126252.

7 A. Müller, K. Wambach and E. Alsema, Life cycle analysis of solar module recycling process, *Mater. Res. Soc. Symp. Proc.*, 2006, **895**, 89–94.

8 J. Walzberg, A. Carpenter and G. A. Heath, Role of the social factors in success of solar photovoltaic reuse and recycle programmes, *Nat. Energy*, 2021, **6**(9), 913–924.

9 S. Mahmoudi, N. Huda, Z. Alavi, M. T. Islam and M. Behnia, End-of-life photovoltaic modules: A systematic quantitative literature review, *Resour. Conserv. Recycl.*, 2019, **146**, 1–16.

10 A. Domínguez and R. Geyer, Photovoltaic waste assessment in Mexico, *Resour. Conserv. Recycl.*, 2017, **127**, 29–41.

11 R. Deng, N. L. Chang, Z. Ouyang and C. M. Chong, A techno-economic review of silicon photovoltaic module recycling, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2019, **109**, 532–550.

12 G. Granata, P. Altimari, F. Pagnanelli and J. De Greef, Recycling of solar photovoltaic panels: Techno-economic assessment in waste management perspective, *J. Clean Prod.*, 2022, **363**, 132384.

13 S. Bobba, S. Carrara, J. Huisman, F. Mathieux and C. Pavel, *Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU – a Foresight Study*, European Commission, 2020, p. 100.

14 International Renewable Energy Agency, *IRENA. Online Data Query Tool*, 2022. Available from: **https://www.pxweb.irena.org**.

15 IRENA and IEA-PVPS, *End-Of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels*, International Renewable Energy Agency and the International Energy Agency Photovoltaic Power Systems, 2016.

16 I. Kaizuka PV Industry Trends : with some update and COVID impact on Japanese PV market R & D PV system PV projects Japan World Go to Japanese Market Silicon feedstock for solar cell Deployment Business models, in *Solar IndustrY Forum*, IEA, Tokyo, 2020.

17 European Commission, *State of the Energy Union 2021 – Contributing to the European Green Deal and the Union's Recovery*, 2021, p. 31.

18 J. D. Santos and M. C. Alonso-García, Projection of the photovoltaic waste in Spain until 2050, *J. Clean Prod.*, 2018, **196**, 1613–1628.

19 Gobierno de España, *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España 2021–2030*, 2020.

20 Germany Government, *Integrated National Energy and Climate Plan for Germany*, 2020.

21 France Government, *Integrated National Energy and Climate Plan for France*, 2020.

22 Ministry of Economic Development, *Ministry of the Environment and Protection of Natural Resources and the Sea M of I and T*, Integrated National Energy and Climate Plan for Italy, 2019.

23 European Comission, *National Energy and Climate Plan (NECP)*, Department of Energy, 2019, vol. 1.

24 Department for Business Energy & Industrial Strategy, *British Energy Security Strategy*, 2022.

25 Etcetera Language Group Inc, *People's Republic of China 14th Five-Year Plan Translation*, Beijing, 2021.

26 K. Ardani, P. Denholm, T. Mai, R. Margolis, T. Silverman and J. Zuboy, *Solar Futures Study*, U S Dep Energy, 2021, pp. 1–279.

27 Ministério de Minas e energia Brasil, *Plano decenal de expansão de energia 2031*, 2022.

28 Ministerio de Energía, *Energía 2050 Política Energética de Chile*, 2016.

29 Secretaría de Energía, *Lineamientos para un Plan de Transición Energética al*, 2030, p. 2021.

30 M. Schmela, *SolarPower Europe (2021): EU Market Outlook for Solar Power 2021–2025*, 2021, pp. 1–68.

31 S. Mahmoudi, N. Huda and M. Behnia, Photovoltaic waste assessment: Forecasting and screening of emerging waste in Australia, *Resour. Conserv. Recycl.*, 2019, **146**, 192–205.

32 J. M. Kuitche, *Statistical Lifetime Prediction for Photovoltaic Modules*, 2010.

33 S. Kumar and B. Sarkara, Design for reliability with Weibull analysis for photovoltaic modules, *Int. J. Curr. Eng. Technol.*, 2013, **1**(3), 129–134.

34 P. Espinet-González, C. Algora, N. Núñez, V. Orlando, M. Vázquez, J. Bautista, et al., Evaluation of the reliability of commercial concentrator triple-junction solar cells by means of accelerated life tests (ALT), in *9th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems*. Japan; 2013.

35 B. Dodson, *The Weibull Analysis Handbook*, 2nd edn, ASQ Quality Press, 2006, p. 184.

36 W. Nelson, *Accelerated Testing: Statistical Models, Test Plans and Data Analysis*, Wiley, Hoboken, N.J., 2004.

37 H. Rinne, *The Weibull Distribution*, Chapman and Hall/CRC, New York, 2008.

38 National Renewable Energy Laboratoty (NREL), *2008 Solar Technologies Market Report*, 2010.

39 M. A. Muñoz, M. C. Alonso-Garcia, N. Vela and F. Chenlo, Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions, *Sol. Energy*, 2001, **85**(9), 2264–2274.

40 J. Kim, M. Rabelo, S. P. Padi, H. Yousuf, E. Cho and J. Yi, A review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy, *Energies*, 2021, 1–21.

41 M. Aghaei, A. Fairbrother, A. Gok, S. Ahmad, S. Kazim, K. Lobato, *et al.*, Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2022, **159**, 112160.

 This journal is © The Royal Society of Chemistry 2023

Open Access Article. Published on 31 March 2023. Downloaded on 3/24/2025 6:25:27 AM.
This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported Licence.

42 S. K. Chunduri and M. Schmela, *Advanced Module Technologies 2021 Edition*, 2021.
43 U. Jahn, PV module reliability issues including testing and certification, in *27th European Photovoltaic Energy Conference and Exhibition (EUPVSEC)*, Frankfurt, 2012.
44 J. D. Santos, M. del C. Alonso-García and N. Vela, Update of the projection of the photovoltaic waste in Spain until 2050, *36th Eur Photovolt Sol Energy Conf Exhib.*, 2019, 1691–1693.
45 Government of Spain, *Comisión de Expertos de Transición Energética*, 2018.
46 A. Paiano, Photovoltaic waste assessment in Italy, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2015, **41**, 99–112.
47 G. Kleiss, Estimating Future Recycling Quantities of PV Modules in the European Union, in *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, WIP, 2016, pp. 2370–2373.
48 J. R. Peeters, D. Altamirano, W. Dewulf and J. R. Duflou, Forecasting the composition of emerging waste streams with sensitivity analysis: A case study for photovoltaic (PV) panels in Flanders, *Resour. Conserv. Recycl.*, 2017 May, **120**, 14–26.
49 D. Bogdanov, M. Ram, A. Aghahosseini, A. Gulagi, A. S. Oyewo, M. Child, *et al.*, Low-cost renewable electricity as the key driver of the global energy transition towards sustainability, *Energy*, 2021, **227**, 120467.
50 C. Wang, K. Feng, X. Liu, P. Wang, W. Q. Chen and J. Li, Looming challenge of photovoltaic waste under China's solar ambition: A spatial–temporal assessment, *Appl. Energy*, 2022, **307**, 118186.
51 A. Domínguez and R. Geyer, Photovoltaic waste assessment of major photovoltaic installations in the United States of America, *Renew. Energy*, 2019, **133**, 1188–1200.
52 International Energy Agency, *Technology Roadmap*, Sol Photovolt Energy, 2014.
53 S. Weckend, A. Wade and G. Heath, *ABOUT IEA-PVPS*, ed. IRENA and IEA-PVPS, 2016, p. 100.
54 A. Gautam, R. Shankar and P. Vrat, Managing end-of-life solar photovoltaic e-waste in India: A circular economy approach, *J. Bus. Res.*, 2022, **142**, 287–300.
55 K. Komoto and J. S. Lee, End-of-Life Management of Photovoltaic Panels: Trends in PV Module Recycling Technologies, *IEA PVPS Task 12, International Energy Agency Power Systems Programme, Report IEA-PVPS T12*, vol. 10, 2018, pp. 1–102.
56 Federal Ministry for Sustainability and Tourism, *Integrated National Energy and Climate Plan for Austria 2021–2030*, Vienna, 2018.
57 Belgium Government, *Belgian Integrated National Energy and Climate Plan 2021–2030*, 2018, p. 341.
58 Ministry of Environment and Energy, *Integrated National Energy and Climate Plan for the Republic of Croatia for the Period 2021–2030*, 2019.
59 Government of Cyprus, *Cyprus' Integrated National Energy and Climate Plan*, 2020.
60 Government of Czech Republic, *National Energy and Climate Plan of the Czech Republic*, 2019.
61 Danish Ministry of Climate, *Energy and Utilities. Denmark's Integrated National Energy and Climate Plan*, 2019.
62 Ministry of Economic Affairs and Employment, *Finland's Integrated Energy and Climate Plan*, 2019.
63 Greek Ministry of Environment and Energy, Greek National Energy and Climate Plan, Vol. B' 4893, *J. Greek Govern.*, 2019.
64 Ministry of Innovation and Technology, *National Energy and Climate Plan for Hungary*, 2019.
65 Department of Communications Climate Action & Environment, *National Energy and Climate Plan of Ireland*, 2019.
66 Government of Latvia, *Latvia's National Energy and Climate Plan 2021–2030*, 2020.
67 Government of Lithuania, *National Energy and Climate Action Olan of the Republic of Lithuania for 2021–2030*, 2019.
68 Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire, Ministère de l'Environnement,du Climat et du Développement durable, *Luxembourg's Integrated National Energy and Climate Plan for 2021–2030*, 2020.
69 Government of Malta, *Malta's 2030 National Energy and Climate Plan Draft*, 2018.
70 Government of The Netherlands, *Integrated National Energy and Climate Plan 2021–2030 The Netherlands*, 2019.
71 Ministry of National Assets, *The National Energy and Climate Plan for 2021–2030 of Poland*, 2019.
72 Government of Portugal, *National Energy and Climate Plan 2021–2030 (NECP 2030) of Portugal*, 2019.
73 Government of Romania, *The 2021–2030 Integrated National Energy and Climate Plan of Romania*, 2020.
74 Slovak Ministry of Economy, *Integrated National Energy and Climate Plan for 2021 to 2030 of Slovakia*, Bratislava, 2019.
75 Government of Slovenia, *Integrated National Energy and Climate Plan of the Republic of Slovenia*, 2020.
76 Ministry of Infrastructure, *Sweden's Integrated National Energy and Climate Plan*, 2020.
77 Ministry of Energy, Ministry of the Environment and Water, *Integrated Energy and Climate Plan of the Republic of Bulgaria 2021–2030*, 2020.

5.2. Artículo 2

Nieto Morone, M. B., García Rosillo, F., Muñoz-García, M. Á., & Alonso-García, M. d. C. (2025). *Photovoltaic waste generation in the context of sustainable energy transition in EU member states*. Resources, 14(3), 37. https://doi.org/10.3390/resources14030037

Este segundo artículo contribuye al objetivo específico 1 de esta tesis, al actualizar y profundizar en las proyecciones de generación de residuos fotovoltaicos en el contexto de los nuevos objetivos nacionales establecidos por los Estados Miembros de la Unión Europea (UE). En particular, en este estudio se examina el impacto de las revisiones recientes de los Planes Nacionales de Energía y Clima presentados en diciembre de 2023, que reflejan un incremento sustancial en las metas de capacidad instalada fotovoltaica hacia 2030 y 2050.

El trabajo realiza una estimación detallada de la masa anual y acumulada de residuos de módulos fotovoltaicos (FV) que se generarán bajo dos escenarios de degradación: pérdida habitual (RL) y pérdida temprana (EL). La metodología ya descrita en la sección 3, se basa en la recopilación de datos históricos, el análisis de los nuevos NECPs, modelos de degradación tipo Weibull, y una conversión actualizada de potencia a masa que considera módulos con eficiencias superiores al 21 %. A diferencia de estudios previos, esta investigación incluye a los 27 países de la UE, incorporando variaciones nacionales y evaluando la repercusión de las revisiones en los objetivos de despliegue FV.

Los resultados obtenidos muestran diferencias significativas entre los países estudiados. Alemania, Italia, España y Francia se perfilan como los lugares donde se generarán más residuos de módulos fotovoltaicos en el año 2050. Para Alemania se proyectan alrededor de 6.5 millones de toneladas y para Italia entre 2.5 y 3.5 millones de toneladas. España generaría entre 1.8 y 2.8 millones de toneladas mientras que para Francia las proyecciones estiman entre 1.5 y 2.3 millones de toneladas. Asimismo, países como Lituania e Irlanda presentan aumentos en porcentaje muy altos en comparación con los objetivos de sus planes nacionales originales sin actualizar lo que implica desafíos importantes en sus sistemas de gestión de residuos.

Además de las estimaciones numéricas, el artículo plantea una reflexión estratégica sobre la infraestructura necesaria para hacer frente al volumen creciente de residuos tras hacer una revisión de las infraestructuras de reciclaje existentes. En este contexto se destaca que a pesar de que países como Alemania o

Francia ya dispongan de centros de reciclaje avanzado (como las instalaciones de Reiling o Veolia (Reiling GmbH & Co. KG, 2025; Veolia, 2025)), será necesario aumentar considerablemente su capacidad para hacer frente de manera efectiva a la masa de residuos fotovoltaicos que se espera. Por otro lado, hay países que carecen completamente de las infraestructuras adecuadas dependiendo del tratamiento de sus residuos del extranjero, como son los casos específicos de Malta y Letonia en la Unión Europea.

Asimismo, también se destaca la importancia de adoptar políticas que promuevan el reciclaje eficiente, la reparación y la reutilización, como también se trató en el primer artículo de este compendio. Se recalca que la economía circular debe integrarse como pilar clave en las estrategias energéticas, no solo mediante marcos regulatorios como la Directiva RAEE y la responsabilidad extendida del productor, sino también incentivando el ecodiseño, la recuperación de materiales críticos y el desarrollo de mercados secundarios. Se aboga por avanzar en estándares específicos para la reutilización de módulos, alineados con iniciativas como la norma IEC TR63525 aún en desarrollo, tema ya abordado en la sección 1 “Introducción”.

Desde la perspectiva de esta tesis, los resultados presentados actualizan las proyecciones previas y presentan una gran cantidad de datos numéricos anuales y acumulados que permiten dimensionar de forma más precisa el impacto futuro de la expansión fotovoltaica en Europa.

resources

MDPI

Article

Photovoltaic Waste Generation in the Context of Sustainable Energy Transition in EU Member States

María Beatriz Nieto Morone [1,2,*], Félix García Rosillo [1], Miguel Ángel Muñoz-García [2] and Maria del Carmen Alonso-García [1]

[1] Unidad de Energía Solar Fotovoltaica, Departamento de Energía, CIEMAT, Av. Complutense, 40, 28040 Madrid, Spain; f.rosillo@ciemat.es (F.G.R.); carmen.alonso@ciemat.es (M.C.A.-G.)
[2] Laboratorio de Propiedades Físicas y Técnicas Avanzadas en Agroalimentación (LPF-TAGRALIA), Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica, Alimentaria y de Biosistemas (ETSIAAB), Universidad Politécnica de Madrid, Av. Puerta de Hierro, 2, 28040 Madrid, Spain; miguelangel.munoz@upm.es
* Correspondence: mariabeatriz.nieto@ciemat.es

Abstract: The European Union (EU) is witnessing an expansion in solar capacity, aligning with its commitment to achieving climate neutrality by 2050. However, deploying solar capacity introduces significant environmental complexities, such as managing photovoltaic waste when the modules reach their end of life. This study presents an assessment of PV waste mass generation, integrating the latest data from the revised targets of the National Energy and Climate Plans (NECPs) of EU Member States presented in December 2023. Annual and cumulative PV waste mass is presented, analyzing the results in terms of the PV capacity deployment in each country and their recycling needs to face the treatment of the generated PV waste. According to the reviewed targets, the analysis reveals significant variations in PV waste mass generation across EU countries. The revisions show a substantial increase in the amount of waste generated in Europe. Lithuania and Ireland are anticipated to face substantial challenges, particularly under the early-loss scenario, whereas Germany, Italy, France, and Spain continue to be the countries that will generate the most PV waste mass in Europe. These findings emphasize the necessity for formulating and implementing effective waste management strategies to address the increasing generation of PV waste and mitigate its environmental impact. Furthermore, the study underscores the need to reassess projections to accommodate evolving energy policies and targets, ensuring alignment with sustainability objectives in this dynamic field.

Keywords: photovoltaic waste management; end-of-life photovoltaic modules; National Energy and Climate Plans (NECPs); circular economy; PV module recycling; solar PV sustainability; sustainable energy transition

check for updates

Academic Editor: Benjamin McLellan

Received: 14 January 2025
Revised: 18 February 2025
Accepted: 21 February 2025
Published: 26 February 2025

Citation: Nieto Morone, M.B.; García Rosillo, F.; Muñoz-García, M.Á.; Alonso-García, M.d.C. Photovoltaic Waste Generation in the Context of Sustainable Energy Transition in EU Member States. *Resources* **2025**, *14*, 37. https://doi.org/10.3390/resources14030037

Copyright: © 2025 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

1. Introduction

Various factors drive the worldwide adoption of solar photovoltaic (PV) energy. These include the upward trend in global electricity prices, countries' increasing commitment to achieving decarbonization targets, and their efforts to boost the proportion of renewable energy in their energy holdings [1].

In 2022, the global increase in newly installed photovoltaic (PV) solar capacity reached 239 GW, establishing a new record with an impressive annual growth rate of 45%, representing the highest observed since 2016. Consequently, the total global installed solar capacity surpassed the terawatt threshold at the beginning of 2022, amounting to approximately 1.2 TW by the end of the year, representing a 25% increase compared to 2021 [2]. This

upward trajectory continued in 2023, as evidenced by the IEA report [3], which indicates that the global solar PV capacity added to the grid ranged between 407.3 and 446 GW. This marked another record-breaking year, with an annual growth rate reaching up to 85%, representing the highest rate since 2011. Concurrently, the European Union (EU) exhibited a persistent pattern of expansion in solar capacity, attaining a cumulative installed capacity of 263 GW in 2023 [2]. These developments underscore the EU's unwavering commitment to advancing the deployment of renewable energy technologies in pursuit of its climate neutrality objectives by 2050, as outlined in the European Climate Act [4]. This legislative framework not only reaffirms the EU's goal of achieving a climate-neutral society but also sets ambitious targets, including a mandatory reduction in net greenhouse gas emissions by at least 55% by 2030 compared to 1990 levels. Such milestones highlight the EU's comprehensive approach to addressing climate change through the accelerated adoption of renewable energy sources and the implementation of rigorous emission reduction policies. To promote the achievement of such targets, each EU Member State is required to develop a comprehensive National Energy and Climate Plan (NECP). This was established under the Regulation (EU) 2018/1999 on the governance of the Energy Union. The main purpose is to provide a comprehensive tool for planning and monitoring the climate and energy policies for the period 2021–2030. This framework stems from the need to meet the commitments of the Paris Agreement and to ensure an orderly and effective energy transition [5]. The NECPs address five interrelated dimensions: decarbonization, energy efficiency, energy security, the internal energy market, and research and innovation. This multi-dimensional approach is designed to ensure coherence between national policies and collective EU targets, such as the 40% reduction in greenhouse gas emissions by 2030 originally set out in the 2014 Energy and Climate package [6]. Although every two years, each country must submit a progress report to the EU Commission according to the Implementing Regulation [7] technological and economic developments since 2019 and an additional geopolitical distinctive situation have justified the revision of the NECPs [8]. Significant cost reductions in renewable energy, energy storage, and electrification technologies have widened the scope for implementing sustainable solutions. Incorporating these developments into the updated plans will allow EU members to maximize the benefits of PV solar technologies and accelerate the energy transition. In 2023, EU members presented updated targets that were more ambitious than those proposed in previous plans. This deployment represents significant progress in reducing greenhouse gas emissions and mitigating climate change. At the same time, however, it introduces significant environmental complexities, particularly in managing and disposing of PV waste streams. With PV modules typically having a 25- to 30-year lifespan, the escalating rate of PV installations raises concerns about the scale and impact of PV waste generation over the coming decades. One management option for this type of waste is recycling. Numerous studies focus on photovoltaic module recycling methods [9–11], primarily calculating the percentage of raw materials that can be effectively recovered. Although a few studies have estimated the total mass of photovoltaic waste generated [12,13], they provide results only for China; the calculation for other countries is still a challenge. For instance, Santos et al. [14], addressed this gap by projecting the generation of PV waste mass for Spain up to 2030 and 2050. A previous study by the authors of this work [15] developed several scenarios for the projection of PV waste mass in China, the USA, Europe as a whole, France, Spain, Italy, Germany, the United Kingdom, Brazil, Chile, and Argentina. Calculations were performed using the methodology described in former publications [16] and were based on historical data of PV deployment in the analyzed countries and regions and the NECPs submitted in 2019. The results highlighted the necessity for effective management strategies for incoming PV waste. However, the dynamic nature of energy policies and targets compels a new

reassessment of these projections for European countries to account for evolving priorities and commitments, considering the revised targets of the countries' NECPs.

This study presents a comprehensive and up-to-date assessment of the mass generation of PV waste in Europe. All European countries are included in the present calculations, integrating the most recent data from the updated NECPs of EU Member States with the revised December 2023 targets. Our analysis extends beyond mere estimation, incorporating the implications of updated and more ambitious deployment goals. Furthermore, it considers both standard and early-loss scenarios, thus accounting for potential variabilities in module lifespans. Furthermore, we examine country-specific trends, highlighting significant differences in projected waste generation among EU nations. This study not only offers insights into the magnitude of the PV waste challenge but also underscores the importance of aligning waste management strategies with the rapidly evolving energy transition landscape. The objective is to inform policymakers and support the implementation of sustainable solutions to mitigate the environmental impact of growing PV waste streams and to make PV solar energy more circular.

2. Methods

The determination of photovoltaic (PV) waste mass is derived from a comprehensive analysis comprising the following procedural steps, which were already described in our previous studies [14,15].

1. Compilation of data concerning the cumulative installed PV capacity across EU countries up to 2023 [8].
2. Gathering of the updated National Energy and Climate Plan (NECP) targets (see Table A1, Appendix A).
3. Projecting the annual installed PV capacity towards 2030 and 2050, considering two different degradation scenarios.
4. Conversion of the projected annual installed PV capacity into corresponding annual installed mass.
5. Estimating PV waste mass through an iterative methodology.

This methodological approach consists of a series of key steps designed to estimate PV waste mass across EU countries. These steps, ranging from data compilation and NECP targets integration to modeling and mass conversion, provide a comprehensive framework for the analysis.

The subsequent subsections delve deeper into the components of this methodology. Section 2.1 examines the updated NECP targets, offering insights into how national policies shape PV capacity growth. Section 2.2 introduces the degradation model, a critical tool for understanding module lifespan and its impact on waste mass generation. Section 2.3 explores the evolution of installed and projected PV capacity, linking policy-driven goals and practical implementation. Finally, Section 2.4 presents the conversion methodology, translating installed capacity projections into PV waste mass estimates.

2.1. NECP Targets

This section presents the National Energy and Climate targets for each of the 27 European countries, comparing the current targets to the previous ones in 2019.

Figure 1 represents the percentage increase calculated as the difference between the final value and the initial value divided by the initial value. Figure 1 shows differences between the updated NECP and the 2019 submission targets. Austria and Latvia have been omitted from the representation, as these countries did not submit an updated NECP prior to July 2024 with the rest of the EU members.

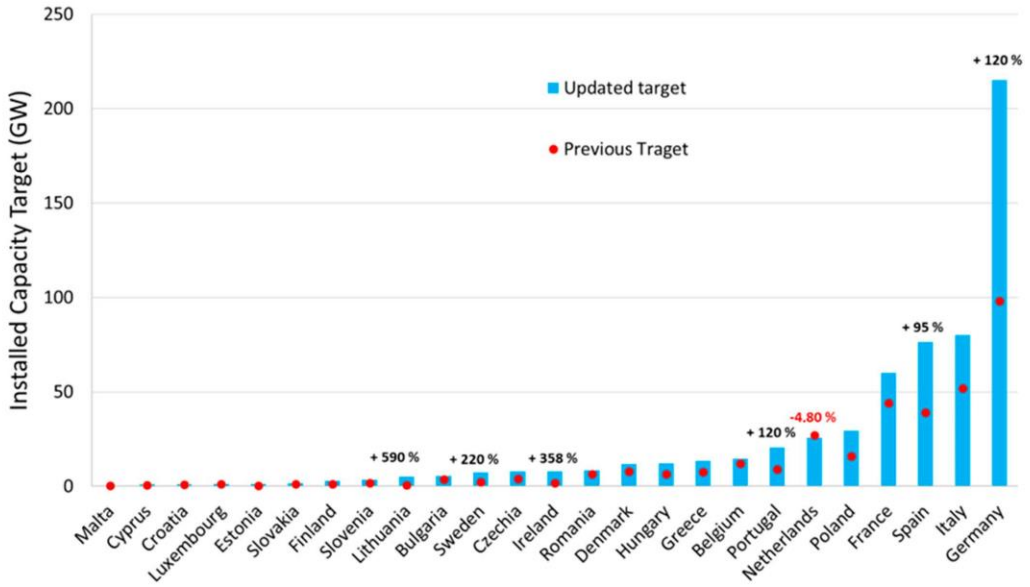


Figure 1. Comparison between updated NECP objectives and previous objectives.

In the context of the present study, Austria is a unique case for consideration due to two factors. Firstly, the submission of its National Energy and Climate Plan (NECP) [17] to the EU Commission was made only in December 2024. Secondly, the NECP contains no updated specific PV targets. In this instance, the NECP is oriented towards formulating a strategy to reach 100% coverage of domestic electricity consumption from renewable sources by 2030 with an anticipated generation of 17 TWh from photovoltaics. An estimation of the installed PV capacity through 2030 is 17 GW, and therefore, the results presented in Section 3 are preliminary. On the other hand, Latvia submitted its NECP in July 2024, which states that, under the target scenario, the share of renewable electricity is projected to rise from around 51% in 2021 to 100% in 2030. This is supported by a significant increase in PV capacity, estimated at 297, resulting in a predicted capacity of 2127 GW [18].

As can be seen, most EU countries have revised their projections for PV capacity up to 2030 in the new plans submitted. Ireland and Lithuania have presented markedly elevated targets, with increases of 358% and 590%, respectively. This implies a significant strategic shift in the focus of their energy matrix. Also, Sweden presents a robust commitment with an increase of 220% on the NECP target, while Estonia has demonstrated a notable shift in policy, setting an increase of 190%. In the case of Spain, the country has set a significant milestone with the revision of its NECP, increasing its targets by 95%. Portugal has shown even greater ambition, with a 120% increase. Although Germany remains the European leader in PV capacity, it has also significantly increased its targets, doubling them compared to 2019. For Belgium, it is relevant to note that in the most recent version of the NECP, no clear targets for PV capacity have been set for each region of the country. Instead, targets have been set for electricity generation and renewable generation. Consequently, the updated calculations also constitute an estimate. The current projections for the PV waste mass in Belgium have not changed significantly compared to our previous calculations. The NECP submitted in 2019 lacked a defined target for PV capacity. This was because

each region of the country proposed different strategies for the development of its energy mix in order to meet the decarbonization targets of the energy system.

On the other hand, the Netherlands has been forced to reduce its targets by 4.8% due to growing domestic opposition to solar farm projects. This adjustment highlights the challenges facing energy and climate transition policies in the context of social controversy.

These developments, except for the Netherlands, indicate a strategic commitment to greater reliance on solar PV energy. The revisions indicate a collective and robust determination to enhance solar energy capacity by 2030.

2.2. *Degradation Model for Solar PV Modules*

Performance degradation of photovoltaic (PV) modules influences several parameters crucial for their operation. A faulty assessment of this degradation leads to inaccurate power predictions and waste generation. Therefore, for a reliable estimation of the lifespan of PV modules, it is essential to develop a precise statistical model that depicts their degradation process effectively.

Although contemporary reliability studies aim to achieve module lifespans of up to 50 years [19], current assessment tools lack precision in evaluating degradation processes and potential failure modes over prolonged periods. It is argued that there is a pressing need to expedite the established learning cycle for PV reliability to align with the rapid technological progress and heightened expectations placed on PV systems during the global energy transition [20].

Numerous studies have focused on modeling PV module degradation, addressing aspects such as distribution parameters and lifetime. Kumar et al. and Lai et al. [21,22] have made significant contributions to this field with complementary approaches.

Kumar et al. analyze the performance of gamma and Gaussian distribution models and calibrate them using maximum likelihood estimation and particle swarm optimization. The authors state that their results show a significant improvement in model accuracy, highlighting the superiority of the constant σ Gaussian distribution model.

Meanwhile, Lai et al. take a more integrated approach to PV module reliability, placing it in the product design and development context. Using a Design for Reliability (DFR) approach, they compare the reliability of two module designs, integrating considerations throughout the product lifecycle. The authors criticize the exclusive use of simple statistical measures, such as the sample mean, to assess reliability. Instead, they propose more sophisticated methods, such as Weibull analysis and linear regression, which allow a more accurate characterization of the reliability distribution of the modules evaluated.

These contributions not only extend the understanding of degradation models but also highlight the importance of advanced statistical methods to address the inherent complexities of PV module reliability analysis. On the other hand, the Weibull probability function has proven suitable for PV degradation evolution [23,24]. Both studies demonstrate the suitability of the Weibull distribution for modeling the degradation and reliability of photovoltaic (PV) modules.

Kuitche's study focuses on crystalline silicon photovoltaic (PV) modules in Phoenix, Arizona's hot and dry climate. The Weibull distribution is employed in the study's time-to-failure analysis. This research effectively models non-linear degradation patterns and incorporates critical environmental factors such as insolation and ambient temperature, thereby providing a robust framework for predicting PV module lifetime. Furthermore, Laronde's work further substantiates the utility of the Weibull distribution through its application in accelerated life testing (ALT) under severe temperature conditions. By combining the Weibull distribution with the Arrhenius model, Laronde is able to account for the differing lifecycle stages of PV modules, as well as translate ALT results back to nominal conditions. Moreover, he considers the stochastic nature of environmental variables in order to provide a more realistic assessment. Collectively, these studies demonstrate the

versatility and robustness of the Weibull distribution, underscoring its pivotal role in the reliability assessment and lifetime prediction of PV technologies.

Therefore, the Weibull distribution as defined in *The Handbook* by Dodson [25] has been chosen for the present calculations, as in our previous work [15].

The Weibull probability density function is given at the instant time t by

$$f(t) = \frac{\alpha}{T}\left(\frac{t}{T}\right)^{\alpha-1} e^{-(t/T)^{\alpha}} \quad (1)$$

where α is the form factor and T the scale factor.

The study's calculations considered the regular-loss and early-loss scenarios established by the IEA-PVPS/IRENA [26]. Table 1 presents the corresponding parameters for the Weibull distribution. In both scenarios, a characteristic lifetime of 30 years was employed.

Table 1. Parameters of the Weibull distribution.

Scenario	A	T (Years)
Regular	5.3759	30
Early	2.4928	30

2.3. Annual Installed and Projected PV Capacity

The projected installed capacity in 2050 was determined by linear extrapolation, using both the total installed cumulative capacity in 2030, as outlined in each updated NECP, and the total installed cumulative capacity in 2023. This process assumes a constant annual installation rate from 2023 to 2030 to achieve the NECP targets, with the same slope used to extrapolate the values up to 2050. However, this linear extrapolation does not consider the progressive power loss affecting PV plants, which would result in a slower increase in cumulative capacity than was initially anticipated. To address this power loss, we propose a strategy involving the replacement of discarded modules in older PV plants and the development of new PV installations. This entails factoring in the annual repowering needs up to 2050 when projecting the annual installed PV power.

Figure 2, divided into three separate graphs for visualization purposes, shows the evolution of the annual installed PV power for the 27 EU Member States, considering the repowering requirements that will be implemented under the regular-loss scenario to meet their targets.

2.4. Conversion from Installed PV Power to Mass

The conversion process involves applying the updated exponential decay function equation [15], which is also presented here:

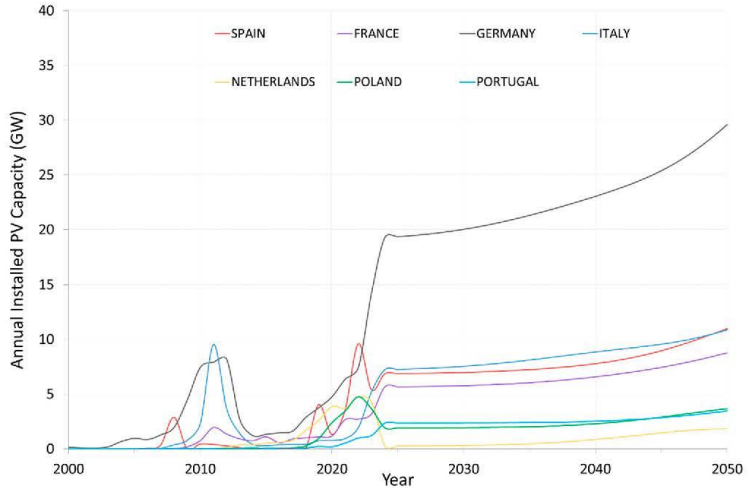
$$\text{Mass to power ratio} = A\, e^{-i/B} \quad (2)$$

This exponential decay function gives the mass-to-power ratio of PV modules installed in the year i, where A is the conversion factor in t MW^{-1}, and B is a time constant, and their values are *A:* 2.72 $\times$ 10^{25} t MW^{-1} and *B:* 37.11. This equation was first introduced by IEA-PVPS/IRENA, which, using technical data from solar panels for specific years, suggests that an exponential decay model effectively represents the correlation between PV mass per unit capacity t MW^{-1} and time in years. In a previous paper, we updated the parameters in Equation (2) to account for the advancements in the state-of-the-art module technology. Building upon this, the study incorporated actual data rather than projected values to achieve a more representative fit. Specifically, the power-to-weight ratio of the most commercially dominant PV panels was analyzed, focusing on models with 21% and higher efficiencies, which currently hold the largest market share. To ensure accuracy, the best-selling modules from each manufacturer were identified, and their power-to-weight

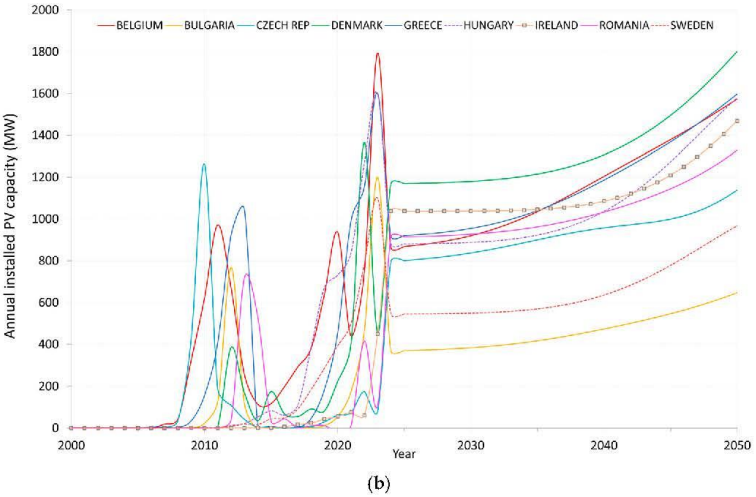
ratios were derived from the corresponding technical datasheets. This ratio, calculated as the average of the nominal power and weight values, was subsequently integrated into the IEA curve as the reference value.

For illustrative purposes, Figure 3 depicts the annual installed PV module mass as projected by our methodology for countries with PV mass exceeding 100 k tons, while the same parameter for those countries that would install smaller amounts can be found in Figures A1 and A2 in Appendix A.

Except for the Netherlands, the updated projections demonstrate an increase over the previous calculations. The Netherlands' original NECP proposed a solar PV capacity of 27 GW by 2030, which has since been reduced to 25.7 GW in the revised version.

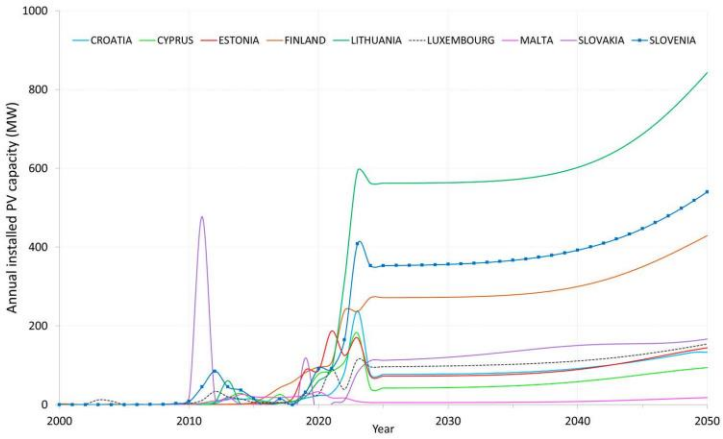


(a)



(b)

Figure 2. *Cont.*



(**c**)

Figure 2. (**a**) Projected annual installed capacity for countries with targets of less than 5 GW in 2030. (**b**) Projected annual installed capacity for countries with targets between 5 GW and 20 GW. (**c**) Projected annual installed capacity for countries with targets greater than 20 GW in 2030.

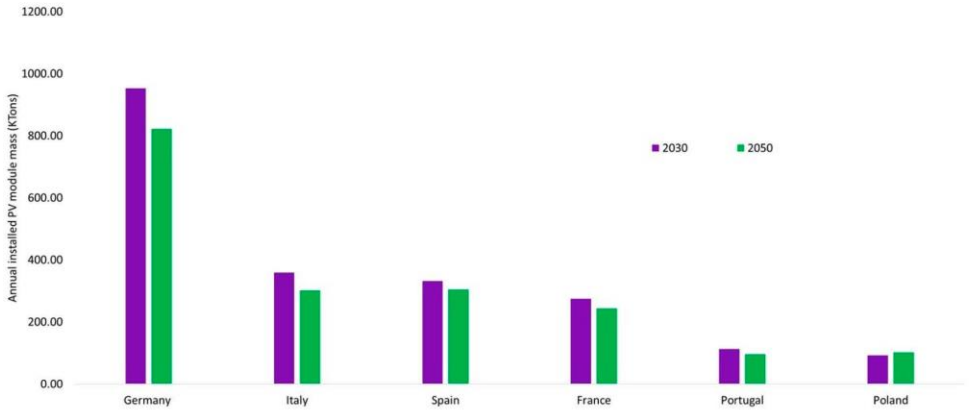


Figure 3. Projected annual PV installed mass up to 2030 and 2050 for EU members who submitted NECPs with updated targets for the regular-loss scenario: countries projected to install more than 100 k tons of PV modules.

3. Results and Discussion

3.1. Calculation of the Cumulative PV WEEE Mass

This analysis involves a crucial step—evaluating the annual mass of PV waste for each degradation scenario by assessing the corresponding annual installed module mass. From these data, we derive the cumulative PV mass.

Tables 2 and 3 illustrate the results of the calculation procedure for years 2030 and 2050, whilst Figures 4–6 present the yearly evolution from 2010 to 2050. For legibility reasons, some countries, Cyprus, Latvia, and Romania, have been excluded from the representation due to overlapping curves. The comprehensive methodology is first presented by Santos and Alonso-García, 2018.

Table 2. Projections of annual installed PV module mass, annual PV waste mass, and cumulative PV waste mass in 2030 and 2050 for the regular-loss scenario.

Country	Annual Installed PV Module Mass (t)		Annual PV Waste Mass (t)		Cumulative PV Waste Mass (t)	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Austria *	70,063	26,743	1436	51,288	6306	393,272
Belgium	43,778	43,698	5458	41,173	22,195	522,231
Bulgaria	18,278	17,971	1368	15,585	6508	167,781
Croatia	3705	3708	54	3103	172	22,940
Cyprus	2070	2611	108	2997	381	27,062
Czech Rep	39,879	31,627	4234	18,535	18,954	261,109
Denmark	56,186	50,015	951	34,073	3433	258,496
Estonia	3500	4020	42	4071	102	30,521
Finlandia	12,991	11,922	106	8537	457	58,074
France	274,729	243,381	10,255	169,979	39,814	1,560,949
Germany	953,367	821,840	81,450	571,458	376,516	6,482,177
Greece	45,445	44,347	3420	38,416	13,172	420,968
Hungary	42,272	43,866	472	39,010	1275	290,006
Italy	359,121	302,129	30,517	200,648	126,144	2,528,001
Ireland	49,426	40,806	47	22,185	113	122,107
Latvia *	12,070	10,271	9	6,043	16	33,700
Lithuania	26,834	23,413	103	14,778	320	90,210
Luxembourg	4693	4284	265	3206	1413	28,849
Malta	322	551	86	891	303	12,585
The Netherlands	14,383	51,251	3222	96,361	11,322	943,482
Poland	92,358	102,000	794	97,891	1866	704,754
Portugal	112,925	96,331	865	58,097	3401	369,795
Romania	44,167	36,940	1173	22,275	5106	201,826
Slovakia	5746	4840	856	3572	3473	60,566
Slovenia	16,969	15,016	313	10,064	1651	76,113
Spain	332,237	304,846	14,008	225,589	65,094	1,837,772
Sweden	26,144	26,882	316	23,529	1073	172,754

* Preliminary results calculated from targets on NECPs submitted after July 2024.

Table 3. Projections of annual installed PV module mass, annual PV waste mass, and cumulative PV waste mass in 2030 and 2050 for the early-loss scenario.

Country	Annual Installed PV Module Mass (t)		Annual PV Waste Mass (t)		Cumulative PV Waste Mass (t)	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Austria *	74,739	69,577	7350	50,609	36,732	614,082
Belgium	49,153	45,632	12,804	40,395	90,151	651,734
Bulgaria	20,089	18,853	3809	15,569	25,485	226,137
Croatia	3996	3799	422	2898	1837	35,379
Cyprus	2431	2464	578	2394	2931	34,988

Table 3. *Cont.*

Country	Annual Installed PV Module Mass (t)		Annual PV Waste Mass (t)		Cumulative PV Waste Mass (t)	
	2030	**2050**	**2030**	**2050**	**2030**	**2050**
Czech Rep	41,590	36,210	6585	24,947	56,420	365,923
Denmark	59,130	53,750	4717	36,355	23,664	422,920
Estonia	3928	3879	581	3327	2304	43,275
Finlandia	13,697	12,591	978	8617	4005	97,519
France	291,439	263,246	32,383	184,240	197,455	2,336,669
Germany	1,007,577	901,448	151,829	650,748	1,160,677	9,155,049
Greece	50,064	46,552	9677	38,205	62,745	558,974
Hungary	46,160	44,093	5391	34,567	22,151	430,690
Italy	380,998	337,771	60,838	243,101	461,882	3,493,715
Ireland	50,652	45,124	1484	26,782	4207	261,861
Latvia *	12,431	11,211	432	6913	1185	69,290
Lithuania	27,849	25,296	1328	16,211	4,685	170,504
Luxembourg	4973	4551	605	3299	4078	42,937
Malta	485	493	315	681	1968	13,353
The Netherlands	28,169	37,491	21,298	60,891	105,150	1,062,752
Poland	102,111	99,879	12,985	82,324	49,314	1,036,826
Portugal	116,862	105,095	5657	65,955	23,870	696,002
Romania	46,254	41,049	3997	26,663	25,159	319,759
Slovakia	6257	5493	1598	4428	12,763	74,976
Slovenia	17,802	16,189	1372	10,895	7545	126,350
Spain	236,356	218,042	36,697	230,067	224,636	2,862,638
Sweden	28,425	27,127	3182	21,072	13,216	260,252

* Preliminary results calculated from targets on NECPs submitted after July 2024.

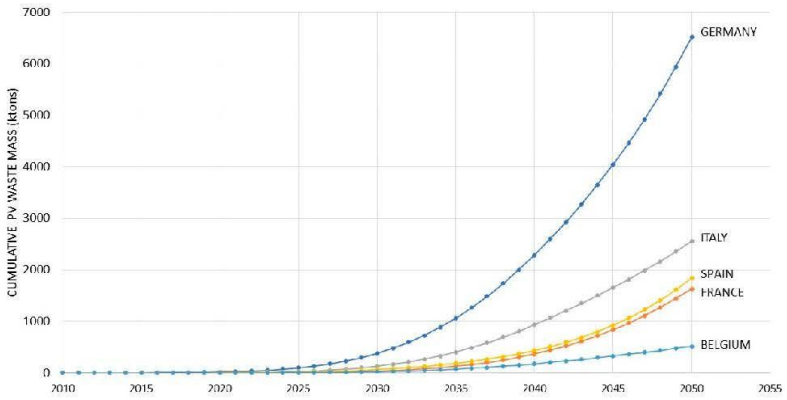


Figure 4. Estimation of the evolution of the cumulative PV waste mass considering the regular-loss scenario for Germany, Italy, Spain, France, and Belgium.

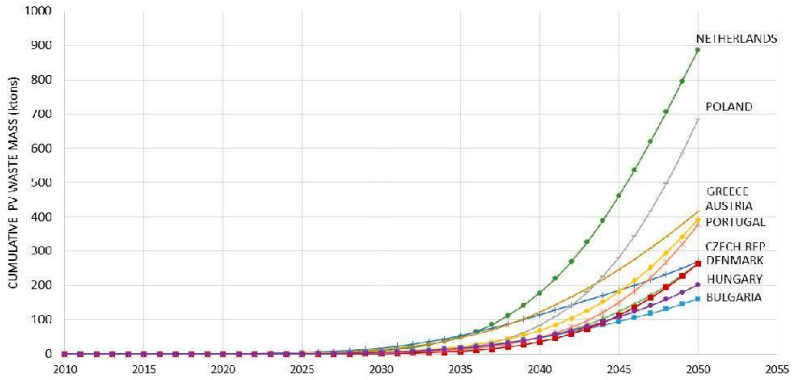


Figure 5. Estimation of the evolution of the cumulative PV waste mass considering the regular-loss scenario for the Netherlands, Poland, Austria, Greece, Portugal, Czech Republic, Denmark, Hungary, and Bulgaria.

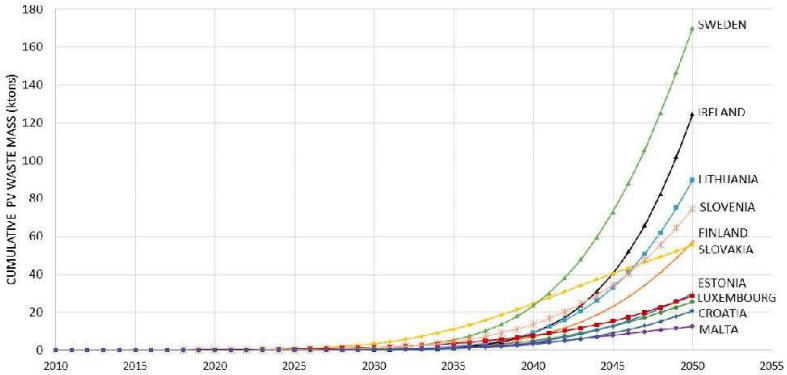


Figure 6. Estimation of the evolution of the cumulative PV waste mass considering the regular-loss scenario for Sweden, Ireland, Lithuania, Slovenia, Finland, Slovakia, Estonia, Luxembourg, Croatia, and Malta.

Figure 4 illustrates Europe's countries with the highest projected cumulative waste generation. The countries in question are Germany, Italy, Spain, France, and Belgium. In this group, Germany is the clear main producer with a projected waste generation of 6500 ktons by 2050, making it the country with the most significant management challenge. This volume is a direct reflection of the country's historic installed capacity, driven by national initiatives such as the Energiewende, which encouraged a significant increase in the deployment of solar energy. Similarly, Italy and Spain, with projected figures of 2600 and 1900 ktons, respectively, also face considerable challenges, given their favorable climates and policies that have encouraged the installation of photovoltaic systems. France, with a projected volume of 1900 ktons, demonstrates a relatively moderate growth trajectory, potentially attributable to its historical reliance on nuclear power. Conversely, Belgium anticipates a considerably lower volume, with less than 500 ktons, reflecting its geographical and climatic constraints with regard to the adoption of this technology. The projections indicate that, although the rate of growth may vary, the volume of waste generated is set to increase significantly from 2040 onwards. This is linked to the end of life of the systems installed between 2010 and 2020. This scenario emphasizes the necessity for the

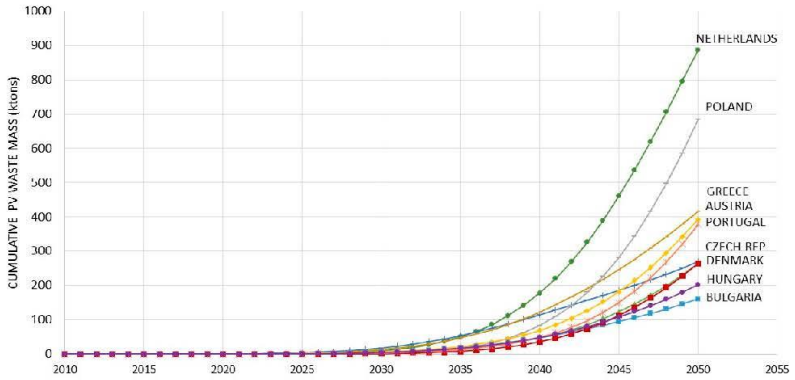


Figure 5. Estimation of the evolution of the cumulative PV waste mass considering the regular-loss scenario for the Netherlands, Poland, Austria, Greece, Portugal, Czech Republic, Denmark, Hungary, and Bulgaria.

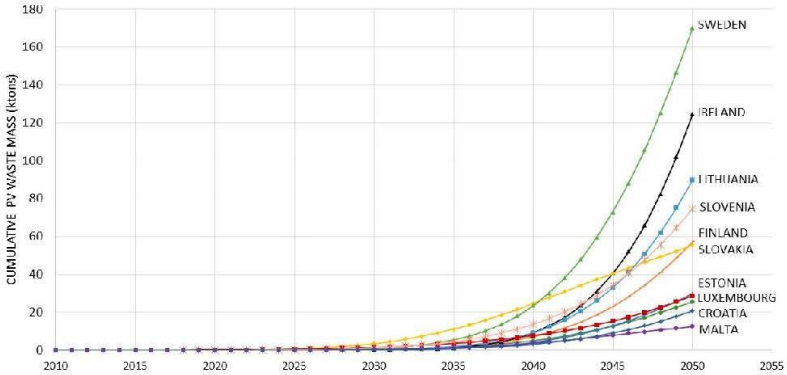


Figure 6. Estimation of the evolution of the cumulative PV waste mass considering the regular-loss scenario for Sweden, Ireland, Lithuania, Slovenia, Finland, Slovakia, Estonia, Luxembourg, Croatia, and Malta.

Figure 4 illustrates Europe's countries with the highest projected cumulative waste generation. The countries in question are Germany, Italy, Spain, France, and Belgium. In this group, Germany is the clear main producer with a projected waste generation of 6500 ktons by 2050, making it the country with the most significant management challenge. This volume is a direct reflection of the country's historic installed capacity, driven by national initiatives such as the Energiewende, which encouraged a significant increase in the deployment of solar energy. Similarly, Italy and Spain, with projected figures of 2600 and 1900 ktons, respectively, also face considerable challenges, given their favorable climates and policies that have encouraged the installation of photovoltaic systems. France, with a projected volume of 1900 ktons, demonstrates a relatively moderate growth trajectory, potentially attributable to its historical reliance on nuclear power. Conversely, Belgium anticipates a considerably lower volume, with less than 500 ktons, reflecting its geographical and climatic constraints with regard to the adoption of this technology. The projections indicate that, although the rate of growth may vary, the volume of waste generated is set to increase significantly from 2040 onwards. This is linked to the end of life of the systems installed between 2010 and 2020. This scenario emphasizes the necessity for the

establishing more rigorous objectives for the adoption of solar energy, leading to a notable surge in the deployment of PV systems.

Another point of view we would like to draw attention to is the difference in waste that will be produced according to the new capacity targets set out in the national plans submitted to the EU Commission. This waste is compared to the waste that would have been generated if the plans' targets had remained unchanged. This analysis, illustrated in Figure 7, demonstrates the potential impact of these new targets on PV waste production towards 2050.

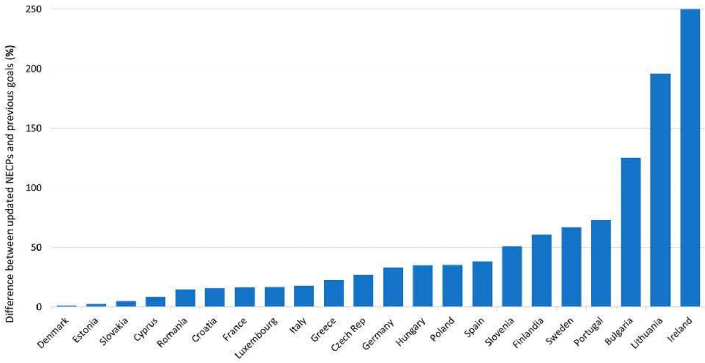


Figure 7. Cumulative PV waste mass in 2050 as a difference between updated NECPs and previous goals for countries that show a difference above 0.5%.

It should be noted that some countries have been omitted from Figure 7 for the sake of enhanced clarity and legibility. One such example is the Netherlands. As the country recently formulated its NECP, the findings presented herein are particularly relevant. The NECP, presented in 2019, projected a solar PV capacity of 27 GW by 2030, underscoring the country's commitment to sustainability. Despite its leadership in renewable energy adoption, the country has experienced opposition to solar farm projects in certain areas, creating challenges in integrating climate and energy transition policies. As outlined in Section 2.1, the updated NECP projects an installed capacity of 25.7 GW, representing a 4.80% reduction in installed capacity by 2030 and achieving a cumulative PV waste mass reduction of 1.85%, equivalent to 17,805 tons less than the previous NECP. The projected mass of waste generated in the year 2050 is expected to decrease from 99,837.22 to 96,361 tons. Although not included in Figure 7, Malta has shown a marginal increase in PV waste mass of 16 tons, equivalent to a growth of 0.13%. This increase can be attributed to the fact that the country has increased its installed capacity target in its updated NECP. Although relatively modest, Malta's projected installed capacity of 270 MW by 2030 indicates a positive trend in PV uptake and the associated increase in waste generation if met. Figure A4 in Appendix shows Cumulative PV waste mass up to 2030 for EU members who submitted NECPs with updated targets for the regular-loss scenario.

Upon closer examination of the results shown, it becomes evident that Lithuania and Ireland may encounter significant internal challenges regarding PV waste mass generation. These countries show notable variations in cumulative mass generation under updated targets through 2030 with differences around 200% compared to others. Considering these findings, developing and implementing medium- and long-term strategies are imperative and warrant serious consideration.

Analyzing the updated targets of each NECP, another issue for consideration is the contribution of waste mass generation in the European Union as a whole, as shown in Figure 8 below.

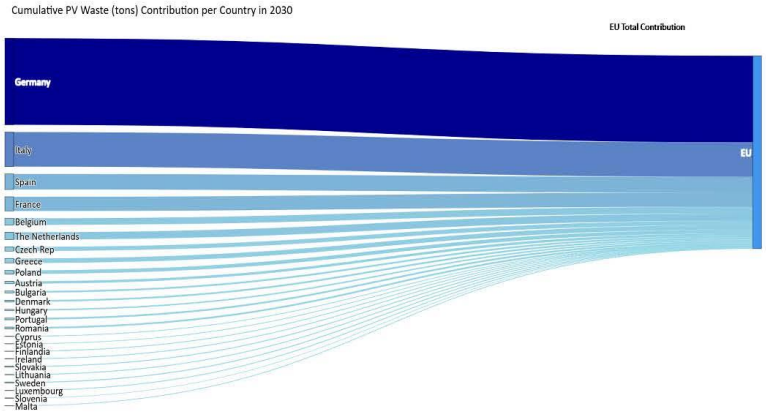


Figure 8. Cumulative PV waste mass contribution per country in 2030 for the early-loss scenario in tons.

As expected, the mass of waste generated in all cases is higher in the early-loss scenario than in the regular-loss scenario. This situation corresponds to the evolution of the annual installed mass over time and can be seen in the results presented in Tables 2 and 3. PV plants will be affected by a progressive power loss, which, in the case of the early-loss scenario, will be markedly faster than in the regular loss due to the variation in the form factor, which has a smaller value [27]. The replacement of decommissioned modules due to early-life-stage power losses will result in a greater final installed mass in the early-loss scenario than in the regular-loss scenario. In both assessed degradation scenarios, the same countries are observed as the primary contributors to the generation of PV waste mass: Germany, Italy, France, and Spain.

The discrepancies between the early-loss and regular-loss scenarios demonstrate the urgent need for proactive measures in PV waste management. Investment in technologies designed to extend the lifespan of PV modules is essential to mitigate the risks associated with the early-loss scenario and reduce overall waste generation.

3.2. Calculation of the Annual PV WEEE Mass

While the results of the projection of the accumulated waste mass are of great interest, it is equally relevant to analyze the mass of waste that will be generated annually. This approach would allow us not only to anticipate logistical needs, such as waste collection, transport, and storage, but also to plan the industrial capacities required for recycling, repair, and reuse more efficiently. An annual analysis could also facilitate the identification of periods of high PV waste mass generation, which would be crucial to designing flexible strategies to ensure the sustainability of management systems. This includes the assessment of existing infrastructure, investment in advanced technologies for handling this PV waste mass, and the implementation of adaptive regulations to ensure proper management in line with the objectives of the sustainable energy transition. Figures 9–11 present the evolution of annual PV waste mass generation while Figure A3 in Appendix A Annual PV waste mass up to 2030 for EU members who submitted NECPs with updated targets for the early-loss scenario.

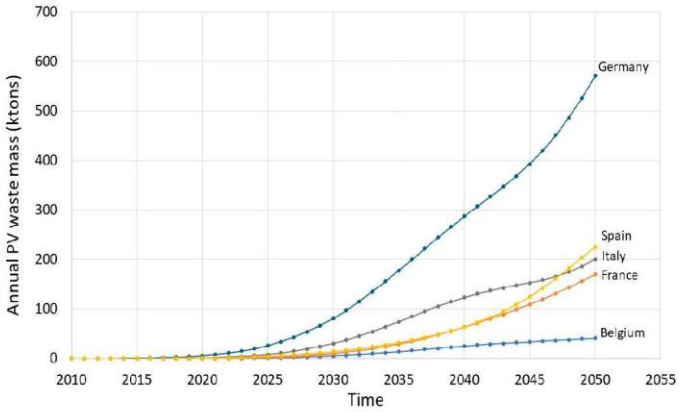


Figure 9. Estimation of the evolution of the annual PV waste mass considering the regular-loss scenario for Germany, Spain, Italy, France, and Belgium.

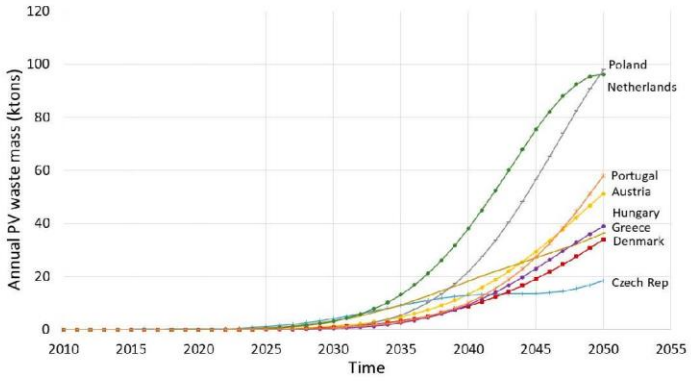


Figure 10. Estimation of the evolution of the annual PV waste mass considering the regular-loss scenario for Poland, the Netherlands, Portugal, Austria, Hungary, Greece, Denmark, and the Czech Republic.

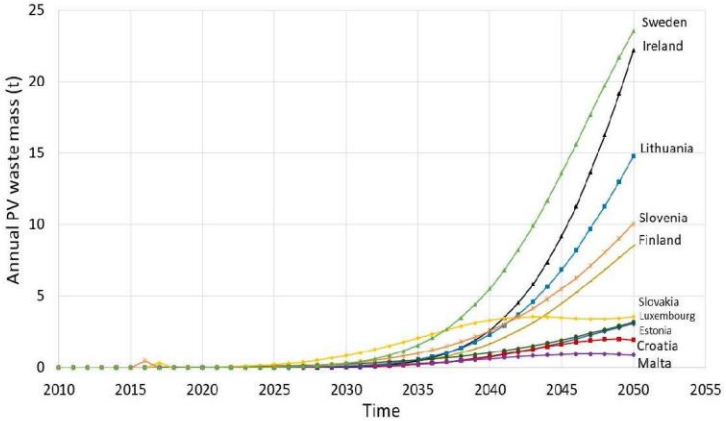


Figure 11. Estimation of the evolution of the annual PV waste mass considering the regular-loss scenario for Sweden, Ireland, Lithuania, Slovenia, Finland, Slovakia, Luxembourg, Estonia, Croatia, and Malta.

When analyzing these curves, it is evident that, while they all demonstrate an upward trend to a greater or lesser extent, certain countries such as Italy, Greece, the Czech Republic, and Slovakia exhibit turning points in the annual waste mass generation curves. These fluctuations indicate uneven rhythms in PV capacity installation in different periods over time, leading to a reduction in PV waste generation projections during specific periods.

3.3. Discussion on Photovoltaic Waste Management

This section will analyze some of the critical aspects of the treatment of photovoltaic waste, with a focus on the groups identified in Section 3.1. The first group is defined as those whose difference in waste generation is less than 0.5% (Figure 7), while the second group comprises the countries shown Figure 8.

Germany, the foremost PV energy market in Europe, has established a robust framework for the management of its expanding volumes of PV waste. At present, several substantial facilities are in operation, including those managed by the Reiling Company group. These facilities are primarily focused on silicon-based PV panels, with the Reiling plant capable of recycling up to 10,000 tons of panels annually. The current infrastructure in Germany has the capacity to handle approximately 50,000 tons of PV waste per year [28]. Nevertheless, the country's anticipated volume of PV waste will far exceed this capacity. This consequently requires continuous investment in expanding recycling infrastructure and enhancing efficiency in recovering valuable materials, including silicon, silver, and other metals.

In contrast, France is making significant advances in the development of its PV waste management systems, as evidenced by Veolia's facility in Rousset, which is capable of recycling 4000 tons of PV panels annually [1]. This facility, one of the most advanced in Europe, is capable of recovering up to 95% of the materials that comprise a photovoltaic panel. Additionally, Soren (formerly PV Cycle France) plays a pivotal role in coordinating PV waste collection and recycling initiatives at the national level. Notwithstanding these initiatives, France's projected PV waste generation of over 2 million tons by 2050 necessitates a strategic expansion of recycling capacity to accommodate the anticipated surge.

Italy follows a comparable trajectory, with facilities such as Relight Group and S.I.R.E. (Società Italiana Recupero Ecologico) collectively managing a significant portion of the country's PV waste. Additionally, newer facilities, such as Tialpi, are working to enhance recycling processes, and the pilot plant can handle 1000 tons per year [29]. Italy's current recycling capacity is estimated to be between 3000 and 5000 tons per year. Nevertheless, in light of the projected 3 million tons of PV waste that Italy is expected to generate by 2050, it is of the utmost importance that the nation significantly expands its infrastructure. Italy, like other major PV markets, is prioritizing the improvement of material recovery rates and the overall efficiency of its recycling processes.

The recycling practices of PV waste in the Netherlands, Austria, Belgium, Latvia, and Malta reveal both approaches and common strengths, reflecting their commitment to sustainable waste management and alignment with European Union directives. The Netherlands has demonstrated a strong commitment to sustainable waste management practices, supported by a robust regulatory framework and significant investments in infrastructure. Circular economy principles guide these efforts [30] which emphasize resource efficiency and the minimization of environmental impacts. As a result, the existing measures provide the necessary framework to manage PV waste effectively, even in scenarios of increased cumulative generation.

Focusing on Austria, it is worth commenting that the government implements WEEE recycling through the use of existing electronic waste recycling facilities in accordance with EU directives. Nevertheless, it faces difficulties in managing PV waste due to a lack

of specialized facilities and the necessity for policy updates. The utilization of general electronic waste facilities results in a reduction in recycling efficiency, highlighting the need for increased investment in dedicated PV recycling infrastructure [31].

On the other hand, Belgium has developed a robust system for managing WEEE, combining manual and automated recycling processes to ensure compliance with EU directives [32]. Although Cesaro et al.'s work warned in 2018 that the country was facing the challenge of scaling up recycling capacity to handle future increases in PV waste while maintaining economic efficiency [33,34], nowadays, despite a minor change in the NECP target, it remains an issue to consider [32]. Among these countries, Malta will face significant challenges in WEEE and PV waste management due to its smaller market size and limited local infrastructure compared to the other EU markets. The country often exports electronic and PV waste to larger EU countries for processing. Malta's reliance on external facilities underscores the need for investment in local recycling capabilities to handle increasing waste volumes effectively [35]. While complying with the EU recycling directives, further development is needed to achieve self-sufficiency in waste management.

Focusing on Figure 7 and analyzing Lithuania and Ireland, to the best of our knowledge, neither of them has highly specialized and advanced facilities dedicated exclusively to solar panel recycling. However, Ireland runs various recycling and collection programs, including WEEE Ireland [36], which manages recycling initiatives without a specific focus on solar panels.

In contrast, although Lithuania follows the same guidelines, it has not achieved noteworthy advancements in this particular field [35].

From a policy perspective, these findings provide a compelling rationale for reviewing EU directives on PV waste management. A reassessment should incorporate mandatory targets for recycling efficiency, reusing standards, material recovery, and circular economy principles. One of the key solutions for PV waste management is enhancing circularity through the repair and reuse of PV modules that are decommissioned prematurely but remain functionally viable. The IEC TR63525 ED1 report is currently being developed, but has not been edited yet, to establish guidelines for assessing the reuse potential of PV modules and ensuring their reliability. Recent studies, such as Rosillo et al.'s, have demonstrated the feasibility of PV repair to extend their lifespan [37]. Additionally, integrating ecodesign and design for recycling principles into PV module manufacturing can significantly improve recyclability, enhance material recovery, and reduce environmental impact. These measures, along with strategic policy adjustments, could mitigate the long-term consequences of PV waste and contribute to a more sustainable European supply chain.

Such measures would reduce the environmental impact and encourage the growth of a secondary market for recovered materials, thereby alleviating supply chain constraints in the production of new modules.

In addition to the logistical challenges associated with managing PV waste, it is imperative to consider the significant environmental and economic implications. From an economic perspective, the increasing PV waste issue presents challenges and opportunities. While managing and recycling large quantities of waste is costly, expanding the PV recycling and reuse sector offers significant potential for economic growth. The establishment of a robust PV recycling industry has the potential to create new employment opportunities, drive technological innovation, and support the EU's goals of resource independence, particularly in relation to critical raw materials such as rare metals.

3.4. Comparison with Other Regions

Although the European Union has been a leader in PV waste management, with regulatory frameworks such as the WEEE Directive, other global players such as China and Australia face unique challenges and opportunities in addressing PV waste.

In China, PV waste management is still in its early stages compared to the EU. The country is projected to generate 6.24 million tons of PV waste by 2050, a significantly higher volume than any European country [38]. However, China lacks a comprehensive regulatory framework for PV waste treatment. Unlike the EU, where the WEEE Directive mandates producer responsibility, China does not yet have an extended producer responsibility (EPR) scheme for PV panels, leading to inadequate funding for recycling initiatives [39]. Another major challenge is the limited infrastructure for material recovery, particularly for high-value elements such as silicon and silver. Despite these limitations, China has been investing in research and pilot projects for PV recycling, focusing on process innovations such as advanced delamination techniques and chemical extraction to improve recovery rates [40].

Australia also faces challenges in PV waste management, but this is different from China's policy approach. Unlike China, Australia has recognized the need for a circular economy model and has started developing EPR schemes similar to those in the EU. However, there are still no national regulations mandating PV panel recycling, leading to inconsistencies in waste treatment across different states [41]. Studies indicate that upcycling technologies could play a crucial role in Australia's transition to a more sustainable PV waste management system. Research suggests that upcycling reduces environmental impact compared to downcycling and could help integrate recovered materials into the domestic supply chain [42].

Australia's key challenges include the high costs of recycling, limited local infrastructure, and reliance on landfill disposal. Unlike the EU, where centralized recycling hubs exist, Australia must invest in developing national-scale facilities. Additionally, while some companies have begun implementing pilot projects, the lack of financial incentives could make large-scale PV recycling economically unfeasible. Despite these challenges, Australia's focus on policy-driven solutions, particularly in EPR and upcycling strategies, represents a step forward in aligning with EU circular economy practices.

4. Conclusions

This study provides a comprehensive assessment of photovoltaic (PV) waste mass generation across European Union (EU) member states, utilizing the most recent data from the updated National Energy and Climate Plans (NECPs) as of December 2023. The findings highlight the dual challenge facing the EU: while the expansion of PV capacity is essential to achieving the 2050 climate neutrality goals, the projected increase in PV waste underscores the pressing need to develop tailored waste management strategies.

Our analysis demonstrates that Germany, Italy, France, and Spain are expected to generate the largest quantities of PV waste, necessitating the development of large-scale, specialized recycling facilities. However, smaller nations such as Lithuania and Ireland will also experience significant increases due to ambitious NECP targets despite lacking adequate recycling infrastructure. These findings emphasize the urgency of establishing either national or regional recycling hubs to prevent bottlenecks in PV waste treatment.

Furthermore, this study highlights the critical challenges associated with solar panel recycling, not only from a technical perspective but also from an economic standpoint, which remains one of the major obstacles to large-scale recycling implementation. Current recycling efforts face significant barriers, including the low market value of recovered materials, high operational costs, and a lack of strong financial incentives. Without tar-

geted policy interventions, many decommissioned solar panels may continue to end up in landfills rather than being effectively recycled. Future efforts should focus on advancing recycling technologies to improve material recovery rates and economic feasibility through supportive policies and business models. Developing secondary markets for recovered PV materials, strengthening extended producer responsibility (EPR) policies to ensure manufacturers contribute to end-of-life management costs, and incentivizing large-scale recycling investments will be key elements in addressing these challenges.

Additionally, establishing regional recycling hubs and enhancing financial incentives and regulatory frameworks will be crucial to supporting the circular economy and minimizing the environmental impact of PV waste. Efforts should also consider investment in research on upcycling processes that contribute to the European supply chain, enhancing the sustainability and value of recovered materials. Moreover, integrating ecodesign principles and design for recycling approaches in the early stages of PV module manufacturing can significantly enhance their recyclability, extend their lifespan, and reduce the overall environmental impact of the solar industry.

Achieving a climate-neutral society by 2050 requires an integrated approach to accelerating renewable energy deployment while ensuring sustainable waste management. The conclusions drawn from this study provide essential guidance for policymakers, industry stakeholders, and researchers, supporting the development of effective PV waste management strategies. By addressing both technical and economic challenges, the EU can establish a more resilient and circular photovoltaic industry, ensuring that solar energy remains a truly sustainable solution for the future.

Author Contributions: M.B.N.M.: writing—review and editing, writing—original draft, visualization, validation, methodology, investigation, formal analysis, data curation, conceptualization. F.G.R.: writing—review and editing, writing—original draft, visualization, validation, methodology, investigation, formal analysis, conceptualization. M.Á.M.-G.: writing—review and editing. M.d.C.A.-G.: writing—review and editing, visualization, validation, supervision, resources, project administration, funding acquisition, formal analysis, conceptualization. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This research was funded by MICIN/AEI/10.13039/501100011033, grant PID2020-118417RB-C21. Partial funding through MEDIDA C17.I2G: CIEMAT Nuevas tecnologías renovables híbridas, Ministerio de Ciencia e Innovación, Componente 17 "Reforma Institucional y Fortalecimiento de las Capacidades del Sistema Nacional de Ciencia e Innovación". Medidas del plan de inversiones y reformas para la recuperación económica funded by the European Union—NextGenerationEU.

Data Availability Statement: These data were derived from the following resources available in the public domain: https://www.irena.org/Data/Downloads/IRENASTAT (accessed on 27 November 2024).

Acknowledgments: The authors also wish to thank Arvid van der Heide for discussions on Belgian targets.

Conflicts of Interest: There are no conflicts of interest to declare.

Appendix A

Updated targets from the NECP of each country.

Table A1. The 2030 NECP goals for EU countries.

Country	Updated NECP 2030 Target (GW)
Austria [17]	17.00 *
Belgium [43]	14.50
Bulgaria [44]	5.50

Table A1. *Cont.*

Country	Updated NECP 2030 Target (GW)
Croatia [45]	1.00
Cyprus [46]	0.90
Czechia [47]	10.10
Denmark [48]	11.70
Estonia [49]	1.20
Finland [50]	2.80
France [51]	54.00
Germany [52]	215.00
Greece [53]	13.00
Hungary [54]	12.00
Ireland [55]	8.00
Italy [56]	79.90
Latvia [57]	2.13 *
Lithuania [58]	5.10
Luxembourg [59]	1.10
Malta [60]	0.27
Netherlands [61]	25.80
Poland [62]	30.00
Portugal [63]	20.40
Romania [64]	8.00
Slovakia [65]	1.40
Slovenia [66]	3.50
Spain [67]	76.40
Sweden [68]	6.50

* Target estimated from electricity generation information obtained from NECPs submitted after July 2024.

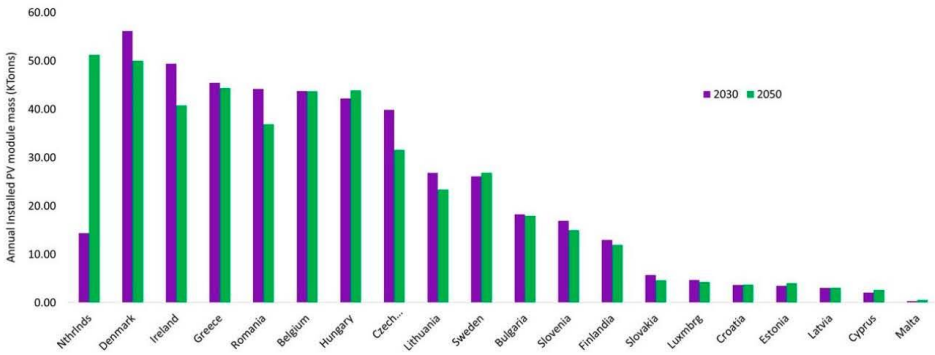


Figure A1. Projected annual PV installed mass up to 2030 and 2050 for EU members who submitted NECPs with updated targets for the regular-loss scenario: countries projected to install less than 100 k tons of PV modules.

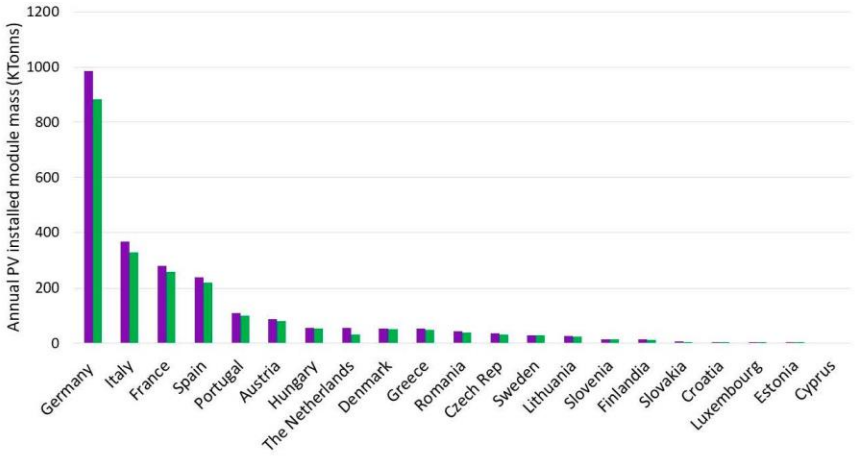


Figure A2. Projected annual PV installed mass up to 2030 and 2050 for EU members who submitted NECPs with updated targets for the early-loss scenario.

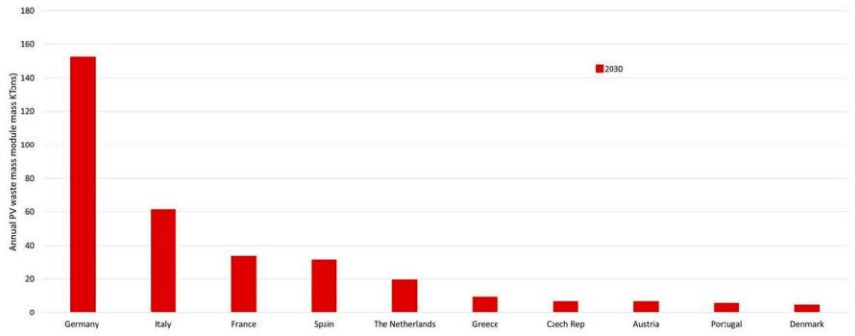


Figure A3. Annual PV waste mass up to 2030 for EU members who submitted NECPs with updated targets for the early-loss scenario. For visualization reasons, countries with less than 0.5 ktons of annual PV waste mass generation are omitted.

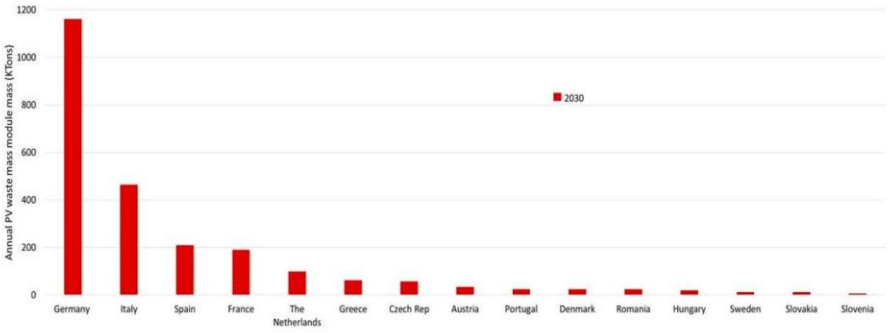


Figure A4. Cumulative PV waste mass up to 2030 for EU members who submitted NECPs with updated targets for the regular-loss scenario. For visualization reasons, countries with less than 0.5 ktons of annual PV waste mass generation are omitted.

References

1. Komoto, K.; Held, M.; Agraffeil, C.; Alonso-García, C.; Danelli, A.; Lee, J.-S.; Lyu, F.; Bilbao, J.; Deng, R.; Heath, G.; et al. Status of PV Module Recycling in Selected IEA PVPS Task12 Countries 2022 PVPS Task 12 PV. Available online: https://iea-pvps.org/key-topics/status-of-pv-module-recycling-in-selected-iea-pvps-task12-countries/ (accessed on 1 November 2024).
2. Global Market Outlook for Solar Power 2023–2027. 2023. Available online: www.solarpowereurope.org (accessed on 1 November 2024).
3. Masson, G.; Bosch, E.; Van Rechem, A.; de l'Epine, M.; IEA PVPS Task 1 Members. Snapshot of Global PV Markets 2024. 2024. Available online: www.iea-pvps.org (accessed on 5 November 2024).
4. The European Parliament and the Council of the European Union. Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council. In *Official Journal of the European Union*; The European Parliament and the Council of the European Union: Brussels, Belgium, 2021.
5. The European Parliament and the Council of the European Union. Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 "European Climate Law". In *Official Journal of the European Union*; The European Parliament and the Council of the European Union: Brussels, Belgium, 2018.
6. European Court of Auditors. Special Report 18/2023: EU Climate and Energy Targets—2020 Targets Achieved, but Little Indication That Actions to Reach the 2030 Targets Will Be Sufficient. 2023. Available online: https://www.eca.europa.eu/en/publications/SR-2023-18 (accessed on 24 October 2024).
7. The European Parliament and the Council—European Commission. *Commission Implementing Regulation (EU) 2022/2299*; The European Parliament and the Council of the European Union: Brussels, Belgium, 2022.
8. IRENA Database. Power Capacity and Generation. Available online: https://www.irena.org/Data/Downloads/IRENASTAT (accessed on 27 November 2024).
9. Tembo, P.M.; Subramanian, V. Current trends in silicon-based photovoltaic recycling: A technology, assessment, and policy review. *Sol. Energy* **2023**, *259*, 137–150. [CrossRef]
10. Trivedi, H.; Meshram, A.; Gupta, R. Recycling of photovoltaic modules for recovery and repurposing of materials. *J. Environ. Chem. Eng.* **2023**, *11*, 109201. [CrossRef]
11. Divya, A.; Adish, T.; Kaustubh, P.; Zade, P.S. Review on recycling of solar modules/panels. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* **2023**, *253*, 112151. [CrossRef]
12. Liu, C.; Zhang, Q.; Liu, L. Estimation of photovoltaic waste spatio-temporal distribution by 2060 in the context of carbon neutrality. *Environ. Sci. Pollut. Res.* **2023**, *30*, 34840–34855. [CrossRef]
13. Song, G.; Lu, Y.; Liu, B.; Duan, H.; Feng, H.; Liu, G. Photovoltaic panel waste assessment and embodied material flows in China, 2000–2050. *J. Environ. Manag.* **2023**, *338*, 117675. [CrossRef] [PubMed]
14. Santos, J.D.; Alonso-García, M.C. Projection of the photovoltaic waste in Spain until 2050. *J. Clean. Prod.* **2018**, *196*, 1613–1628. [CrossRef]
15. Nieto-Morone, M.B.; Alonso-García, M.C.; Rosillo, F.G.; Santos, J.D.; Muñoz-García, M.A. State and prospects of photovoltaic module waste generation in China, USA, and selected countries in Europe and South America. *Sustain. Energy Fuels* **2023**, *7*, 2163–2177. [CrossRef]
16. Santos, J.D.; Alonso-García, M.C.; Vela, N. Update of the projection of the photovoltaic waste in Spain until 2050. In Proceedings of the 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 2019, Marseille, France, 9–13 September 2019; ISBN 978-1-7138-0353-9.
17. Federal Ministry Republic of Austria. *Integrated National Energy and Climate Plan for Austria*; Federal Ministry Republic of Austria: Vienna, Austria, 2024.
18. Ministry of Economic Affairs and Employment. *Latvia-Final Updated NECP 2021-2030 (English)*; Ministry of Economic Affairs and Employment: Riga, Latvia, 2023.
19. US Department of Energy. SETO FY21—Photovoltaics. 2022. Available online: https://www.energy.gov/eere/solar/seto-fy21-photovoltaics (accessed on 1 November 2024).
20. Springer, M.; Jordan, D.C.; Barnes, T.M. Future-proofing photovoltaics module reliability through a unifying predictive modeling framework. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* **2023**, *31*, 546–553. [CrossRef]
21. Lai, G.; Wang, D.; Wang, Z.; Fan, F.; Wang, Q.; Wang, R. Distribution-based PV module degradation model. *Energy Sci. Eng.* **2023**, *11*, 1219–1228. [CrossRef]
22. Kumar, S.; Sarkar, B. Design for Reliability with Weibull Analysis for Photovoltaic Modules 2013. (Volume 3, Issue 1). Available online: http://inpressco.com/category/ijcet (accessed on 2 November 2024).
23. Kuitche, J. Statistical lifetime prediction for photovoltaic modules. In Proceedings of the Photovoltaic Module Reliability Workshop, Golden, CO, USA, 18–19 February 2010.
24. Laronde, R.; Charki, A.; Bigaud, D. Reliability of photovoltaic modules based on climatic measurement data. *Int. J. Metrol. Qual. Eng.* **2010**, *1*, 45–49. [CrossRef]
25. Dodson, B. *The Weibull Analysis Handbook*, 2nd ed.; ASQ Quality Press: Milwaukee, WI, USA, 2006.

26. Weckend, S.; Wade, A.; Heath, G. *End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels*; National Renewable Energy Laboratory (NREL): Golden, CO, USA, 2016.
27. Köntges, M.; Kurts, S.; Jahn, U.; Berger, K.; Kato, K.; Friesen, T.; Liu, H.; Iseghem, M. Performance and Reliability of Photovoltaic Systems Subtask 3.2: Review of Failures of Photovoltaic Modules: IEA PVPS task 13: External Final Report IEA-PVPS. 2014. Available online: https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/ (accessed on 2 November 2024).
28. Held, M.; Wessendorf, C. Status of PV Module Take-Back and Recycling in Germany—IEA Task 12. 2024. Available online: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/03/IEA-PVPS-T12-27-Report-PV-Recycling-in-Germany.pdf (accessed on 2 November 2024).
29. Wambach, K.; Libby, C.; Shaw, S. Advances in Photovoltaic Module Recycling—Literature Review and Update to Empirical Life Cycle Inventory Data and Patent Review—Task 12 PV Sustainability Activities. 2024. Available online: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/06/IEA-PVPS-T12-28-2024-Report-PV-Recycling-LCI_EPRI.pdf (accessed on 1 November 2024).
30. Ciocoiu, C.N.; Colesca, S.E.; Rudăreanu, C.; Popescu, M.-L. Management of waste electrical and electronic equipment in Romania: A mini-review. *Waste Manag. Res. J. A Sustain. Circ. Econ.* **2016**, *34*, 96–106. [CrossRef] [PubMed]
31. Andersen, T. A comparative study of national variations of the European WEEE directive: Manufacturer's view. *Environ. Sci. Pollut. Res.* **2022**, *29*, 19920–19939. [CrossRef] [PubMed]
32. WEEE Forum. 2019. Available online: https://weee-forum.org/ (accessed on 1 November 2024).
33. Cesaro, A.; Marra, A.; Kuchta, K.; Belgiorno, V.; Van Hullebusch, E. WEEE management in a circular economy perspective: An overview. *Glob. Nest J.* **2018**, *20*, 743–750. [CrossRef]
34. De Meester, S.; Nachtergaele, P.; Debaveye, S.; Vos, P.; Dewulf, J. Using material flow analysis and life cycle assessment in decision support: A case study on WEEE valorization in Belgium. *Resour. Conserv. Recycl.* **2019**, *142*, 1–9. [CrossRef]
35. European Environment Agency; European Topic Centre. Circular Economy and Resource Use. In *Circular Economy Country Profile—Lithuania*; European Environment Agency: Copenhagen, Denmark, 2022.
36. WEEE Ireland. WEEE Ireland—The Irish Compliance Scheme for Electrical and Battery Recycling. 20 June 2024. Available online: https://www.weeeireland.ie/ (accessed on 1 November 2024).
37. Rosillo, F.G.; Nieto-Morone, M.B.; Esteva, J.B.; Soriano, F.; Temprano, S.; González, C.; Alonso-García, M.D.C. Repairing ribbon bus bar interruptions in photovoltaic modules using non-intrusive interruption location. *Renew. Energy* **2024**, *223*, 120012. [CrossRef]
38. Wang, G.; Liao, Q.; Xu, H. Anticipating future photovoltaic waste generation in China: Navigating challenges and exploring prospective recycling solutions. *Environ. Impact Assess. Rev.* **2024**, *106*, 107516. [CrossRef]
39. Wang, J.; Feng, Y.; He, Y. Insights for China from EU management of recycling end-of-life photovoltaic modules. *Sol. Energy* **2024**, *273*, 112532. [CrossRef]
40. Zhou, Y.; Wen, J.; Zheng, Y.; Yang, W.; Zhang, Y.; Cheng, W. Status quo on recycling of waste crystalline silicon for photovoltaic modules and its implications for China's photovoltaic industry. *Front. Energy* **2024**, *18*, 685–698. [CrossRef]
41. Nimesha, K.M.D.; Robert, D.J.; Giustozzi, F.; Setunge, S. Sustainable management of end of life crystalline silicon solar panels in Australia: Advancing circular economy practices. *Sol. Energy* **2024**, *282*, 112933. [CrossRef]
42. Shrestha, N.; Zaman, A. Decommissioning and Recycling of End-of-Life Photovoltaic Solar Panels in Western Australia. *Sustainability* **2024**, *16*, 526. [CrossRef]
43. Belgian Conciliation Committee. *Belgian National Energy and Climate Plan Draft Update*; European Commission Documents; NECP: Brussels, Belgium, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/belgium-draft-updated-necp-2021-2030_en (accessed on 30 September 2024).
44. Ministry of Energy—Ministry of Environment and Water. *Integrated Plan in the Field of Energy and Climate in the Republic of Bulgaria*; European Commission Documents; Ministry of Energy: Sofia, Bulgaria, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/bulgaria-draft-updated-necp-2021-2030_en (accessed on 30 September 2024).
45. Ministry of Economy and Sustainable Development. *Integrated National Energy and Climate Plan for the Republic of Croatia for the Period 2021-2030*; European Commission Documents; Ministry of Economy and Sustainable Development: Tblisi, Georgia, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/croatia-draft-updated-necp-2021-2030_en (accessed on 30 November 2024).
46. Government of Cyprus. *Consolidated National Plan of Cyprus on Energy and Climate of Cyprus*; European Commission Documents; Preliminary Draft update; Government of Cyprus: Nicosia Cyprus, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/cyprus-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (accessed on 30 September 2024).
47. Government of Czech Republic. *Update of the Czech National Plan of the Republics in the Field of Energy and Climate*; Government of Czech Republic: Prague, Czech, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/czech-draft-updated-necp-2021-2030_en (accessed on 1 January 2024).

48. Government of Denmark. *Draft Updated National Energy and Climate Plan for Denmark*; Government of Denmark: Copenhagen, Denmark, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/denmark-draft-updated-necp-2021-2030_en (accessed on 30 September 2024).
49. Government of the Republic of Estonia. *Draft Update of Estonia's National Energy and Climate Plan for 2023 for Estonia*; Government of the Republic of Estonia: Tallinn, Estonia, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/estonia-draft-updated-necp-2021-2030_en (accessed on 30 September 2024).
50. Ministry of Economic Affairs and Employment. *Finland's Integrated National Energy and Climate Plan—Draft Update*; Ministry of Economic Affairs and Employment: Helsinki, Finland, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/finland-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (accessed on 20 September 2024).
51. Government of France. *National Energy Climate—Plan of France Draft Update 2023*; Government of France: Paris, France, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/france-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (accessed on 30 September 2024).
52. Government of Germany. *Update of the Integrated National Energy and Climate Plan of Germany*; Government of Germany: Berlin, Germany, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/germany-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (accessed on 30 September 2024).
53. Hellenic Republic Ministry of Environment and Energy. *National Energy and Climate Plan of Greece*; Hellenic Republic Ministry of Environment and Energy: Athens, Greece, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/greece-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2025_en (accessed on 30 September 2024).
54. Government of Hungary. *National Energy and Climate Plan of Hungary: Revised Version 2023*; Government of Hungary: Budapest, Hungary, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/hungary-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (accessed on 30 October 2024).
55. Department of the Environment, Climate and Communications. *Draft Updated National Energy & Climate Plan of Ireland*; The Government of Ireland: Dublin, Ireland, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/ireland-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (accessed on 30 September 2024).
56. Ministry of the Environment and Energy Security. *National Plan Integrated for Energy and Climate—Ministry of Environment and Energy Security, Rome, Italy*. 2023. Available online: https://commission.europa.eu/publications/italy-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (accessed on 30 September 2024).
57. Government of Latvia. *Latvia's National Energy and Climate Plan—2021–2030*; Updated Plan Draft; Government of Latvia: Riga, Latvia, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/latvia-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (accessed on 30 September 2024).
58. Ministry of Energy of the Republic of Lithuania. *Draft Update of the Integrated National Energy and Climate Plan of the Republic of Lithuania*; Ministry of Energy of the Republic of Lithuania: Vilnius, Lithuania, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/lithuania-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (accessed on 30 October 2024).
59. Ministry of Energy and Land Use Planning; Ministry of the Environment, Climate and Sustainable Development. *Integrated National Plan Energy and Climate in Luxembourg for the Period 2021–2030*; Draft Update; Government of the Grand Duchy of Luxembourg: Luxemburg, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/luxembourg-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (accessed on 30 September 2024).
60. Government of Malta. *Malta—Draft National Energy and Climate Plan 2021–2030*; Government of Malta: Valletta, Malta, 2023.
61. Ministry of Economic Affairs and Climate Policy. *Draft Update of the National Plan of Energy and Climate for the Netherlands*; Ministry of Economic Affairs and Climate Policy: The Hague, The Netherlands, 2024; Available online: https://commission.europa.eu/publications/malta-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2025_en (accessed on 31 September 2024).
62. Ministry of Climate and Environment. *National Plan in the Field of Energy and Climate by 2030 for Poland—Update of NECP*; Ministry of Climate and Environment: Warsaw, Poland, 2024; Available online: https://commission.europa.eu/publications/poland-draft-updated-necp-2021-2030_en (accessed on 1 July 2024).
63. Government of Portugal. *Portugal National Energy and Climate Plan 2021–2030 (NECP 2030) Update*; Government of Portugal: Lisbon, Portugal, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/portugal-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (accessed on 15 December 2024).
64. Ministry of Energy. *Integrated National Energy and Climate Plan of Romania 2021–2030 Update First Draft Version*; Government of Romania: Bucharest, Romania, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/romania-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (accessed on 1 November 2024).
65. Ministry of Economy of the Slovak Republic. *Draft Update of the Integrated National Energy and Climate Plan for 2021–2030 for Slovakia*; Ministry of Economy of the Slovak Republic: Bratislava, Slovakia, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/slovakia-draft-updated-necp-2021-2030_en (accessed on 1 March 2024).

66. Government of Slovenia. Draft Update Proposal (2024): Integrated National Energy and Climate Plan of the Republic of Slovenia. 2023. Available online: https://commission.europa.eu/publications/slovenia-draft-updated-necp-2021-2030_en (accessed on 31 March 2024).
67. Government of Spain. *Draft Update of the Integrated National Energy and Climate Plan for Spain 2023–2030*; Government of Spain: Moncloa, Spain, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/spain-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (accessed on 1 November 2024).
68. Government Offices Ministry of Climate and Industry—Energy Unit. *Draft updated National Energy and Climate Plan (NECP) for Sweden*; Ministry of Climate and Industry: Stockholm, Sweden, 2023; Available online: https://commission.europa.eu/publications/sweden-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (accessed on 1 September 2024).

Disclaimer/Publisher's Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.

5.3. Artículo 3

Nieto-Morone, M. B., Rosillo, F. G., Muñoz-García, M. Á., & Alonso-García, M. C. (2024). *Enhancing photovoltaic module sustainability: Defect analysis on partially repaired modules from Spanish PV plants*. Journal of Cleaner Production, 461, 142575. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.142575

Este tercer artículo, que aborda el objetivo 2 de esta tesis, se enfoca en el estudio experimental de módulos fotovoltaicos parcialmente reparados, con el fin de evaluar su estado funcional y su posible reincorporación en aplicaciones en segunda vida. En un contexto donde el volumen de módulos que se desinstalan continúa en aumento y donde no todos ellos presentan fallos funcionales irreversibles, este trabajo propone un análisis detallado de los defectos remanentes y su impacto en el rendimiento, contribuyendo al objetivo de aumentar la sostenibilidad del ciclo de vida de la tecnología fotovoltaica.

El artículo analiza 23 módulos de silicio cristalino (c-Si) previamente reparados por una empresa española dedicada al reacondicionamiento de equipos FV. Estos módulos, con hasta 12 años de operación previa en campo, habían sido retirados de distintas instalaciones por presentar fallos, y posteriormente fueron sometidos a reparaciones parciales. El estudio se centra en evaluar las condiciones eléctricas y estructurales posteriores a esta reparación, sin información directa sobre el contexto operativo anterior de cada módulo.

La metodología empleada incluye técnicas normalizadas y diagnósticos avanzados, como se ha explicado en la sección 3 de "Metodología". Cada módulo fue sometido a inspección visual, caracterización eléctrica (curvas I-V bajo simulador solar clase AAA), pruebas de aislamiento en seco y corrientes de fuga en húmedo, electroluminiscencia (EL) e imágenes térmicas infrarrojas. Estas pruebas se llevaron a cabo conforme a los procedimientos de la norma IEC 61215, en el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del CIEMAT, lo que permitió una evaluación estandarizada de la calidad funcional de los módulos.

Entre los defectos identificados, los más predominantes fueron la degradación inducida por humedad (MID, moisture induced degradation), seguido de células con grietas y áreas con pérdida de continuidad eléctrica. En menor medida, también se observaron defectos en la interconexión de cintas colectoras (busbars), burbujas en el encapsulante y delaminaciones puntuales. Se cuantificó una

delaminación frontal en 30.43 % de los módulos y delaminación del backsheet en un 26.1 %. Asimismo, se encontraron soldaduras expuestas en la parte posterior, causadas por los procedimientos de reparación, siendo un 80 % en el tipo de módulo B y 83 % y 92 % en los tipos A y C respectivamente.

La electroluminiscencia mostró microgrietas y zonas oscuras confirmando el ingreso de humedad en un 73.3 % de los módulos. La dirección más común de estas microgrietas es en diagonal, apareciendo en un 40.21 % de los módulos, mientras que las microgrietas paralelas y perpendiculares a los busbars se presentaron en un 22.7 %.

El análisis termográfico reveló "puntos calientes intensos" en un 4.35 % de los módulos al momento de funcionar cerca de su punto de máxima potencia, mientras que sólo el 2.3 % presentó puntos calientes adicionales en condiciones de cortocircuito. En estas condiciones de operación, el 74 % de los módulos presentó "puntos calientes leves". El 47 % de este último grupo de módulos presentaba temperaturas más altas en las cajas de conexiones, lo que puede ser atribuible a la activación del diodo y a una mayor disipación de energía.

A pesar de estos defectos, los resultados indican que aproximadamente un 87 % de los módulos presentaban una pérdida de potencia inferior al 20 %, límite normalmente aceptado para considerar que un módulo aún puede ser funcional.

En cuanto a los defectos encontrados, es esperable que los módulos que presentan degradación inducida por humedad mantengan una progresión de este defecto en el tiempo, dado que no es posible reparar completamente este tipo de fallos. Por otro lado, todos los módulos presentaron cajas de diodos y conexiones funcionando correctamente; no obstante, en caso de detectarse fallos en estos componentes, se trata de elementos susceptibles de reparación o sustitución.

Una de las fortalezas de este estudio radica en la aplicación conjunta de varias herramientas de diagnóstico, lo cual permite comprobar que los defectos visuales registrados están directamente relacionados con variaciones de los parámetros eléctricos. Las imágenes de EL, en particular, fueron clave para detectar microgrietas o desconexiones internas no visibles a simple vista, mientras que la termografía permitió estudiar la presencia o ausencia de puntos calientes potencialmente peligrosos, asociados a fallos en diodos o conexiones internas.

Si bien el estudio no analiza el origen exacto de los defectos ni su evolución temporal, la evaluación técnica realizada permite establecer un perfil general del estado de los módulos reparados y aporta criterios objetivos para decidir su posible

reutilización. Se trata, por tanto, de un paso preliminar pero fundamental para avanzar en procesos de clasificación, reacondicionamiento y certificación de módulos de segunda vida.

Desde el punto de vista de la sostenibilidad en este artículo se planteó que reacondicionar módulos fotovoltaicos mediante reparaciones parciales puede ser una estrategia efectiva para prolongar su vida útil y, al mismo tiempo, disminuir la generación temprana de residuos. Esta consideración es importante dado que muchos módulos aún mantienen una parte significativa de su capacidad funcional cuando son descartados.

En este artículo también se resalta la importancia de avanzar en el desarrollo de normas técnicas específicas que regulen la reparación y certificación de paneles reutilizados. Como ya se ha discutido en las secciones 4.1 y 4.2, una regulación clara podría estimular la creación de mercados secundarios organizados y facilitar el seguimiento de los módulos (su trazabilidad) para generar confianza entre instaladores y usuarios. Además, esto puede impulsar la aparición de nuevas actividades industriales relacionadas con la reparación, repercutiendo positivamente tanto en el medio ambiente como en aspectos socioeconómicos, según se ha explicado en la sección 1 de la introducción.

En conclusión, en este artículo se proporciona evidencia concreta sobre el estado de los parámetros eléctricos y estructurales de módulos FV parcialmente reparados.

Journal of Cleaner Production 461 (2024) 142575

Contents lists available at ScienceDirect

Journal of Cleaner Production

journal homepage: www.elsevier.com/locate/jclepro

Enhancing photovoltaic module sustainability: Defect analysis on partially repaired modules from Spanish PV plants

M.B. Nieto-Morone [a,b,*], F.G. Rosillo [a], M.A. Muñoz-García [b], M.C. Alonso-García [a]

[a] Unidad de Energía Solar Fotovoltaica, Departamento de Energía, CIEMAT. Av. Complutense, 40, 28040, Madrid, Spain
[b] ETSIAAB, LPF-TAGRALIA. Universidad Politécnica de Madrid, Av. Puerta de Hierro, n° 2, 28040, Madrid, Spain

ARTICLE INFO

Handling Editor: Zhifu Mi

ABSTRACT

Between 2010 and 2022, there has been a significant increase in photovoltaic (PV) solar energy installations, driven by factors such as cost reductions, technological advances, policy support and innovative financing approaches. However, this rapid growth has created a significant challenge in the form of increased PV waste generation, coinciding with global commitments to achieve carbon neutrality by 2050. The potential for reuse of decommissioned PV modules represents an environmentally sustainable way forward that requires a comprehensive assessment of technical, economic, environmental and regulatory considerations. This study focuses on evaluating the impact of defects in partially repaired PV modules from Spanish installations on their power output and efficiency, with the aim of developing strategies to increase reuse and reduce environmental impact. The research focuses on 23 crystalline silicon modules and uses established techniques to evaluate their operational condition, detect defects and assess potential safety risks. Among the defects observed, moisture-induced degradation (MID) emerges as the most prevalent, followed by cracked cells and disconnected areas in cells across different technologies. Notably, despite the presence of defects, approximately 87 % of these modules have a power loss of less than 20 %.

1. Introduction

According to Renewable Energy Agency (2023), photovoltaic solar energy installations experienced outstanding growth during the 13-year period from 2010 to 2022, showing a remarkable twenty-sixfold increase. This substantial expansion was driven by cost reductions facilitated by technological advancements, accelerated learning curves, strong policy support and the introduction of new financing approaches. The widespread deployment of photovoltaic (PV) systems presents a significant challenge for the future, which is the large quantities of PV waste that will result from the decommissioning of large numbers of PV modules over the next few decades, coupled with the global commitment to carbon neutrality by 2050.

Several studies have estimated the mass of PV waste generated in the European Union (EU) and China for the years 2030 and 2050 (Liu et al., 2023; Nieto-Morone et al., 2023). These reports indicate that the EU will have to manage a cumulative PV waste mass of 2.5 M tons in 2030 and 22.3 M tons in 2050. Moreover, China is projected to have a similar amount of PV waste mass to the EU in 2030 but is expected to exceed it by 66 % in 2050. As this prospect approaches, it is highly relevant to consider innovative strategies beyond conventional recycling techniques to address the end-of-life phase of PV modules. It is essential to distinguish between end-of-life modules and those that remain operational and could yield income or tax benefits if sold or reused for second-life applications based on their performance. Alternatively, module recycling and disposal may impose significant economic and environmental costs (Komoto et al., 2018; Libby and Shaw, 2018). Regarding material composition, approximately 95 % of the components found in solar modules can be recycled. Considering the typical lifespan of solar panels is roughly 25 years, a substantial number of solar panels worldwide are nearing the end of their operational lives.

The possibility of reusing decommissioned PV modules offers a promising prospect for establishing sustainable and lasting reuse practices. However, a thorough examination of complex technical, economic, environmental, and regulatory factors is required to navigate the complex universe of reuse of end-of-life PV modules. As the installed capacity of photovoltaic systems continues to increase, effective management of the electronic waste generated by PV modules reaching the

* Corresponding author. Unidad de Energía Solar Fotovoltaica, Departamento de Energía, CIEMAT. Av., Complutense, 40, 28040, Madrid, Spain.
E-mail address: mariabeatriz.nieto@ciemat.es (M.B. Nieto-Morone).

https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.142575
Received 14 December 2023; Received in revised form 19 April 2024; Accepted 13 May 2024
Available online 15 May 2024
0959-6526/© 2024 The Authors. Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY-NC license (http://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).

end of their operational life is becoming increasingly necessary.

In response to this challenge, the European Union (EU) introduced Directive 2012/19/EU aimed at regulating the handling of Waste Electrical and Electronic Equipment (WEEE), which includes provisions explicitly addressing the recycling of PV modules. This directive includes the principle of extended producer responsibility (EPR), which mandates that PV module manufacturers are responsible for disposing and treating their products at the end of their operational lifespan. The regulation also forbids mixing PV panels with other types of waste, such as demolition materials. It requires silicon-based modules to be handled separately from those that use different technologies (European Parliament, 2012).

At the global level, the Basel Convention (United Nations Environment Programme, 1998), established in 1989, sets out rules for the international shipment of various types of waste, including electronic waste. Within the European Union (EU), the Waste Shipment Regulation of 2006 (European Parliament, 2006) which originally dates back to 1993, sets out the guidelines for cross-border waste shipments within, into, and out of the EU, acting as the European implementation of the Basel Convention. To prevent the misuse of repaired modules, legislation on the adequate preparation and reuse of PV modules requires establishing clear conditions for their preparation and reuse. The export of real PV module waste under the guise of labelling it as 'used' modules, a common illegal practice in the electronic waste sector, is an illustrative example of such misuse (Kiddee et al., 2013).

A comprehensive evaluation of the potential applications for second-hand PV modules unveils a dynamic and varied landscape. Currently, high-income economies are highly inclined towards specific scenarios. These include replacing faulty PV modules to maintain systems that still benefit from feed-in tariffs. This approach is also an economically viable means of extending the life of PV systems. In contrast, low-income countries are increasingly exploring using second-hand PV modules to construct new, small-to-medium-sized PV systems, particularly in off-grid or remote areas. These modules usually stem from large-scale power plants that may have withstood severe environmental conditions or transitioned away from feed-in tariff incentives. (van der Heide et al., 2022).

However, a notable obstacle in this sector is the lack of clearly defined technical and legal measures for assessing the suitability of PV modules that have the potential to be re-used. This scarcity of guidelines is compounded by the absence of comprehensive global policies addressing the management of PV waste and mitigating the environmental impact worldwide. It is, therefore, imperative to improve economic feasibility and practicality, achieve high recovery rates, and enhance environmental performance (Chowdhury et al., 2020).

Distinguishing between a viable PV module and electronic waste is not as trivial as assessing typical consumer electronics. It is imperative to establish a protocol for evaluating the features of a PV device. The working committee of "IEC TR 63525 ED1: Reuse of PV modules and circular economy" is currently developing a standard protocol for assessing the characteristics of reusable PV to promote the creation of a robust and sustainable market for their reuse.

Therefore, to build confidence and create opportunities for re-use PV markets, it is essential to understand and practically validate the performance, reliability, and safety of re-use PV modules. IEC 61730 (International Electrotechnical Commission, 2006) based high-voltage test is a common practice among repair service providers. As a result, each refurbished PV module is electrically characterised following this standard qualification. But the re-certification of repaired panels is still a long way off. The PV industry has accumulated significant expertise in addressing module reliability concerns, primarily through "design qualification" and "type approval" testing protocols conducted in controlled laboratory environments by International Electrotechnical Commission (IEC) standards. Consequently, the current framework for PV qualification testing does not offer a precise evaluation of the actual lifespan of PV modules, nor does it establish connections with specific repairable fault modes for conducting comprehensive assessments of second-life PV modules and their subsequent re-certification (Tsanakas et al., 2020).

In this context, this research aims to investigate the impact of defects in partially repaired PV modules on power output and efficiency loss. By understanding these effects, we aim to contribute to developing strategies for improving the reuse of PV modules, reducing electronic waste mass, and minimising the environmental cost associated with their lifecycle. The present study is an important preliminary step in the wider effort to facilitate the reuse of PV modules. Focusing specifically on 23 crystalline silicon (c-Si) partially repaired PV modules, including three distinct models decommissioned from working Spanish PV plants, this research employs a comprehensive standardised approach. It integrates visual inspection, electrical testing, electroluminescence imaging, and thermal imaging techniques to thoroughly evaluate the functional status of these modules and define the nature and extent of defects that persist post-repair. An in-depth examination of these defects holds the potential to substantially enhance the performance and lifespan of PV modules substantially, thereby boosting the overall sustainability of solar energy generation. Therefore, the meticulous characterisation of partially repaired PV modules assumes paramount importance in the pursuit of achieving reusable conditions, as it helps to determine not only their functional status but also identify potential safety hazards.

The study is structured as follows: Section II explores the materials and methodologies used in the analysis. Section III outlines the failures identified through the application of standardised techniques. Section IV provides a discussion and analysis of the results, and Section V completes the study by presenting the conclusions drawn from the research conducted.

2. Materials and methods

2.1. Tested PV modules

A Spanish company focused on repairing photovoltaic modules assesses whether the module can be repaired and if the cost of repair is outweighed by the expense of purchasing a new module, all from an economic perspective. The types of defects that are considered repairable are: damaged diodes, junction box replacement, minor damage to Tedlar, and broken or burnt cells. Our study material consists of 23 partially repaired modules purchased from this company in order to evaluate the restored power capacity achieved through these partial repairs. These modules have been in operation for a maximum of 12 years before decommissioning due to failures.

Three different module types were evaluated for the characterisation of partially repaired PV modules. A total of 23 PV modules were subjected to the qualification tests of the IEC 61215 (International Electrotechnical Commission, 2015) standard, i.e.: Visual inspection (MQT 01), Determination of maximum power (MQT 02), Insulation test (MQT 03), Wet leakage current (MQT 15), as well as electroluminescence and infrared imaging. Due to the modules' age, the insulation test conditions utilised in this study adhered to the 2015 version of the 61215 standard. The present standard's conditions are tailored for new modules.

The set of modules analysed consists of 5 monocrystalline Si, m-Si modules, referred to as type A, 5 p-Si modules, or type B, and 13 m-Si modules from another manufacturer, which fall under type C. Technical and electrical characteristics are shown in Table 1 and Table 2.

2.2. Visual inspection

To identify any visual defects, all 23 modules undergo optimum irradiance conditions, guaranteeing the lighting conditions required by the IEC 61215 standard Module Quality Test 01 (MQT 01) (International Electrotechnical Commission, 2005). Photographs of each module, both front and back, and any detected anomalies such as cracks, bubbles, and delamination were taken. Their position within the module was also

Table 1
Mechanical data corresponding to the three PV modules typologies evaluated.

Mechanical data	Type A	Type B	Type C
Length (mm)	1680	1660	2000
Width (mm)	990	990	1000
Thickness (mm)	50	50	50
Weight (kg)	24	21	25
Bypass diode	yes	yes	Yes
Modular construction	glass -polymer backsheet	glass – polymer backsheet	glass -polymer backsheet

Table 2
Electrical nominal parameters of the three module types analysed.

Nominal parameters	Type A	Type B	Type C
Tech.	m-Si	p-Si	m-Si
N° Cell	60	60	72
Isc (A)	8.20	8.06	8.36
Voc (V)	36.4	36.0	46.98
Pmax(W)	215	205	280
Imax (A)	7.48	7.39	7.81
Vmax (V)	28.8	27.7	35.89

documented.

2.3. Insulation test and wet leakage current test

Both IEC 61215 standards, MQT 03 and MQT 15 Module Quality Test, evaluate the insulation of the module under dry and wet atmospheric conditions, respectively. The two tests were conducted in accordance with IEC 61215 using a Chroma 19050 Series electrical tester with an accuracy of reading of ±4 % of the output with a load line and a multi-step function, which enables users to perform other tests. As stated in the standard, for the MQT 15, the shallow receptacle must contain a solution that meets specific electrical resistivity conditions. To confirm that the solution used met these criteria, the mixture's electrical conductivity was measured using a Mettler Toledo SevenMulti S470 pH and conductivity meter, which has a conductivity resolution of 0.001 μS/cm to 200 mS/cm.

2.4. I–V curve measuring

Information on the electrical parameters was acquired from solar modules under simulated light irradiance conditions in a flash-type solar simulator, Pasan Sun Simulator Class A. The measurements were conducted under Standard Test Conditions (STC) as per IEC 61215-2 standard; this is 25 °C of temperature and an irradiance of 1000 W/m^2, with an accuracy on tension and current of ±0.2 % at 25 °C.

2.5. Electroluminescence imaging

The Electroluminescence Images (EL) were captured following the IEC 62446-4 (International Electrotechnical Commission, 2021) standard and IEA report (Ulrike et al., 2018) specified method, including EL characterisation under Isc and 10 % Isc forward bias conditions in a dark room.

EL images were obtained using an Owl 640 II InGaAs digital camera with a resolution of 640 x 512 pixels, a DC Power supply SM 70 V-22 A with an accuracy on the output of ±0.5 %, and a computer with suitable data acquisition and processing software. A thermocouple and a voltmeter recorded the module's temperature and the voltage at the connections, respectively.

2.6. Infrared thermography imaging

For the infrared thermography (IR) technique, the camera measures the near-infrared electromagnetic radiation emitted from an object whose temperature is above absolute zero in the wavelength range of 8–12 μm. The incident radiation in the PV module is converted into electricity and heat; changing the current flow conditions allows it to register temperature changes due to irradiance fluctuations and create distinct cell temperature patterns that reveal more precise details of any failure. Similar procedures were implemented by (Waqar Akram et al., 2019) and (Bhoopathy et al., 2018).

IR images were taken using a FLIR SC640 Thermal Imaging camera with an accuracy of temperature reading of ±2 °C or ±2 %, a focal plane array of 640 x 480, and a thermal sensitivity of 60 mK at 30 °C. The analysis was carried out outdoors by taking images in three operating conditions. The first image was taken with no current flowing. Secondly, a photo was taken of the module operating near its maximum power point under the irradiance conditions of the experiment, and the third image was taken when the module was operating under short circuit conditions.

3. Results

3.1. Visual inspection

Fig. 1 shows some images from the visual inspection of the PV modules. The failures are identified according to the classification suggested by Ref (Kontges et al., 2018)

According to Kontges et al. (2018), the loss in power can take different shapes, for example, exponential-shaped, linear-shaped, step degradation, and saturating power loss over time. This categorisation delineates the progression of power loss from the initial level to a specific point in the operational lifespan of a PV module. Regarding the defects identified during the visual inspection that follows this classification (Kontges et al., 2018), Fig. 2 depicts their impact on power loss and each corresponding category.

Fig. 2 compares the results of module types A and C due to the similarity of their technologies and results. Type B, which is not included in Fig. 2, only exhibited an 80 % occurrence of exposed welds on the backsheet and no other visible anomalies. This irregularity results from the repair process and not a module failure. The completion of the repair process in this set of modules remains outstanding. The exposed welds are also found in types A and C, with percentages of 83% and 92%, respectively.

The results show that the modules exhibit optical degradation due to delamination and discolouration of the encapsulation. Delamination at the cell interface can be classified into two main types: front-side and backside delamination. Backside delamination usually appears as surface bubbles, which could cause the formation of hotspots, leading to a decrease in the system's energy output. In contrast, front-side delamination displays a distinct grey appearance when it arises at the cell interface (Meena et al., 2020).

Fig. 3 illustrates the presence of trapped moisture alongside corrosion and oxidation in the metal grids surrounding the solder joint. This effect is called Moisture-induced degradation, MID (Jeffries et al., 2021; Kim et al., 2013; Peike et al., 2013). This failure is mainly attributed to the dissolution of lead and tin in the presence of moisture and acetic acid, which is generated by photo-degradation of EVA encapsulant and cannot leave the module (Kraft et al., 2015; Oreski et al., 2019). The degradation mechanism of EVA starts with deacetylation followed by an oxidation and fragmentation of the main chain of vinyl acetate. (Czanderna, 1996) (see Fig. 3).

3.2. Insulation test and wet leakage current test

The PV's encapsulation system is purposely designed to insulate its electrical circuitry from the surrounding environment, minimising any potential hazard. Roy (2015) carried out dry and wet insulation tests to characterise the resistance to current flow in both conditions and

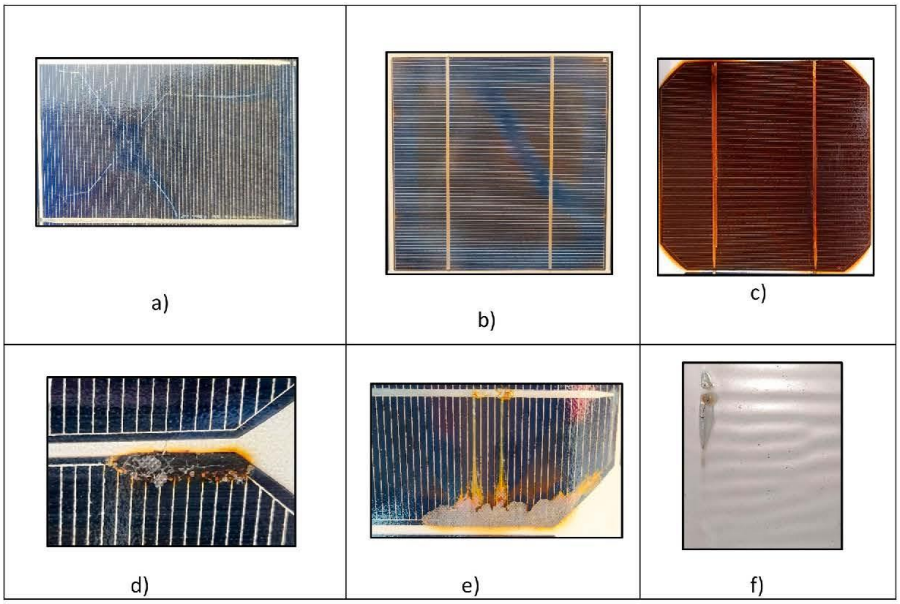


Fig. 1. a) Snail trails. b) Browned EVA and broken cell. c) Burnt cell. d) and e) Delamination and corrosion as a consequence of EVA degradation. f) Bubbles formation, cracking and burn in the backsheet.

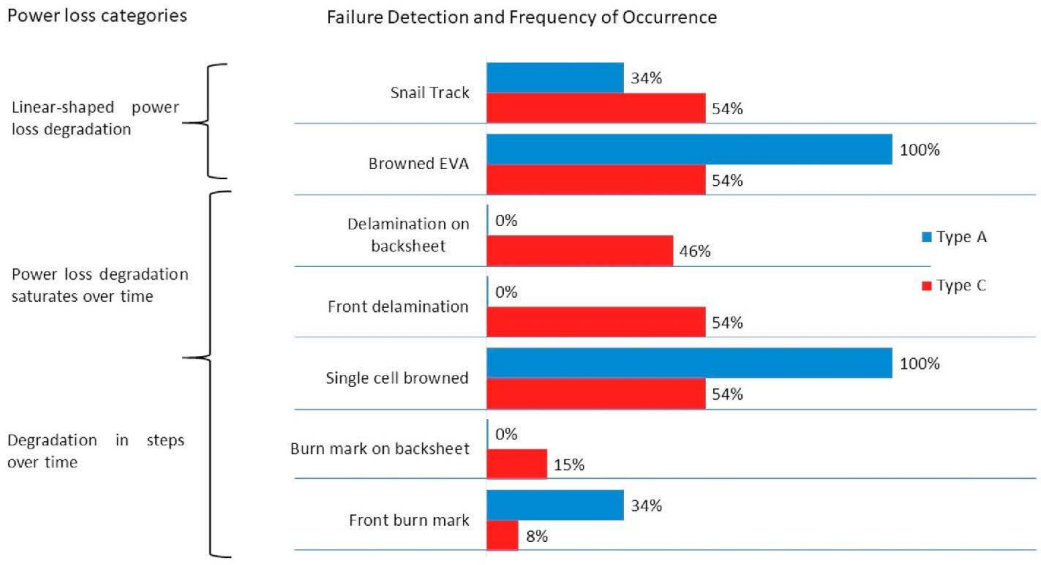


Fig. 2. *Failures detected after visual inspection test relationship with power loss categories according to* (Kontges et al., 2018) *in type A and C m-Si modules.*

concluded that when backsheet absorbs some water, the resistance decreases. This conclusion is coincident with our findings, which indicate that PV modules can pass the dry insulation test but fail the wet leakage current test, as highlighted in Fig. 4, which leads to a safety key issue.

These results are consistent with the evidence found by visual inspection, where it was possible to detect micro-cracks in the backsheet

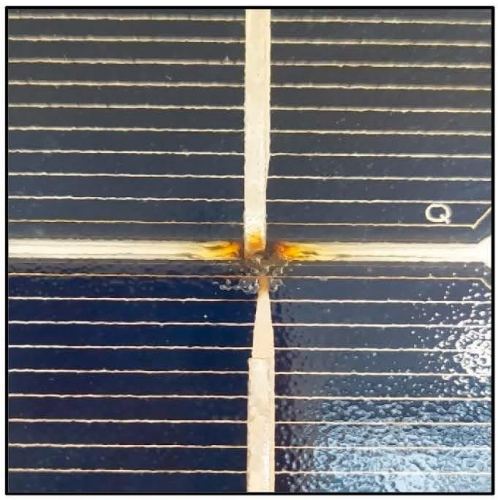


Fig. 3. Image of moisture-induced degradation of EVA and corrosion within the metal grids.

and/or exposed welds. Backsheet cracks act as pathways for ultraviolet radiation, oxygen and moisture ingress. These elements can lead to the degradation of encapsulating materials, erosion of metallisation, and significant declines in insulation resistance (Nordmann et al., 2014)

All modules analysed exhibit exposed welds on the backsheet (due to bus bar interruption repair). This condition is not a failure due to the degradation of the module itself but rather a result of the subsequent partial repair, which caused the insulation to fail, making electrical isolation impossible. To fix the insulation of these modules, it is necessary to continue with the backsheet repair, sealing the exposed solder joints and re-testing the modules for wet leakage current.

Among the three types evaluated, 96 % of the PV modules meet the levels specified by IEC 61215, surpassing the 40 $M\Omega\,m^2$ threshold for the dry insulation test. However, only 1 out of the 23 modules passed when subjected to the wet leakage current test. Upon a technology-specific analysis within the set of analysed modules, it is observed that the m-Si technology complies with the standard specified in the norm. Nevertheless, it is important to note that this compliance is not necessarily linked to the type of technology employed but rather associated with the degradation of the backsheet, a common factor across all three module types. This degradation has also been reported by other field studies (Pascual et al., 2023).

3.3. I–V curve measuring

Fig. 5 a, b and c illustrate the degradation in Pmax, Voc, and Isc due to increased series resistance, low shunt resistance and reduced fill factor for a selection of modules.

Fig. 5a shows an I–V curve indicating a degradation in the electrical parameters from their nominal values. The decrease in Isc and a substantial reduction in Pmax and fill factor (FF) can be attributed directly to electrical mismatches between cells in the photovoltaic module. The electrical mismatches may include disconnected cells, interrupted string interconnection ribbons or busbars.

Metal grid corrosion, optical degradation, and Potential Induced Degradation (PID) caused by moisture ingress are the leading causes of series resistance losses and, as a result, power degradation. This degradation caused by moisture ingress is called Moisture induced degradation, MID (Segbefia et al., 2021a, 2021b). Fig. 5b is an I–V curve of another module of type C showing this phenomenon. In a standard photovoltaic system, there is usually a high voltage difference between the active circuit and the module frame at both ends of the string. This disparity can lead to the occurrence of leakage currents within the module assembly, potentially resulting in a reduction in the efficiency of PV modules (Luo et al., 2017). PID is a failure mechanism that occurs in operational PV modules. It is a crucial factor triggered by external conditions that tend to accelerate the degradation process when exposed to hot and humid conditions, resulting in significant power loss and substantial degradation. The PID effect induces cell shunts, leading to the degradation of Voc and FF. This particular MID effect will be detected with electroluminescence characterisation in section 3.4.

The I–V curves of the types A and B modules showed no obvious anomalies, but they did show a reduction in power, although to a lesser extent than the C modules. Fig. 5C is one of the curves obtained for type B modules. The remaining I–V curves for all technologies are shown in Supplementary Data.

3.4. Electroluminescence imaging

The Electroluminescence (EL) technique is a valuable non-destructive inspection method for identifying and distinguishing different photovoltaic (PV) module failure modes. It enables observation of defects and their correlation with different stages of the PV module's lifespan. Moreover, EL imaging is reliable for quantifying resistive losses in aged PV modules that have encountered issues, such as cracks and damaged metal grids.

The EL technique led to the identification of the presence of microcracks and darker areas on the periphery of the solar cells on 73.3 % of the analysed PV modules. These microcracks serve as pathways for moisture infiltration, causing enhanced degradation along cell perimeters. This leads to darker zones where the degraded regions exhibit minimal or no electron conduction (Segbefia et al., 2021a, 2021b). While this type of degradation (dark regions) predominantly occurs near the edge of the modules (Segbefia et al., 2023), we also observed the

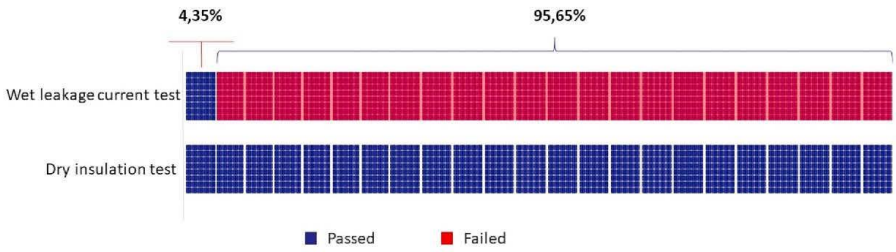


Fig. 4. Of the 23 PV modules evaluated, all 23 passed the dry insulation test, while only one passed the wet leakage current test.

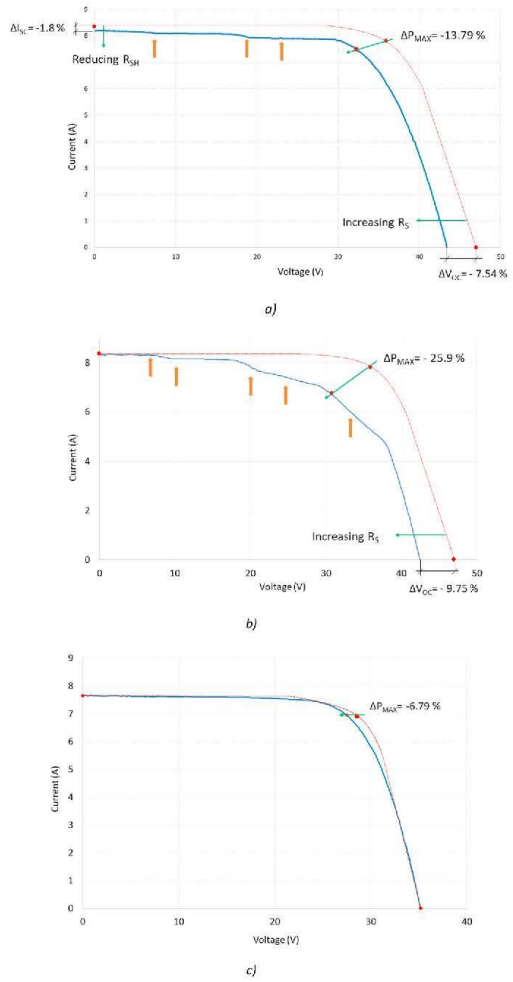


Fig. 5. I–V curves of a set of modules showing degradation in Pmax, Isc and Voc. a) Type C module exhibits a decrease in Isc, Voc and Pmax. b) The type C module shows a decrease in Voc and Pmax, and the change in slope indicates PID (Kontges et al., 2018) c) The type B Module presents a reduction in Pmax.

impact of moisture penetration through microcracks and its degradation effects elsewhere. Our findings align with other reports, as evidenced by (Kajari-Schröder et al., 2012). It can be seen in Fig. 6 an example of this type of failure, the moisture-induced degradation, MID, explained in section 3.1.

Other failures, such as finger interruptions, cell cracks and short-circuited busbars, were also detected using electroluminescence imaging because of the reduced luminescence from these defective areas. Fig. 7 presents the results we obtained after analysing the modules of the three types of modules.

Some cracks do not interrupt the current flow, while others electrically insulate the region in the cell. The non-disruptive cracks have been denoted as "A", while the electrically insulated areas are indicated as "B" in Fig. 8. Although both images display cracks labelled as "A," they exhibit different patterns. In photo a), the crack pattern is branched, while in photo b), it may be attributable to impacts on the module. The cell marked as "C" is entirely disconnected from the circuit and is bypassed because of a reparation. The "D" faults are broken fingers, which are similar to other cases documented in the literature and originate during soldering (Spertino et al., 2015).

Inadequate soldering, thermomechanical stresses, or the presence of hot spots can damage or deteriorate the connecting ribbons between the solar cells or the busbars, resulting in a mismatch in the PV module's electrical parameters. Fig. 9 shows an EL image of a module exhibiting several examples of this failure.

3.5. *Infrared thermography imaging*

Fig. 10 presents the most significant temperature differences observed between operating near maximum point and short-circuit operating conditions were around 17 °C in the marked area "A".

Hotspots are a prevalent problem that occurs during the operational lifespan of a photovoltaic module. These hotspots, localised heating effects, occur when one or more solar cells in a module exhibit a significantly lower short-circuit current than those in the same module's series string. This situation arises when the cell is partially or entirely shaded, damaged, or experiencing electrical mismatches (Alonso-García et al., 2003). When defective, a cell is forced to carry a higher current than its generating capacity when it is non-defective. This results in the cell becoming reverse-biased or entering the breakdown phase and subsequently consuming power instead of generating it. The reverse-biased cell then dissipates energy in the form of heat, leading to a significant decrease in the efficiency of the photovoltaic whole module. An increase of 10 °C in the surface temperature of the cell can cause a reduction of approximately 4 % in power output, commonly referred to as a "light hot spot", according to (Acciani et al., 2010). Furthermore, an increase of 18 °C can lead to a reduction in power output of up to 10 %, typically known as a "strong hot spot".

Under this categorisation, thermographic images revealed "strong hot spots" in a percentage of 4.35 % of the examined modules operating near their maximum power point, whilst 2.3 % presented strong hot spots during short-circuit operating conditions and 74 % displayed "light hot spots". In this last group, we found that 47 % had featured high temperatures in the junction boxes, attributable to the diode's activation and further energy dissipation. Furthermore, all photovoltaic modules in their operating point condition exhibited a temperature pattern that closely resembles the one described in (Ulrike et al., 2018), where the solar cells situated near the junction boxes typically operate at temperatures 3 °C higher than those located in other parts of the cell matrix.

4. Discussion

By gathering all the diagnostic methods for each module type, an overview of module failures can be obtained, and our findings can be validated against those of other studies. This facilitates the objectivity and comprehensibility of our results.

Failures in PV modules range from broken cells, mismatch faults, problems with junction boxes, diodes, ground and arc faults to moisture induced degradation or isolation failures. This study conducted a thorough diagnosis of 23 partially repaired modules. The faults were categorised based on their contributions to module degradation, which includes optical degradation, electrical degradation and mismatches, and non-classified defects. This categorisation system was first introduced by Tsanakas et al. (2016), and several other studies have been carried out in order to characterise fault in PV modules in particular cases (Aghaei et al., 2022a; Haque et al., 2019; Santhakumari and Sagar, 2019; Triki-Lahiani et al., 2018; Tsanakas et al., 2016; Waqar Akram et al., 2022).

The typical signs of optical degradation include visible changes that

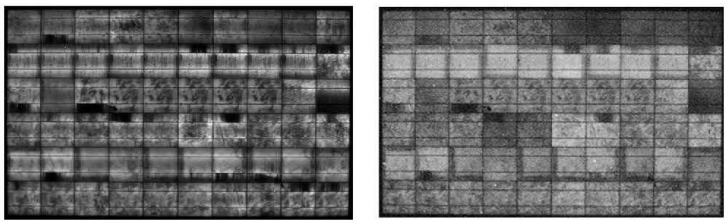


Fig. 6. Electroluminescence images of m-Si taken under (a) Isc and (b) 10 % of Isc forward bias conditions exhibiting MID.

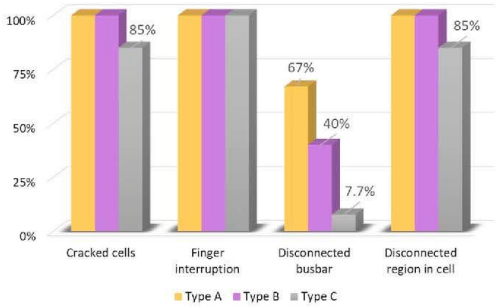


Fig. 7. Percentage of modules affected by the defects revealed in the electroluminescence images. Bars without labels have a failure occurrence rate of 100 %.

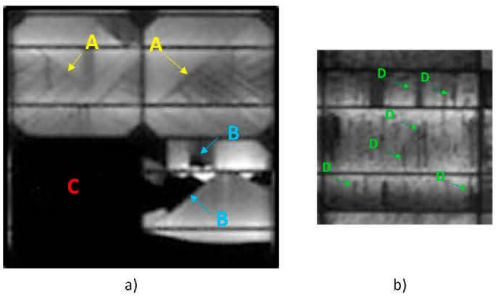


Fig. 8. Different failures detected with EL. a) Dendritic or branched cracks denoted by "A". Deep cracks disconnecting a region in the cell denoted by "B". Disconnected cell denoted by "C". b) Broken fingers denoted by "D".

are detectable through a visual inspection. This degradation leads to undesirable effects such as increased optical reflection and reduction of the solar flux penetration, resulting in decreased electric current and power output from the defective PV module.

With regard to optical degradation, i.e. bubble formation or delamination and glass breakage, it has been shown that these anomalies can cause a significant reduction in electrical parameters and even have the potential to cause temperature differences of 5 °C or more between faultless and defective cells. It is also important to note that this type of degradation often leads to a reduction in power of up to 4 % (Tsanakas et al., 2016). In our study, out of all the modules examined, 30.43 % displayed front delamination, and 26.1 % had backsheet delamination, with no instances of glass breakage. However, the affected area for each failure was minimal, approaching only 0.25 % of the module. Therefore, we can conclude that the reduction in power is not attributable to optical degradation.

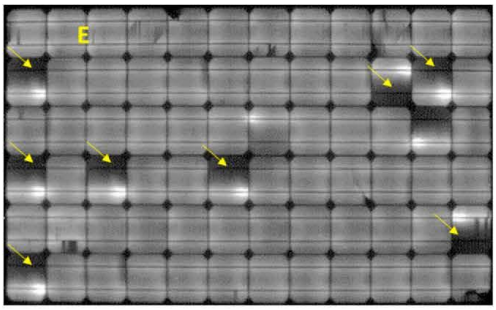


Fig. 9. Several disconnected busbars in a module type C. Note that as one of the two busbars in each defective zone is active, then the current flows.

Visual inspection of one module type C, shown in Fig. 2, revealed snail tracks and broken and possibly burned cells. As explained in section 3.4, a reduction in current flow is expected when a major insulation crack occurs. According to Aghaei (2022a, 2022b), cracking and chalking on the backsheet are among the most common PV module degradation modes. However, although backsheet delamination is present, the diagnostic results from our set of 23 modules indicate that cracked cells with compromised conductivity are the prevailing defect across all three types of modules. Our findings align with those of other similar studies, such as the research conducted by Akram et al. (2020), Schuss et al. (2016), and Luo (2021). They reported power losses in modules due to cell cracks with isolated zones or inactive cells, as well as interrupted busbar connections.

A study conducted by Iqbal et al. (2022) compared the degradations of monocrystalline and polycrystalline modules under identical conditions. It was observed that both types exhibited a noticeable darkening originating from the busbars. However, the polycrystalline modules experienced greater degradation. In this instance, despite variations in operating conditions and geographical locations, there is no evidence of busbar darkening across any of the three types of modules assessed in our work. This leads to infer that there has been no Sn migration from Pb-containing or Pb-free solder joints, except in a few small regions where corrosion has occurred.

Several works have studied the types of cell cracks with

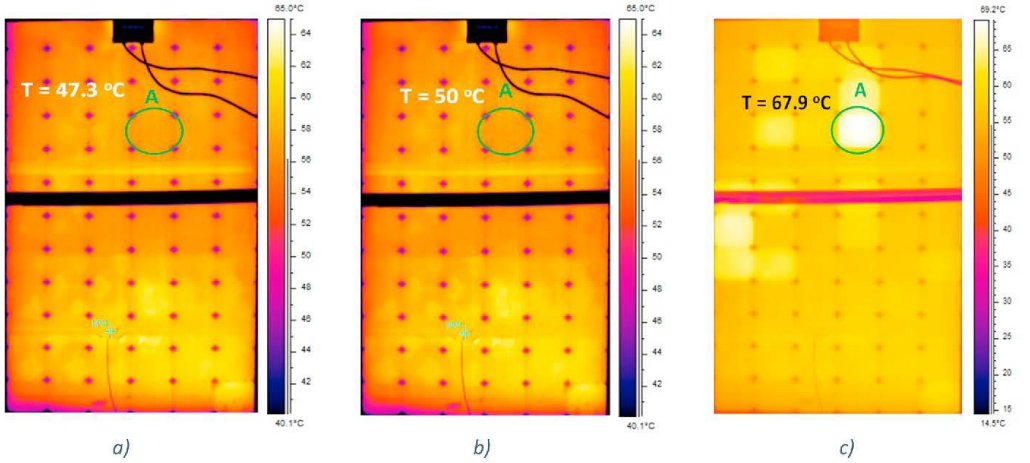


Fig. 10. Infrared thermographic images of a PV module operating in a) open circuit, b) near maximum power point, c) short circuit. The encircled region marked "A" corresponds to the maximum temperature area. Test conditions: Irradiance 923 W/m^2, T_r 20 °C.

electroluminescence and classified them as multidirectional, diagonal, parallel, and perpendicular to busbars. These papers indicate that while the cracks may not cause cell disconnection, they can develop resistance to current flow when operated continuously. Additionally, the papers have determined that cracks parallel to the busbars are critical because they decrease the current flow (Dhimish et al., 2017; Kajari-Schröder et al., 2012). As shown in Figs. 8 and 11, our analysis revealed that the cracks in our study mainly allow current conduction, with the most common direction of crack occurrence being diagonal (40.21 %), while cracks perpendicular or parallel to the busbars accounted for only 22.7 %.

Infrared thermography images of module type B are given in Fig. 12, which shows the image captured in maximum point operating conditions and the image in short circuit conditions. The temperature gradient between the marked areas is presented and is consistent with the defects detected in this module. Note that AR03 sector is associated with a cell

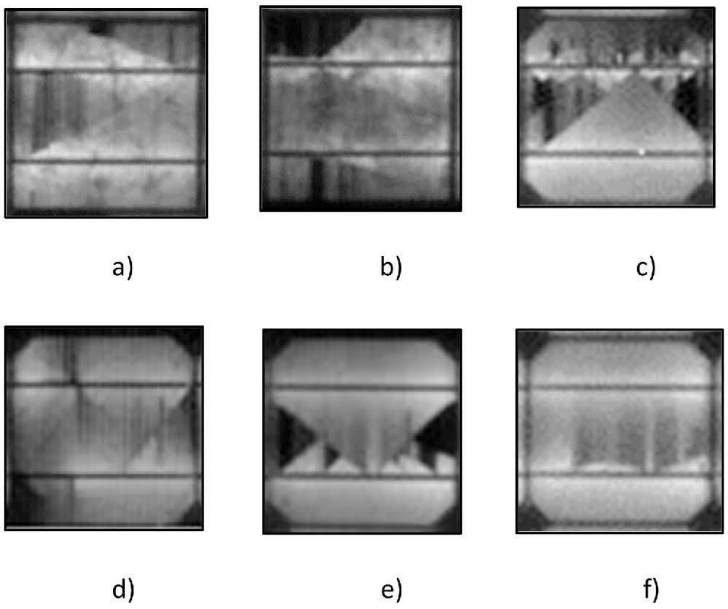


Fig. 11. a), b), c), d), e) Diagonal cell cracks. a), c), e), f) Parallel and perpendicular. d), e) Multidirectional cell cracks.

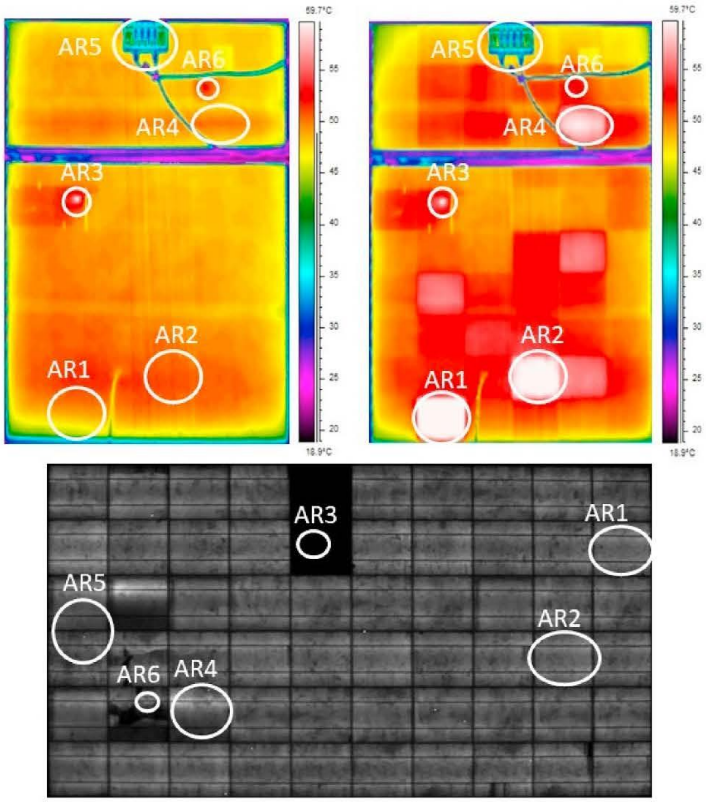


Fig. 12. Images of IR thermography and EL of a module of type B show a maximum temperature difference of 11.2 °C between the marked regions temperature during the operating point and its temperature at short-circuit conditions.

that has deviated from its normal operation, which implies that the heat generated in this region does not originate from the intrinsic activity of the cell itself but is the result of the sum of heat transfers from both the front glass and the rear busbar, the latter soldered to repair and bypass the cell.

Fig. 13 presents a relation between the failures spotted in visual inspection, I–V measurement, EL, and IR images.

A decrease in open circuit voltage may be due to cell interconnection interruptions, cell cracks with isolated zones, or PID. Although the curve does not display a stepped evolution, an IR image indicates high temperature around the junction box, which suggests that the diode could be activated due to significant electrical mismatches of the cells evident in both the EL image and the I–V curve itself.

A summary of the identified faults and their frequency for each of the examined module categories is displayed in Fig. 14 below.

Regarding the reduction in power, 80 % of polycrystalline modules of type B have experienced a peak power reduction of less than 10 %, based on our findings. This is also applicable to monocrystalline modules of type A. In contrast, type C modules demonstrated a distinct outcome, as depicted in Fig. 15. This decline is attributed to their higher susceptibility to degradation due to Moisture-induced degradation (MID), as evidenced in the EL images (refer to Appendix A for the complete set of images).

Fig. 16 shows that type C modules have the largest power loss. Even those not exceeding the −20 % threshold show a greater dispersion than the remaining types A and B. Modules of types A and B show lower power losses, with a maximum power loss of 12.5 % for type B.

Analysing the power reduction in the complete set of modules, our results show that despite the presence of defects, around 87 % of these modules exhibit a power reduction of less than 20 %, as depicted in Fig. 16.

Several factors contribute to power reduction. Among them, moisture ingress is a primary cause of degradation in PV modules. When exposed to moisture, aluminium (Al) and sodium (Na) ions have the potential to migrate from the aluminium frame and front glass into the emitter regions within solar cells and modules (Segbefia et al., 2023). This phenomenon can consequently lead to the occurrence of potential induced degradation, as it was explained before. Moisture ingress can also cause the encapsulation and silver grids to degrade, forming silver carbonates, sulfides and phosphates, which are precursors for snail tracks (Duerr et al., 2016). This effect can increase the module temperature and cause a hotspot (Dupré et al., 2015). Moreover, MID is responsible for the corrosion of metal grids.

Although all the modules examined exhibit MID and have failed the wet leakage test MQT 15, it remains unclear whether these modules could have passed the test before the partial repair because the test

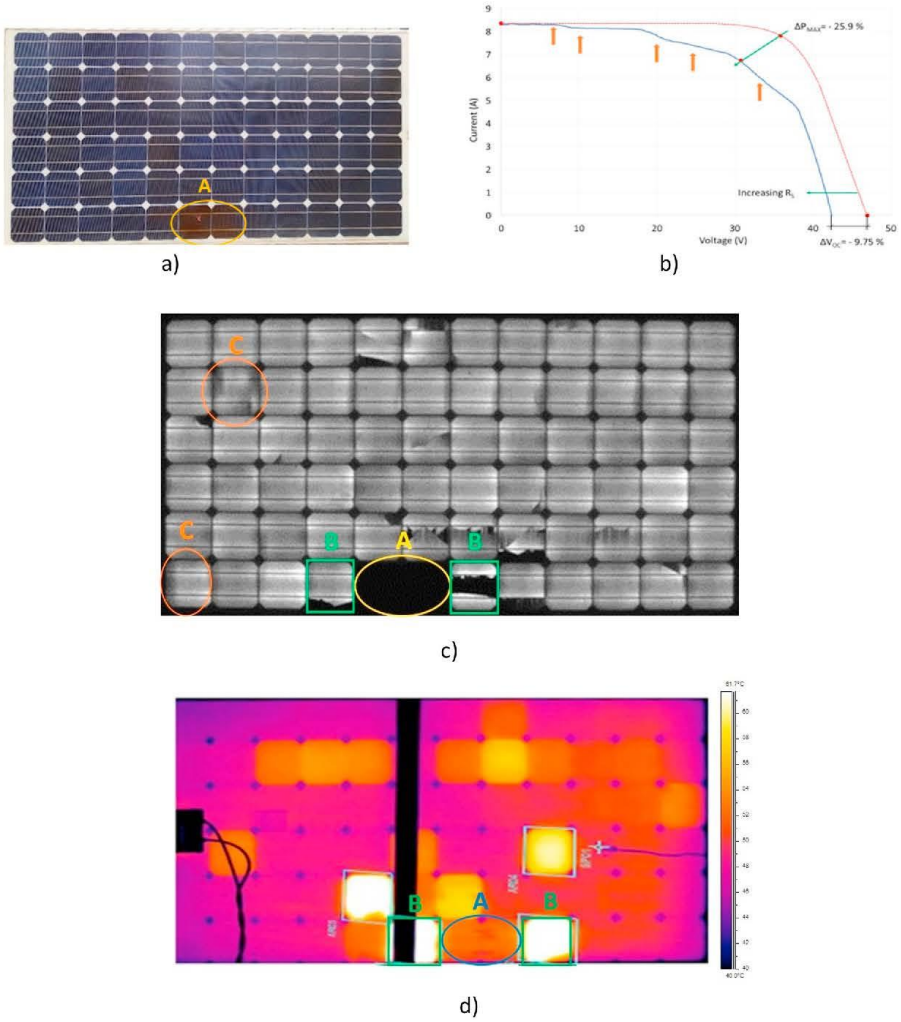


Fig. 13. a) Image captured during visual inspection of type C module showing browned and cracked cells, denoted by A. b) I–V curve with electrical degradation. c) Electroluminescence image exhibiting cracked cells, some denoted by B, MID, some denoted by C. d) IR thermography image presenting hotspots in the cracked cells, denoted by B.

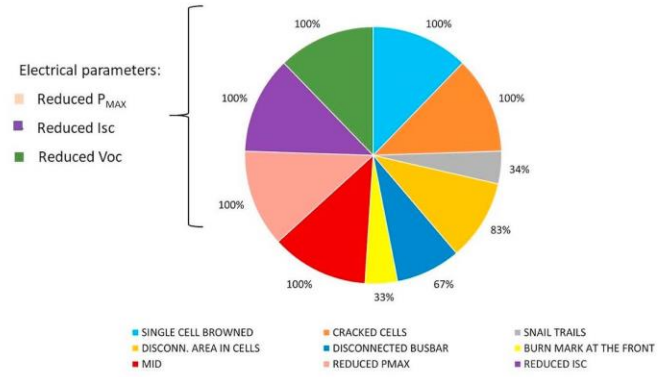
couldn't be performed.

Although it is still necessary to evaluate the evolution of the efficiency over time of these modules, a test that is currently carried out, these results confirm those obtained in other studies, such as the one conducted by (Dobra et al., 2021), that shows that repair processes are almost always environmentally beneficial and economically viable compared to disposal with and without module replacement. Other studies have proven that PV panel refurbishment is more than a hundred times more effective than PV panel replacement in terms of carbon footprint (Poulek et al., 2023). This significant difference reflects the importance of considering the entire lifecycle of solar panels and the environmental impacts associated with their manufacture, transport, and final disposal.

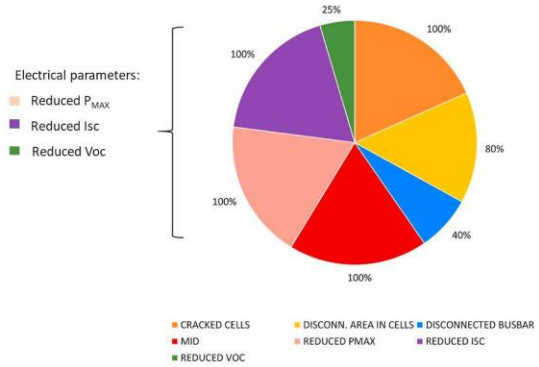
5. Conclusions

The prospect of reusing repaired modules mitigates the necessity for new module production, resulting in reduced demand for raw materials and helps alleviate the environmental impact associated with manufacturing processes.

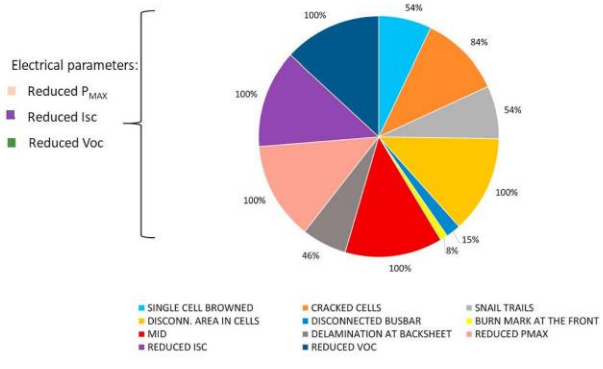
This study used a comprehensive standardised methodology to characterise 23 partially repaired crystalline c-Si PV modules from a twelve-year-old PV plant in Spain. Our work integrates visual inspection, electrical parameter testing, electroluminescence imaging, and thermographic imaging techniques to provide an in-depth assessment of the modules' operational condition and identify the nature and extent of defects that remain after partial repair.



a)



b)



c)

Fig. 14. a) Frequency of failures in type A modules. b) Frequency of failures in type B modules. c) Frequency of failures in type C modules.

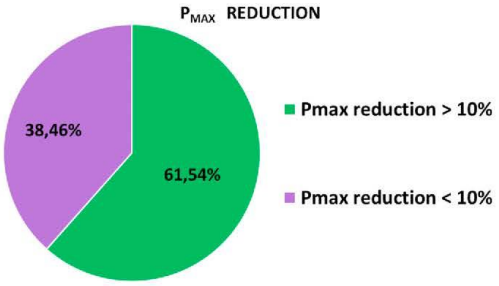


Fig. 15. Maximum Power reduction found on modules type C.

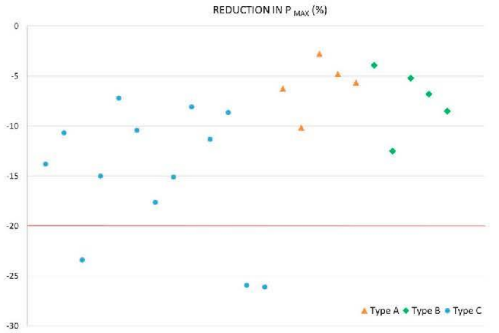


Fig. 16. Analysis of Maximum power reduction of the 23 partially repaired modules.

In terms of the type of defect with the highest frequency of occurrence across the three module types, our results indicate that moisture-induced degradation (MID) is the most common defect, followed by cracked cells and disconnected areas in cells. However, despite the presence of defects, around 87 % of these modules exhibit a reduction of less than 20 % in power.

This significant finding suggests that the repaired modules successfully meet the manufacturer's warranty criteria, indicating their potential for reuse.

This study demonstrates the feasibility of repairing some of the problems associated with solar module failures and recovering module power production. In contrast, other unresolved module defects (excluding insulation) do not entirely wipe out the value of the repaired modules.

However, it is essential to rigorously characterise the modules by implementing a protocol that we consider needs to be different from that of new modules. Additionally, it is necessary to raise awareness regarding international standards, i.e. Cradle-to-Cradle certification (What is cradle, 2020), as this has the potential to stimulate the market demand for second-hand modules with improved sustainability and circularity attributes.

Following these protocols would guarantee the long-term viability and safety of the reused modules.

CRediT authorship contribution statement

M.B. Nieto-Morone: Writing – review & editing, Writing – original draft, Visualization, Validation, Methodology, Investigation, Formal analysis, Data curation, Conceptualization. **F.G. Rosillo:** Writing – review & editing, Writing – original draft, Visualization, Validation, Methodology, Investigation, Formal analysis, Conceptualization. **M.A. Muñoz-García:** Writing – review & editing, Visualization, Validation, Supervision, Formal analysis, Conceptualization. **M.C. Alonso-García:** Writing – review & editing, Visualization, Validation, Supervision, Resources, Project administration, Funding acquisition, Formal analysis, Conceptualization.

Declaration of competing interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

Data availability

Data is attached in as Supplementary Data with the Manuscript

Acknowledgements

This work is part of the grant PID2020-118417RB-C21 funded by MICIN/AEI/10.13039/501100011033.

We acknowledge partial funding through MEDIDA C17.I2G: CIEMAT. Nuevas tecnologías renovables híbridas, Ministerio de Ciencia e Innovación, Componente 17 "Reforma Institucional y Fortalecimiento de las Capacidades del Sistema Nacional de Ciencia e Innovación". Medidas del Plan de inversiones y reformas para la recuperación económica funded by the European Union – NextGenerationEU.

Appendix A. Supplementary data

Supplementary data to this article can be found online at https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.142575.

References

Acciani, G., Simione, G.B., Vergura, S., 2010. Thermographic analysis of photovoltaic panels. Renewable Energy and Power Quality Journal 1 (8), 1245–1247. https://doi.org/10.24084/repqj08.634.

Aghaei, M., Fairbrother, A., Gok, A., Ahmad, S., Kazim, S., Lobato, K., Oreski, G., Reinders, A., Schmitz, J., Theelen, M., Yilmaz, P., Kettle, J., 2022a. Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. Renew. Sustain. Energy Rev. 159 https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112160. Elsevier Ltd.

Aghaei, M., Fairbrother, A., Gok, A., Ahmad, S., Kazim, S., Lobato, K., Oreski, G., Reinders, A., Schmitz, J., Theelen, M., Yilmaz, P., Kettle, J., 2022b. Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. Renew. Sustain. Energy Rev. 159 https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112160. Elsevier Ltd.

Akram, M.W., Li, G., Jin, Y., Chen, X., Zhu, C., Shauket, I., Ahmad, A., 2020. Defect detection and degradation analysis in photovoltaic modules using thermography, spectroscopy, and current–voltage measurements, and quantitative assessment of their impact. Energy Technol. 8 (7) https://doi.org/10.1002/ente.202000100.

Alonso-García, M.C., Herrmann, W., Böhmer, W., Proisy, B., 2003. Thermal and electrical effects caused by outdoor hot-spot testing in associations of photovoltaic cells. Prog. Photovoltaics Res. Appl. 11 (5), 293–307. https://doi.org/10.1002/pip.490.

Bhoopathy, R., Kunz, O., Juhl, M., Trupke, T., Hameiri, Z., 2018. Outdoor photoluminescence imaging of photovoltaic modules with sunlight excitation. Prog. Photovoltaics Res. Appl. 26 (1), 69–73. https://doi.org/10.1002/pip.2946.

Chowdhury, M.S., Rahman, K.S., Chowdhury, T., Nuthammachot, N., Techato, K., Akhtaruzzaman, M., Tiong, S.K., Sopian, K., Amin, N., 2020. An overview of solar photovoltaic panels' end-of-life material recycling. In: Energy Strategy Reviews. Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100431, 27.

Czanderna, A.W., 1996. Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: a critical review. Pern/Sol. Energy Mater. Sol. Cell. 43.

Dhimish, M., Holmes, V., Mehrdadi, B., Dales, M., 2017. The impact of cracks on photovoltaic power performance. J. Sci.: Advanced Materials and Devices 2 (2), 199–209. https://doi.org/10.1016/j.jsamd.2017.05.005.

Dobra, T., Hilweg, M., Eder, G.C., Voronko, Y., Oreski, G., Feldbacher, S., Neumaier, L., Lenck, N., Figl, H., 2021. Environmental and economic assessment of repair solutions for cracked backsheets in photovoltaic modules. 13th International Conference on Sustainable Energy & Environmental Protection.

Duerr, I., Bierbaum, J., Metzger, J., Richter, J., Philipp, D., 2016. Silver grid finger corrosion on snail track affected PV modules - investigation on degradation products and mechanisms. Energy Proc. 98, 74–85. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.083.

Dupré, O., Vaillon, R., Green, M.A., 2015. Physics of the temperature coefficients of solar cells. Sol. Energy Mater. Sol. Cell. 140, 92–100. https://doi.org/10.1016/j.solmat.2015.03.025.

European Parliament, 2006. *Regulation (EC) N° 1013/2006of the European Parliament and of the Council on Shipment of Waste*.

European Parliament, 2012. Directive 2012/19/EU of the European Parliament and of the Council of 4 July 2012 on Waste Electrical and Electronic Equipment (WEEE).

Haque, A., Bharath, K.V.S., Khan, M.A., Khan, I., Jaffery, Z.A., 2019. Fault diagnosis of photovoltaic modules. Energy Sci. Eng. 7 (3), 622–644. https://doi.org/10.1002/ese3.255. John Wiley and Sons Ltd.

International Electrotechnical Commission, 2005. IEC TS 61215. Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic Modules- Design Qualification and Type Approval.

International Electrotechnical Commission, 2006. IEC TS 61730-2. Photovoltaic Module Safety Qualification.

International Electrotechnical Commission, 2021. IEC TS 62446-4. Ed 1. Photovoltaic (PV) Systems - Requirements for Testing, Documentation and Maintenance - Part 4: Electroluminescence Measurement of Photovoltaic Arrays.

Iqbal, N., Colvin, D.J., Schneller, E.J., Sakthivel, T.S., Ristau, R., Huey, B.D., Yu, B.X.J., Jaubert, J.N., Curran, A.J., Wang, M., Seal, S., French, R.H., Davis, K.O., 2022. Characterization of front contact degradation in monocrystalline and multicrystalline silicon photovoltaic modules following damp heat exposure. Sol. Energy Mater. Sol. Cell. 235 https://doi.org/10.1016/j.solmat.2021.111468.

Jeffries, A.M., Nietzold, T., Schelhas, L.T., Bertoni, M.I., 2021. Corrosion of novel reactive silver ink and commercial silver-based metallizations in diluted acetic acid. Sol. Energy Mater. Sol. Cell. 223 https://doi.org/10.1016/j.solmat.2020.110900.

Kajari-Schröder, S., Kunze, I., Köntges, M., 2012. Criticality of cracks in PV modules. Energy Proc. 27, 658–663. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.07.125.

Kiddee, P., Naidu, R., Wong, M.H., 2013. Electronic waste management approaches: an overview. Waste Manag. 33 (5), 1237–1250. https://doi.org/10.1016/j.wasman.2013.01.006.

Kim, T.H., Park, N.C., Kim, D.H., 2013. The effect of moisture on the degradation mechanism of multi-crystalline silicon photovoltaic module. Microelectron. Reliab. 53 (9–11), 1823–1827. https://doi.org/10.1016/j.microrel.2013.07.047.

Komoto, K., Oyama, S., Sato, T., Uchida, H., 2018. Recycling of PV modules and its environmental impacts. In: 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. https://doi.org/10.1109/PVSC.2018.8547691.

Kontges, M., Kurtz, S., Packard, C., Jahn, U., Berger, K.A., Kato, K., International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2018. Performance and Reliability of Photovoltaic Systems Subtask 3.2: Review of Failures of Photovoltaic Modules. *IEA PVPS task 13 : external final report IEA-PVPS*.

Kraft, A., Labusch, L., Ensslen, T., Durr, I., Bartsch, J., Glatthaar, M., Glunz, S., Reinecke, H., 2015. Investigation of acetic acid corrosion impact on printed solar cell contacts. IEEE J. Photovoltaics 5 (3), 736–743. https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2015.2395146.

Libby, C., Shaw, S., 2018. SOLAR PV MODULE END of LIFE: OPTIONS and KNOWLEDGE GAPS for UTILITY-SCALE PLANTS DISCLAIMER of WARRANTIES and LIMITATION of LIABILITIES NOTE Solar PV Module End of Life: Options and Knowledge Gaps for Utility-Scale Plants.

Liu, C., Zhang, Q., Liu, L., 2023. Estimation of photovoltaic waste spatio-temporal distribution by 2060 in the context of carbon neutrality. Environ. Sci. Pollut. Control Ser. 30 (12), 34840–34855. https://doi.org/10.1007/s11356-022-24487-3.

Luo, W., Clement, C.E., Khoo, Y.S., Wang, Y., Khaing, A.M., Reindl, T., Kumar, A., Pravettoni, M., 2021. Photovoltaic module failures after 10 years of operation in the tropics. Renew. Energy 177, 327–335. https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.145.

Luo, W., Khoo, Y.S., Hacke, P., Naumann, V., Lausch, D., Harvey, S.P., Singh, J.P., Chai, J., Wang, Y., Aberle, A.G., Ramakrishna, S., 2017. Potential-induced degradation in photovoltaic modules: a critical review. Energy Environ. Sci. 10 (1), 43–68. https://doi.org/10.1039/c6ee02271e. Royal Society of Chemistry.

Meena, R., Kumar, S., Gupta, R., 2020. Comparative investigation and analysis of delaminated and discolored encapsulant degradation in crystalline silicon photovoltaic modules. Sol. Energy 203, 114–122. https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.04.041.

Nieto-Morone, M.B., Alonso-García, M.C., Rosillo, F.G., Santos, J.D., Muñoz-García, M. A., 2023. State and prospects of photovoltaic module waste generation in China, USA, and selected countries in Europe and South America. Sustain. Energy Fuels 7 (9), 2163–2177. https://doi.org/10.1039/d2se01685k.

Nordmann, T., Clavadetscher, L., van Sark, W., Green, M., 2014. Analysis of Long-Term Performance of PV Systems Different Data Resolution for Different Purposes, 2014th ed. IEA.

Oreski, G., Ottersbök, B., Omazic, A., 2019. Durability and Reliability of Polymers and Other Materials in Photovoltaic Modules. Elsevier. https://doi.org/10.1016/C2016-0-01032-X.

Pascual, J., García, M., Marcos, J., Marroyo, L., 2023. Analysis of polyamide and fluoropolymer backsheets: degradation and insulation failure in field-aged photovoltaic modules. Prog. Photovoltaics Res. Appl. 31 (5), 494–505. https://doi.org/10.1002/pip.3653.

Peike, C., Hoffmann, S., Hülsmann, P., Thaidigsmann, B., Weiß, K.A., Koehl, M., Bentz, P., 2013. Origin of damp-heat induced cell degradation. Sol. Energy Mater. Sol. Cell. 116, 49–54. https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.03.022.

Poulek, V., Tyukhov, I., Beranek, V., 2023. On site renovation of degraded PV panels – cost and environmental effective technology. Sol. Energy 263. https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.111956.

Renewable Energy Agency, I., 2023. World energy transitions outlook 2023: 1.5°C pathway. www.irena.org.

Roy, J.N., 2015. Modelling of insulation characteristics of Solar Photovoltaic (SPV) modules. Sol. Energy 120, 1–8. https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.06.036.

Santhakumari, M., Sagar, N., 2019. A review of the environmental factors degrading the performance of silicon wafer-based photovoltaic modules: failure detection methods and essential mitigation techniques. Renew. Sustain. Energy Rev. 110, 83–100. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.024. Elsevier Ltd.

Schuss, C., Remes, K., Leppanen, K., Saarela, J., Fabritius, T., Eichberger, B., Rahkonen, T., 2016. Estimating the impact of defects in photovoltaic cells and panels. In: 2016 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings, pp. 1–6. https://doi.org/10.1109/I2MTC.2016.7520345.

Segbefia, O.K., Akhtar, N., Sætre, T.O., 2023. Moisture induced degradation in field-aged multicrystalline silicon photovoltaic modules. Sol. Energy Mater. Sol. Cell. 258 https://doi.org/10.1016/j.solmat.2023.112407.

Segbefia, O.K., Gerd Imenes, A., Burud, I., Sætre, T.O., 2021a. Temperature profiles of field-aged multicrystalline silicon photovoltaic modules affected by microcracks. In: 2021 IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pp. 1–6. https://doi.org/10.1109/PVSC43889.2021.9518939.

Segbefia, O.K., Imenes, A.G., Sætre, T.O., 2021b. Moisture ingress in photovoltaic modules: a review. Sol. Energy 224, 889–906. https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.06.055. Elsevier Ltd.

Spertino, F., Ciocia, A., Di Leo, P., Tommasini, R., Berardone, I., Corrado, M., Infuso, A., Paggi, M., 2015. A power and energy procedure in operating photovoltaic systems to quantify the losses according to the causes. Sol. Energy 118, 313–326. https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.05.033.

Triki-Lahiani, A., Bennani-Ben Abdelghani, A., Slama-Belkhodja, I., 2018. Fault detection and monitoring systems for photovoltaic installations: a review. Renew. Sustain. Energy Rev. 82, 2680–2692. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.101. Elsevier Ltd.

Tsanakas, J.A., Ha, L., Buerhop, C., 2016. Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: a review of research and future challenges. Renew. Sustain. Energy Rev. 62, 695–709. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.079. Elsevier Ltd.

Tsanakas, J.A., van der Heide, A., Radavičius, T., Denafas, J., Lemaire, E., Wang, K., Poortmans, J., Voroshazi, E., 2020. Towards a circular supply chain for PV modules: review of today's challenges in PV recycling, refurbishment and re-certification. Prog. Photovoltaics Res. Appl. 28 (6), 454–464. https://doi.org/10.1002/pip.3193. John Wiley and Sons Ltd.

Ulrike, M., Köntges, M., Parlevliet, D., Paggi, M., Tsanakas, I., Stein, joshua, Berger, K., Ranta, S., French, R., Richter, M., Tanahashi, T., 2018. Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications.

United Nations Environment Programme, 1998. Basel Convention on the control of transboundary movements of hazardous wastes and their disposal. https://wedocs.unep.org/20.500.11822/8224.

van der Heide, A., Tous, L., Wambach, K., Poortmans, J., Clyncke, J., Voroshazi, E., 2022. Towards a successful re-use of decommissioned photovoltaic modules. Prog. Photovoltaics Res. Appl. 30 (8), 910–920. https://doi.org/10.1002/pip.3490.

Waqar Akram, M., Li, G., Jin, Y., Chen, X., 2022. Failures of photovoltaic modules and their Detection: a Review. Appl. Energy 313. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118822.

Waqar Akram, M., Li, G., Jin, Y., Chen, X., Zhu, C., Zhao, X., Aleem, M., Ahmad, A., 2019. Improved outdoor thermography and processing of infrared images for defect detection in PV modules. Sol. Energy 190, 549–560. https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.08.061.

What is cradle, 2020. To cradle certified? n.d. Cradle to Cradle Products Innovation Institute. Retrieved November 7, 2023, from. https://www.c2ccertified.org/get-certified/product-certification.

5.4. Artículo 4

Nieto-Morone, M.B., Muñoz-García, M.-Á., Pérez López, D., Bernal-Basurco, C., García Rosillo, F., & Alonso-García, M. d. C. (2025). *Agrivoltaics: Integration of reused PV modules*. Agronomy, 15(3), 730. https://doi.org/10.3390/agronomy15030730 (Q1)

Este estudio responde a los objetivos específicos 3 y 4 de la presente tesis, y está orientado a la determinación del impacto de la reutilización de módulos fotovoltaicos al integrarlos en sistemas agrivoltaicos, considerando tanto el desempeño funcional de los módulos como su influencia en la producción agrícola.

El artículo presenta el ensayo experimental llevado a cabo en la Universidad Politécnica de Madrid (ETSIAAB), donde se integraron módulos nuevos y módulos parcialmente reacondicionados en una plantación de tomates (*Solanum lycopersicum L.*). Esta instalación agrivoltaica fue diseñada para combinar la producción hortícola con generación eléctrica, evaluando el comportamiento de ambos tipos de módulos en condiciones reales de operación.

En total, se instalaron 30 módulos de silicio monocristalino —15 nuevos de 450 Wp y 15 reacondicionados de 170 Wp cada uno, con 12 años de funcionamiento previo— situados sobre 6 estructuras de soporte independientes. Se monitorizaron variables eléctricas (energía generada, temperatura de operación, irradiancia) y agronómicas (rendimiento total, producción comercial, peso seco, radiación PAR), lo que permitió una comparación detallada entre ambas tecnologías. Asimismo, se establecieron condiciones de riego deficitario tanto en la superficie sombreada como en la superficie sin módulos fotovoltaicos.

Desde el punto de vista agrícola, los resultados indican que la sombra parcial generada por los módulos no redujo significativamente el rendimiento total del cultivo. De hecho, la producción comercial fue mayor en las parcelas sombreadas (472 g/planta) que en las no sombreadas (350 g/planta). Aunque el peso seco fue ligeramente inferior, no se identificaron diferencias estadísticas relevantes. Estos resultados aportan la evidencia de que los sistemas agrivoltaicos pueden mantener la productividad agrícola sin comprometer la calidad de la producción, aunque este resultado preliminar debe ser validado en una experimentación más amplia tanto en tiempo como en área cultivada bajo paneles fotovoltaicos. Asimismo, el

rendimiento del cultivo no se vio afectado por la sombra proporcionada por los paneles reutilizados en comparación con los paneles nuevos.

A lo largo del período del estudio, se constató que los módulos reacondicionados mostraron un comportamiento estable en términos de sus parámetros eléctricos. Desde mayo a septiembre estos módulos mostraron correlaciones sólidas entre irradiancia y generación de energía, con coeficientes de determinación (R^2) superiores a 0.9, alcanzando un valor máximo de $R^2 = 0.993$ en septiembre. Aunque el performance ratio (PR) fue en promedio un 12.3 % inferior respecto a los módulos nuevos, su desempeño se mantuvo estable y dentro de márgenes aceptables para aplicaciones de baja exigencia energética como la agrivoltaica.

El artículo destaca además el valor añadido de esta integración desde una perspectiva de economía circular. La reutilización de módulos evita que se conviertan prematuramente en residuos, reduciendo así la necesidad de extracción de materias primas como silicio, aluminio o plata, y a la vez contribuyendo a disminuir la generación de residuos electrónicos.

En conjunto, los resultados de esta etapa de la investigación respaldan la factibilidad técnica y agronómica de incluir paneles solares fotovoltaicos de segunda mano en sistemas agrivoltaicos, situando esta solución como una opción sostenible que combina tanto eficiencia energética, como productividad agrícola y reutilización de materiales. Esta línea de estudio abre nuevas oportunidades para su incorporación en estrategias en el marco de la transición energética sostenible.

agronomy

MDPI

Article

Agrivoltaics: Integration of Reused PV Modules

María-Beatriz Nieto-Morone [1,2], Miguel-Ángel Muñoz-García [2,3,*], David Pérez López [3,4], Carlota Bernal-Basurco [3,4], Félix García Rosillo [1] and María del Carmen Alonso-García [1]

[1] Unidad de Energía Solar Fotovoltaica, Departamento de Energía, CIEMAT, Av. Complutense, 40, 28040 Madrid, Spain; mariabeatriz.nieto@ciemat.es (M.-B.N.-M.); f.rosillo@ciemat.es (F.G.R.); carmen.alonso@ciemat.es (M.d.C.A.-G.)
[2] Laboratorio de Propiedades Físicas y Técnicas Avanzadas en Agroalimentación (LPF-TAGRALIA), Universidad Politécnica de Madrid, Av. Puerta de Hierro, 2, 28040 Madrid, Spain
[3] School of Agricultural, Food and Biosystems Engineering (ETSIAAB), Universidad Politécnica de Madrid, Av. Puerta de Hierro, 2, 28040 Madrid, Spain; david.perezl@upm.es (D.P.L.); carlota.bernal.basurco@upm.es (C.B.-B.)
[4] Centro de Estudios e Investigación para la Gestión de Riesgos Agrarios y Medioambientales (CEIGRAM), Paseo de la Senda del Rey, 13, 28040 Madrid, Spain
* Correspondence: miguelangel.munoz@upm.es

Abstract: This study evaluates the integration of reused PV modules within an agrivoltaic system designed for sustainable horticultural production, focusing on energy performance and agricultural outcomes. The experimental setup included both new and partially repaired PV modules, installed over tomato crops under real operating conditions. The results demonstrate that reused PV modules exhibit a strong and consistent energy performance, achieving correlations between irradiance and energy output comparable to new panels. Despite slightly lower performance ratios, reused modules maintained stable efficiency and operational viability, emphasizing their potential for sustainable applications. On the agricultural side, shading provided by PV panels protects the crop yield. This study highlights the environmental and economic advantages of incorporating reused PV modules into agrivoltaic systems, including reductions in raw material extraction, electronic waste generation, and overall environmental impact. By leveraging the circular economy principles, agrivoltaics with reused PV modules provide a sustainable pathway to balance energy production and food security while optimizing land use efficiency. These findings establish the potential of agrivoltaics as a key technology in advancing the sustainable energy transition.

Keywords: agrivoltaics; sustainable horticultural production; reused PV modules; circular economy in agriculture

check for updates

Academic Editor: Giuseppe Ferrara

Received: 5 February 2025
Revised: 11 March 2025
Accepted: 12 March 2025
Published: 18 March 2025

Citation: Nieto-Morone, M.-B.; Muñoz-García, M.-Á.; Pérez López, D.; Bernal-Basurco, C.; García Rosillo, F.; Alonso-García, M.d.C. Agrivoltaics: Integration of Reused PV Modules. *Agronomy* **2025**, *15*, 730. https://doi.org/10.3390/agronomy15030730

Copyright: © 2025 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

1. Introduction

The rapid expansion of solar photovoltaic (PV) energy is recognized as a pivotal element in the global transition toward renewable energy sources. Solar PV installations have grown exponentially in recent decades, playing a central role in the decarbonization of energy systems and the achievement of climate targets [1]. However, as solar PV continues to be deployed on a massive scale, concerns have emerged regarding land use conflicts, resource scarcity, and the lifecycle management of PV technology. At the intersection of these issues lies the concept of agrivoltaics (AGVs), which integrates photovoltaic electricity generation with agricultural activities, offering a dual land use solution that addresses both energy generation and food production [2].

The concept of agrivoltaics has gained significant attention as a means of optimizing the use of arable land. This dual-use approach mitigates the diminishing returns that are commonly associated with the dedication of land to the production of either energy or food, commonly known as the "food versus fuel" debate [1,2]. The key advantage of agrivoltaics lies in its capacity to simultaneously address food security, energy demand, and land use efficiency by leveraging the symbiotic relationship between PV systems and crops. Solar panels can provide shading that reduces water evaporation from the soil, thereby lowering the need for irrigation while still allowing sufficient sunlight for the photosynthesis of crops, including perennial crops, such as fruit species [3]. Additionally, they shield crops from extreme weather conditions, such as excessive heat, wind, frost, or hail, which could damage either the yield or the plant, thus contributing to higher yields and improved produce quality [4–6]. Meanwhile, crops beneath PV arrays can help cool the panels through evapotranspiration [7], potentially improving PV efficiency by reducing overheating [8].

A key factor in optimizing agrivoltaic systems is the efficient utilization of the entire solar spectrum—mainly within the visible (VIS) and near-infrared (NIR) ranges—while the remaining spectral components, such as ultraviolet (UV) and longer infrared wavelengths, are either underutilized or dissipated as heat. However, the spectral pattern under the panels tends to change its composition, i.e., UV, red, and green. Recent advances in full-spectrum solar energy utilization seek to overcome this limitation by employing spectral splitting technology, which separates incoming sunlight into different wavelength bands, directing each to the most suitable conversion mechanism [9]. This approach maximizes energy efficiency by enabling simultaneous photothermal, photovoltaic, and photochemical processes, enhancing the overall system performance. The integration of such strategies in agrivoltaics can improve both agricultural productivity and energy generation by optimizing the spectral distribution available to crops and PV.

Several studies have explored the performance of different crops under agrivoltaic systems, focusing on key parameters, such as yield, water-use efficiency, and crop quality, including variables like size, nutrient content, and resistance to diseases. In particular, Bruhwyler and Feuerbacher et al. demonstrated in their research that crops such as wheat and lettuce show an improved performance when grown under PV arrays due to microclimate changes induced by shading from the panels [10,11]. Another study on agrivoltaic grape cultivation demonstrated that moderated sunlight exposure and reduced water stress could enhance the water-use efficiency and grape quality [12]. Similar results were found in the research on chili peppers and Welsh onions cultivated under controlled greenhouse conditions, where shading provided by PV panels enhanced crop quality while maintaining comparable yields to those achieved through conventional farming practices [10,13].

Regarding water content in the soil, Van de Ven et al. [6] proved that agrivoltaic systems result in a reduction in water evaporation from the soil, thereby reducing irrigation needs while still allowing sufficient sunlight for the photosynthesis of crops. Additionally, the protective effect of the PV panels shields crops from extreme atmospheric conditions, such as excessive heat, frost, or hail, which contributes to higher yields and better-quality produce [14,15]. These results highlight the potential of agrivoltaic systems to enhance the sustainability of both food and energy production, especially in regions facing water scarcity or extreme climatic conditions.

Studies conducted in diverse environments have demonstrated how AGV systems respond to variations in climate and soil properties. In Mediterranean regions, shading from PV panels has been shown to significantly reduce evapotranspiration, leading to water savings up to 30% in crops such as cucumber while maintaining stable yields [16]. In

temperate climates, experiments with rainfed maize have revealed that AGV conditions not only stabilize yields but also improve crop resilience during drought periods by preserving soil moisture and moderating temperature extremes. In tropical regions, AGV systems implemented in large-scale solar farms have demonstrated benefits beyond agricultural productivity, such as improving soil conductivity and reducing erosion, which enhances both plant growth and the stability of the electrical infrastructure [17]. Meanwhile, in semi-arid environments, AGV projects have been successfully used to rehabilitate degraded land. A large-scale AGV park in Jiangshan, China, has shown that integrating PV panels with layered crop cultivation can restore soil fertility, reduce erosion, and generate economic benefits by combining agriculture and renewable energy production [18].

An important and emerging aspect that can be considered in agrivoltaic applications is the reuse of decommissioned PV modules, which aligns with circular economy principles while contributing to the sustainability of solar energy systems. Since agrivoltaic installations often combine moderate energy demands with the dual function of energy production and agriculture, they provide a suitable opportunity to reuse PV modules that have been decommissioned but still retain sufficient efficiency for practical applications. This approach offers both environmental and economic benefits, extending the useful life of PV modules and reducing the demand for new raw materials, such as silicon, silver, and aluminum. Moreover, repurposing second-hand panels in agrivoltaics systems helps mitigate the growing issue of PV waste mass while maintaining the energy output required for such applications.

By integrating reused PV panels into agrivoltaics systems, the solar industry can move toward a more sustainable and resource-efficient model, reducing electronic waste and lowering the environmental footprint associated with the manufacturing and disposal of solar modules. Recent studies have shown that second-hand PV modules can be easily repaired and reintegrated into new installations, significantly extending their operational lifespan while supporting the transition to a more circular economy in the photovoltaic sector [19].

Nieto Morone et al. [20] showed that partially repaired or second-hand PV modules can still perform adequately despite experiencing some degree of electrical degradation. For example, a recent analysis of partially repaired modules from Spanish PV plants found that 87% of the modules exhibited less than 20% power loss, demonstrating that these panels can still generate energy despite the presence of defects. This highlights the viability of second-hand panels for reuse in systems like agrivoltaics, where energy demands are lower compared to grid-connected solar farms, and minor performance losses do not significantly affect overall productivity. An important consideration in agrivoltaic systems is the difference between the lifespan of PV modules and the life cycle of crops. While new PV modules typically last 25–30 years, reused modules, as considered in this study, have already been in operation for 12 years, meaning their remaining lifespan is shorter. In contrast, agricultural crops have much shorter cycles, usually measured in months or a few years. This disparity allows for multiple crop rotations under the same PV infrastructure, optimizing land use over time. However, when integrating reused PV modules, it is necessary to consider their remaining operational life to ensure that their energy production remains viable throughout the agrivoltaic system's operation. This highlights the importance of circular economy approaches, where repurposing second-hand PV modules can enhance sustainability while maintaining agricultural productivity.

The aim of this study is to evaluate crop productivity in a plantation of 384 m^2 designed to support sustainable horticultural production in which part of the land is also used to produce electricity with a small photovoltaic installation (agrivoltaic systems) in which part of the modules are reused. This experimental project at the Universidad Politécnica de

Madrid (UPM) focuses on assessing the effects of the agrivoltaic system in the plantation, comparing the results of repaired and conventional PV modules both on energy production and agricultural productivity. Specifically, this study analyzes the impact of PV systems on tomato (*Solanum lycopersicum* L.) productivity while also examining the stability of electrical parameters, energy output, and reliability of second-hand PV modules compared to new ones under real operating conditions.

2. Materials and Methods

2.1. Location and Conditions of the Test

This study was carried out at the Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica, Alimentaria y de Biosistemas (ETSIAAB) of UPM (40°26′ N, 3°44′ W). The geographical site recorded average maximum temperatures of 30.6 °C, reaching a peak of 42 °C. The average temperatures were 11.8 °C, with the lowest recorded value of 0.2 °C. During the period of study, the mean precipitation was 85.2 mm. The average relative humidity in the experimental plots was 49.34%, fluctuating between a minimum of 3.52% and maximum of 99.98%**.** The average wind speed during the growing cycle was 1.1 m/s, with a minimum daily average of 0.7 m/s recorded on 2 August 2024 and 21 May 2024, and a maximum of 1.8 m/s on 14 May 2024. The wind direction was 274°, which means the wind was coming from the west (W), slightly northwest.

The agrivoltaic installation covered an area of approximately 65.20 m^2. Soil was Anthrosol, deeper than 1.5 m and with three horizons. The first was 30 cm, had a sandy loam texture, pH of 7.8, and 3.68% of organic matter and 1.3% of total limestone. A second horizon was from 30 cm to 90 cm, had a sandy loam texture, pH of 7.9, and a percentage of 1.5% of total limestone. The third horizon was from 90 cm to deeper with a loamy sand texture.

2.2. Installation of the Photovoltaic System

The experimental PV installation, designed for testing purposes, consisted of a system with a total capacity of 9.3 kWp. The system consisted of 30 monocrystalline silicon modules facing south-east (25° from the north–south axis), arranged in 6 strings of 5 modules each, connected in series. These strings were then wired in parallel, with the output of each string fed into the Maximum Power Point Tracking (MPPT) inputs of SAJ R5-5K-T2-15 inverters.

The PV modules included 15 newly installed JNMM144-450L modules, each of 450 Wp, and 15 repaired TopSolar TSM 160M modules with a lower peak power of 170 Wp. The used modules, approximately 12 years old, were selected based on their availability and were repaired to restore their functionality. Prior to reuse, the modules were characterized as a preliminary step, as detailed in our previous work [20]. The panels were characterized using the IEC 61215 [21] standard tests: visual inspection (MQT 01), maximum power determination (MQT 02), insulation test (MQT03), wet current leakage test (MQT15), electroluminescence, and infrared imaging. These analyses confirmed that the repaired modules were functionally stable and suitable for deployment in the agrivoltaic system. The technical specifications of the new and used modules are summarized in Tables 1 and 2, respectively.

The experimental setup consisted of two single pole structures per plot, each supporting 5 monocrystalline silicon modules. Three replications were performed for statistical purposes, resulting in a total of 6 single poles across the experimental plots. Each single pole presented a height of 2.5 m, where the center of the PV modules was positioned. The monopoles had a horizontal axis that allowed the tilt angle of the modules to be adjusted. Within each plot, one monopole was equipped with new PV modules, while the other monopole held used modules, with each monopole forming an independent string. The

distance between the monopoles in the same plot was 5 m, which allowed for the inclusion of two internal ridges between them. Figure 1 shows a schematic representation of the monopole.

Table 1. Nominal electrical characteristics of new PV modules under STC, installed at ETSIAAB agrivoltaic facility.

JINERGY PV MODULE—JNMM144-450L	
Max. Power at STC [W]	450
Max. Power Voltage [V]	41.36
Max. Power Current [A]	10.89
Open circuit Voltage [V]	49.98
Short circuit Current [A]	11.50
Module Efficiency [%]	20.70
Temperature Coefficient Voltage [%/°C]	−0.29
Temperature Coefficient Current [%/°C]	0.04
Temperature Coefficient Power [%/°C]	−0.35

Table 2. Nominal electrical characteristics of reused PV modules under STC, installed at ETSIAAB agrivoltaic facility.

TOP SOLAR PV MODULE—TSM-160M	
Max. Power at STC [W]	165
Max. Power Voltage [V]	35.00
Max. Power Current [A]	4.71
Open circuit Voltage [V]	43.70
Short circuit Current [A]	5.14
Module Efficiency [%]	15.50
Temperature Coefficient Voltage [%/°C]	−0.34
Temperature Coefficient Current [%/°C]	0.05
Temperature Coefficient Power [%/°C]	−0.5

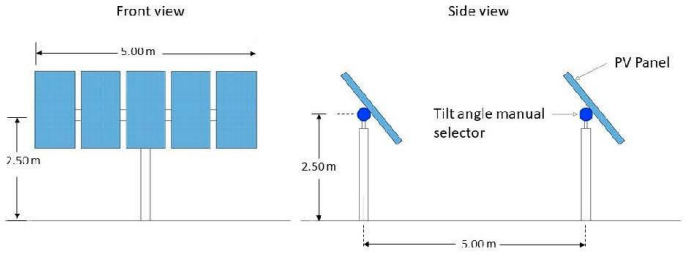


Figure 1. Schematic representation of the PV system structure with an adjustable tilt angle: front and side views.

This configuration ensured the system's structural and operational integrity and made it easier to assess the performance and feasibility of reusing modules.

Following one of the most common options, the panels were not cleaned manually. They were simply cleaned naturally by the rain. This was to ensure greater sustainability,

even though soiling is a known effect and can affect production by 1 to 5%, with the effect being equivalent in both systems due to their location. On the other hand, maintenance was limited to monitoring the electrical protection elements, just as it happens in commercial installations, since photovoltaic systems have the advantage of minimal maintenance.

2.3. Design of the Plantation and Treatments

The planting was carried out on ridges that were 1.10 m wide, each containing two rows of plants spaced 50 cm apart. The distance between plants within each row was 30 cm, arranged in a triangular planting pattern. The spacing between ridges was 60 cm, resulting in a final planting density of 47.619 plants/ha. To reduce weed emergence, the ridges were mulched with a 1.50 m wide black polyethylene plastic film.

Each experimental plot consisted of ridges 8.5 m wide, with the outermost ridges designated as borders. Data collection was focused on the central area of the ridge, leaving at least 2 m as a border.

Each row of plants was equipped with a drip line positioned 10 cm inside the inner side of the ridge below the plastic film, with drippers spaced 30 cm apart. The drippers, integrated into the drip line, which was 16 mm in diameter, were self-compensating with a nominal flow rate of 4 L/h.

Irrigation was equal for both treatments, totaling 242 mm for the whole season. The crop needs, calculated by Food and Agriculture Organization (FAO) method, were 369 mm [22]. Deficit irrigation was used based on the hypothesis that shaded plants require less water than those cultivated in an open field.

Soil moisture was determined weekly in the first 20 cm of soil with Hydrosens II equipment (Campbell Scientific Inc., Logan, UT, USA). The measurements were taken between the two crop rows of a ridge, with no significant differences between treatments, showing values ranging from 5.6% to 27.1%, depending on the proximity of irrigation to the time of measurement.

The planting was carried out on 24 April 2024 using tomato plants (*Solanum lycopersicum* L.) of the AB8058 variety from Bayerat with a phenological stage in the range of 15–16 according to the BBCH scale [23]

Two treatments were considered: one in the inner space of the PV system, which was shaded during part of the day, and one outside the PV system without any shade.

2.4. Sampling and Measures

Harvesting was conducted on 6 August 2024, 104 days after planting. To obtain a representative measurement of plant productivity, six plants were harvested per plot. Harvested tomatoes were divided into two groups: commercial or reds, which included all tomatoes without defects, and non-commercial, which included tomatoes with defects, such as a green color, blossom end rot, sun scald, cracking fruits, or others.

After harvesting the fruit, the aerial parts of the six plants were cut and dried in a stove at 60 °C until they reached a constant weight.

Photosynthetically active radiation (PAR) was measured 70 cm above the soil, the height expected for the plant plus 10 cm. Each shaded experimental plot was equipped with an SQ-421X-SS SDI 12 digital output quantum sensor (Apogee, Logan, UT, USA). An additional sensor was installed outside the shaded zone, above one experimental plot of the non-shaded treatment. This data allowed us to calculate the daily light integral as a summatory of PAR during a day.

The experimental procedure involved operating both sets of PV modules—new and second-hand—under identical environmental conditions. PV modules were positioned

as shown in Figure 2, where PV panels in the blue range are new and reused in the green range. Any differences in shading, orientation, or incident solar radiation were minimized.

Figure 2. Situation plan of new and reused PV panels in the field. The panels in the range of blue are the new panels, while those represented by the range of greens are the reused panels.

2.5. Statistic Analysis

Data were statistically analyzed by a one-way analysis of variance (ANOVA) using Python 3.12.9. Significant differences were evaluated using the ANOVA test. The probability level for significance determination was 0.05.

2.6. Photovoltaic Data Collection and Parameters Monitored

Several parameters were continuously monitored to assess the reused PV modules' performance and their integration feasibility in this agrivoltaic environment. The following key metrics were evaluated:

- Electrical performance: the power output of the reused string PV modules was monitored continuously using a data acquisition system integrated into the selected inverters. Variables like current and voltage output were recorded every 5 min to capture diurnal and seasonal performance variations.
- Thermal response and cooling effect: module temperature was measured using temperature sensors attached to the backsheet of the PV panels.
- Infrared thermography (IR) images: IR images were captured under operational conditions using a FLIR SC640 Thermal Imaging camera, which had a temperature reading accuracy of ± 2 °C, a focal plane array of 640×480, and a thermal sensitivity of 60 mK at 30 °C. The images were acquired periodically for optimal thermographic analysis depending on favorable weather conditions.

3. Results

This study analyzed the impact of shading and photosynthetically active radiation (PAR) on tomato crop performance under agrivoltaic conditions. The first part of the results is organized into three sections: total yield, commercial tomato production, and fruit production analyses. This one examines dried plant weight and the effects PAR variability. Each section discusses the findings, their implications, and potential insights for optimizing agrivoltaic systems. The second part presents the outcomes of the electrical parameters' analysis, energy output, and reliability of reused PV modules compared to new ones in real operating conditions.

3.1. Crop Total Yield

Figure 3 illustrates the **average total production**, defined as the total weight of all harvested fruits, regardless of their maturity, color, or condition. This metric includes both fully developed, ripe fruits, and those that have not yet reached full maturity, including green and yellow fruits. It also includes damaged fruits, such as blossom end rot (BER) and sunscald tomatoes. Additionally, it also represents the **average commercial production**. This metric represents the weight of fruits ready to be commercialized. Total crop yield, a key indicator of productivity, did not differ significantly between shaded and non-shaded plots, although the average yield under panels (shaded conditions) was 706 g/plant, while in non-shaded plots it was 822 g/plant.

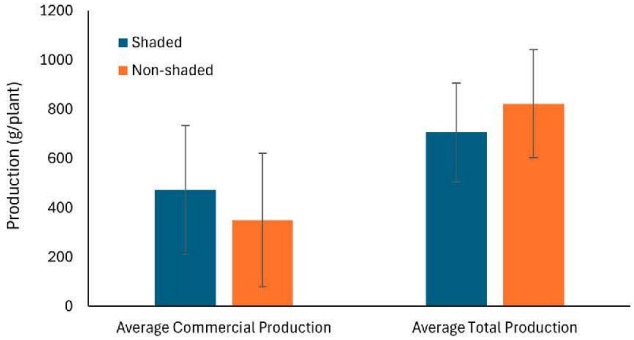


Figure 3. Average total production and average red production. Error bars indicate the standard deviation.

This aligns with the findings of Song et al. [24]. Similarly, H.-P. Kläring and A. Krumbein [25] observed a decrease in the yield in shaded tomato plants, although the reduction was less than expected, suggesting that plants can adapt their metabolism to mitigate yield losses. Moreover, a positive correlation was found between solar radiation and both yield and fruit number in tomatoes, with photosynthetically active radiation (PAR) directly influencing the yield, particularly before anthesis [26]. A similar trend was observed in lettuce, where Marrou et al. [27] reported that the yield was maintained in shaded plots due to an increase in the total leaf area per plant, compensating for lower light availability. However, Tani et al. [28] found that, despite this adaptation, lettuce growth was still inhibited under solar panels compared to greenhouse conditions, likely due to the greater reduction in light intensity.

In shaded plots, data productions ranged from 546 g/plant to 1008 g/plant (261.3 standard deviation), while in non-shaded plots they ranged from 638 g/plant to 1133 g/plant (270.8 standard deviation). The coefficient of variation was 55% in shaded plots and 46% in non-shaded plots.

3.1.1. Commercial Tomato (Mature Fruit) Production

The commercial tomato yield showed no significant differences with productions of 472 g/plant in shaded plots, while in the non-shaded ones this was 350 g/plant (Figure 3). The first one ranged from 289 g/plant to 687 g/plant, and in the other treatment it ranged from 184 g/plant to 598 g/plant.

The high variability of our data may be one of the reasons for the lack of statistical significance, although other studies have found no differences when tomatoes were grown in an agrivoltaic system, even increasing the yield [29]. Although tomatoes have a high radiation requirement [30] and significant differences have been found in other works [31],

these differences may be due to the experimental design. In the study carried out by Scarano [31], tomatoes were grown in pots under the shade of the panels, while ours was an in-field experiment in the area between panels. The lack of significant differences may be due to deficit irrigation, which can cause water stress and limit the yield [32] more than shading. Additionally, these findings suggest that irrigation requirements in shaded plots are not lower, contrasting the results obtained by [29].

3.1.2. Fruit Production Analysis

Plant dried weight is a robust indicator of vegetative growth. In our study, plants grown under non-shaded conditions exhibited a higher average dry weight (65 g/plant ± 10 standard deviation) compared to those in shaded plots (55 g/plant ± 4 standard deviation) although the difference was not statistically significant, as shown in Figure 4. This lack of significance may be attributed to the small sample size, which represents a limitation of our study. Future research with a larger sample size could provide a more conclusive assessment of the impact of shading on plant dry weight.

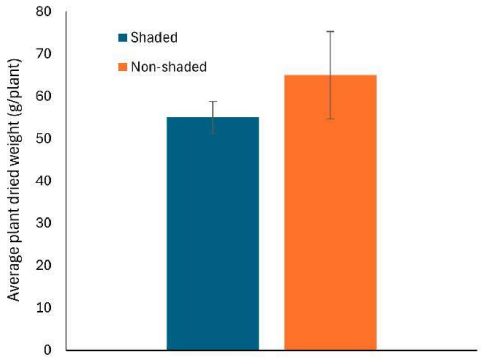


Figure 4. Comparison of plant dried weight (g/plant) under photovoltaic shading and non-shaded conditions across different plots. Error bars indicate the standard deviation.

Figure 5 shows the daily light integral (DLI) evolution monitored for the four months during the crop development.

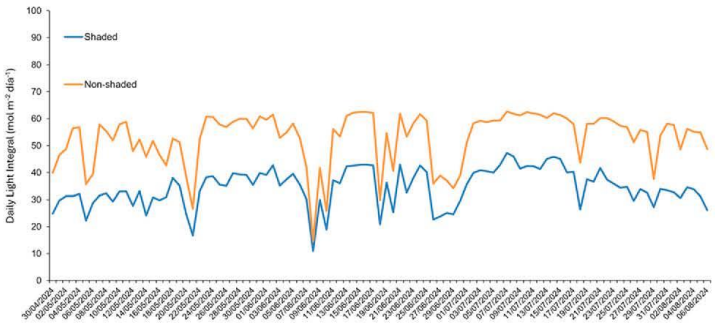


Figure 5. Daily photosynthetically active radiation (PAR) evolution in non-shaded plots and PV-shaded plots from 30 April to 6 August.

DLI values are consistently lower in the shaded plots compared to the non-shaded ones. This clearly reflects the light-blocking and scattering effects of the photovoltaic

infrastructure. While the shaded plots show a consistent attenuation pattern throughout the observation period, there are occasional dips, such as those observed in late May and mid-June, which can be attributed to environmental factors, in fact the time of the dips aligns with the dips in non-shaded plots. The non-shaded plots show higher DLI values with greater variability, in line with direct sunlight exposure, which is subject to fluctuations caused by weather patterns.

Seasonal light integral was calculated as summatory of DLI during the whole trial.

Figure 6a,b show the relationship between total production and commercial production vs. the seasonal light integral (SLI) to analyze the seasonal variability of the amount of photosynthetically active light.

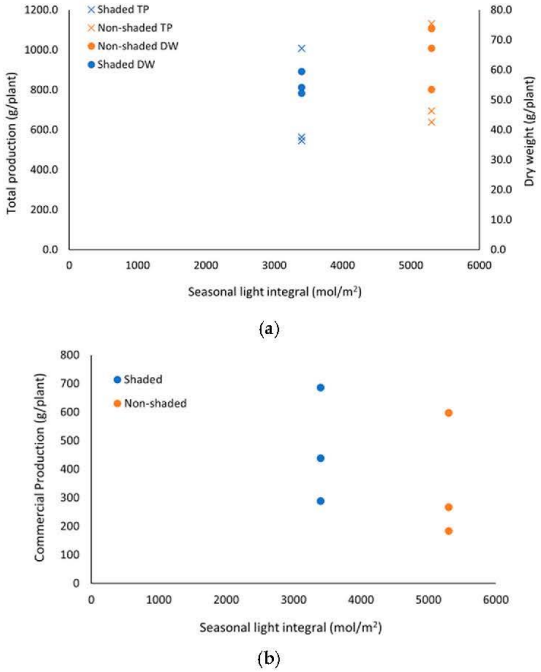


Figure 6. (**a**) Relationship between total production and dry weight with seasonal light integral; (**b**) commercial production relationship with seasonal light integral under two light conditions: non-shaded and PV-shaded plots.

Figure 6a shows that, in shaded plots, the SLI is 3415 mol/m^2, much lower than in the non-shaded plots (5239 mol/m^2).

The reduction in radiation did not result in a decrease in either the total or commercial yield, nor was there an apparent relationship between these parameters. As previously mentioned, this may be due to the fact that plant production is limited by deficit irrigation or that the radiation received by the shaded plants was enough for crop development.

3.2. *Electrical Performance Analysis*

The second part of the study presents the outcomes of the electrical parameters' analysis, energy output, and reliability of second-hand PV modules compared to new ones in real operating conditions.

3.2.1. Irradiance and Energy

In order to evaluate the electrical performance of the PV system, it is necessary to monitor both the production of the panels (new and reused) and the climatic variables that affect it. In our case, we measured the global irradiance and PAR radiation data, and in this section, we present the results of the relationship between these variables and the monitored electrical parameters.

The global incident irradiance at the plane of the PV panels was recorded every 15 min for the months of May, June, July, August, and September. The median, interquartile ranges, and outliers are shown in Figure 7. The interquartile range (IQR) is the statistical measure that describes the dispersion of a dataset. It represents the range in which the central 50% of the data lies and is calculated as the difference between the third quartile and the first quartile. This analysis illustrates seasonal variability and irradiance peaks for each month.

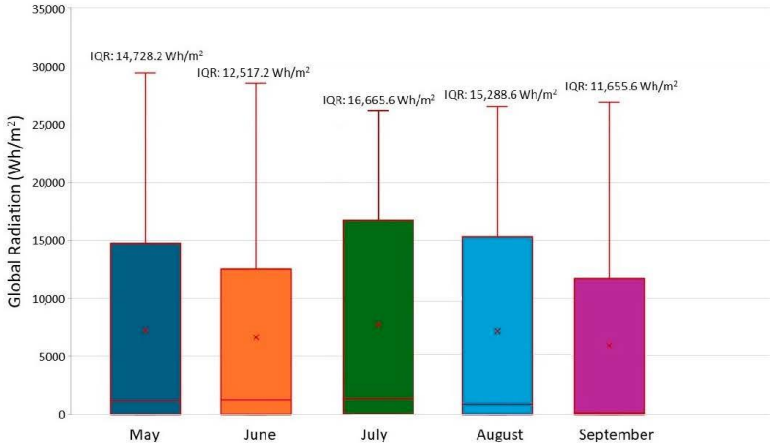


Figure 7. Distribution of global radiation in W/m^2 during the months of May, June, July, August, and September.

The data analysis in Figure 7 reveals significant seasonal variations in solar irradiance, characterized by differences in the mean values, variability, and high irradiance phenomena. Our records show that July has the highest median irradiance, approximately 7680 Wh/m^2, reflecting consistently high solar exposure this month, with the highest intensity in the summer of 2024. In contrast, September has the lowest median irradiance, around 6120 Wh/m^2, which corresponds to the seasonal transition to autumn, with shorter days and lower solar intensity. Despite this decrease, September has a maximum radiation value of 26,856 Wh/m^2, indicating periods of high solar input under non-shaded conditions. The seasonal variations in irradiance values observed in Figure 7 are primarily influenced by changes in solar elevation throughout the year. During summer months (June–July), the sun reaches a higher altitude, resulting in increased direct irradiance on the PV modules. In contrast, during September, the lower solar elevation leads to a reduction in the total incident radiation. This variation is consistent with the expected seasonal shift in the solar angle and daylight duration, impacting the overall energy generation potential of the system. Regarding the variability of the irradiance records, June shows a moderate average irradiance of around 6816 Wh/m^2, with a relatively large IQR, highlighting the variability of daily irradiance levels. The maximum irradiance reaches 28536 Wh/m^2, indicating occasional high peaks. Similarly, August, with an average irradiance of 7152 Wh/m^2, shows greater variability with a wider IQR than that obtained for July. The records

also show outliers, suggesting intermittent high irradiance events, possibly caused by atmospheric conditions of scattered clouds.

This trend in irradiance values translates into the power generated by the PV panels and, therefore, the energy fed into the grid by each inverter. Figure 8 below shows the ratio of energy generated per month by the new and reused panels for each of the three inverters.

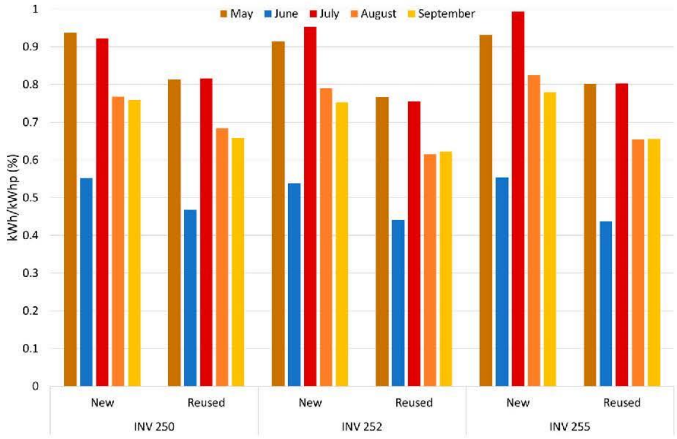


Figure 8. Monthly energy production comparison in kWh/kWhp (%) of new and reused PV panels across three inverters.

In Figure 7, it is possible to see that the irradiance IQR in June is slightly higher than that observed in September. However, Figure 8 shows that the energy generated in June is 24% lower compared to September for all inverters. The values in Figure 8 were obtained by computing the monthly accumulated measured energy (kWh) ratio to the theoretical cumulative peak energy (kWhp). For new panels, the nominal output from the factory was used, and for reused panels, the output from curve IV measured in the solar simulator was used. This discrepancy is due to the absence of electricity generation data during June due to plant maintenance periods. In contrast, during the remaining months, July and August, there is a more direct correlation between irradiance and the corresponding energy production variables.

Subsequently, the correlations between the energy generated by the new and reused panels and the daily cumulative global irradiance per month were evaluated. the results for May and August are presented in Figure 9, while for the rest of the months they are included in Appendix A.

Throughout the analysis period (May to September), the relationship between the irradiance and energy output exhibited a generally strong and stable correlation, with June being the notable exception.

In May, correlation coefficients were high, with values of 0.987 for new PV panels and 0.943 for reused ones, reflecting a robust relationship under favorable late-spring conditions. These results highlight the effective response of both panel types to consistent irradiance levels.

However, in June, there was a noticeable decrease in the correlation coefficients, attributed to external events affecting the plant's normal operation, leading to a significant reduction in energy generation. These disruptions also resulted in a lower number of data points in the energy vs. irradiance graphs, which impacted the calculated correlation coefficients. As summer progressed into July, the correlation coefficients increased signifi-

cantly (Figure A1 in Appendix A). New PV panels demonstrated a maximum performance level of 0.947, while reused panels also exhibited an enhancement, with coefficients reaching approximately 0.927. These outcomes are indicative of the stabilizing effect of peak summer conditions, which were characterized by higher and more consistent irradiance levels. However, the performance disparity between new and reused panels became more pronounced, as the new panels consistently achieved higher correlations.

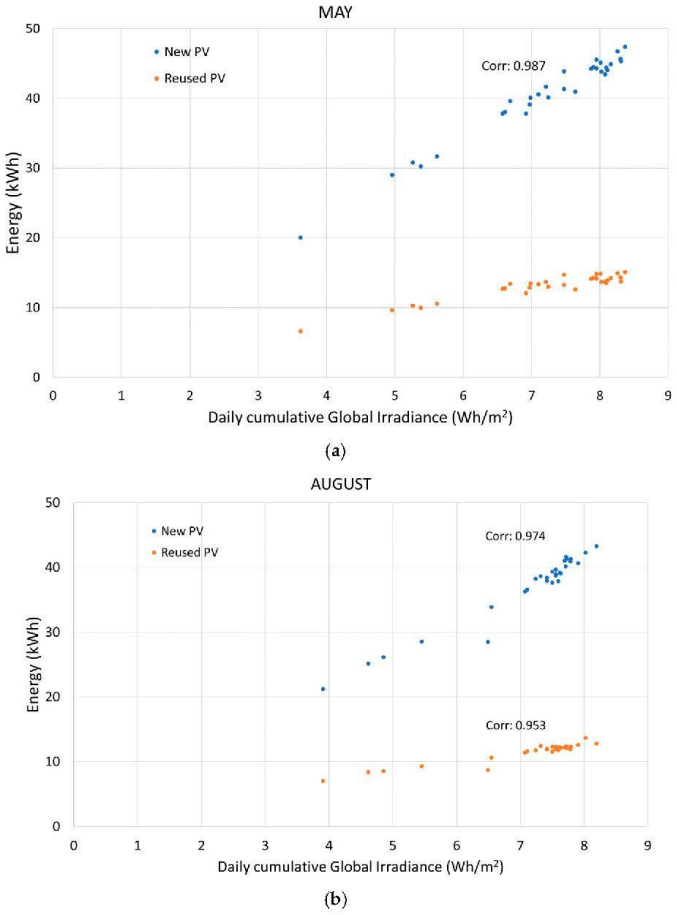


Figure 9. Relationship between daily cumulative global irradiance and energy output for new and reused PV panels for (**a**) May and (**b**) August.

In August, late-summer conditions brought greater atmospheric variability, including increased cloud cover and fluctuations in solar intensity, causing a slight decline in correlation coefficients compared to July. New panels exhibited values around 0.974, while reused panels showed slightly lower coefficients of 0.953. Despite this decline, the relationship between irradiance and energy output remained strong, underscoring the panels' resilience to moderately intense conditions.

By September, climatic conditions had stabilized considerably, resulting in the highest correlation coefficients observed during the entire period. Both new and reused panels demonstrated good relationships with cumulative irradiance. New panels achieved coef-

ficients of 0.987, while reused panels closely followed with values of 0.993 (Figure A1 in Appendix A). These results highlight the importance of well-distributed and stable irradiance during early autumn, which minimized performance differences between the panel types. Under these optimal conditions, reused panels almost matched the performance of new ones.

These correlations illustrate the seasonal variability of the PV system's response to irradiance; however, they do not account for other significant variables, such as atmospheric temperature or the operational temperature of the PV modules. As a result, these correlations represent only a partial relationship between irradiance and power output. To gain a deeper insight into the system's performance, Figure 10 presents an analysis of the plant's performance ratio (PR), evaluating both new and reused panels.

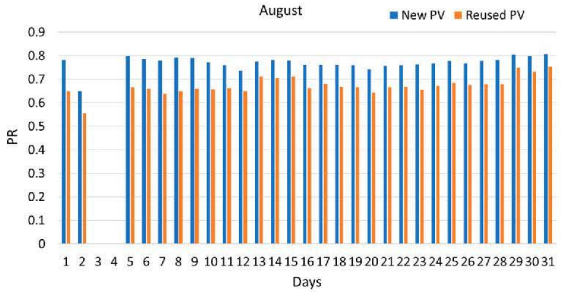


Figure 10. Daily performance ratio (PR) of new and reused PV modules in August.

3.2.2. Performance Ratio (PR)

The performance ratio is determined in accordance with the IEC 61724 standard, which defines PR as the ratio of the system's final yield (*Yf*) to its reference yield (*Yr*), providing a measure of the overall impact of system losses. In the case of monofacial systems, it is specified as:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \left(\frac{E_{out}/P_0}{H_i/G_{i,ref}} \right) \quad (1)$$

where E_{out} is the output energy in kWh and P_0 the nominal power in kWp. H_i is the irradiation, that is, irradiance integrated over a specified time interval in kWh/m^2, and G_i is the in-plane irradiance, also known as the plane-of-array (POA) irradiance in W/m^2.

For the new PV panels, the PR was calculated using their nominal power as the reference. In contrast, for the reused panels, the PR was determined based on their expected nominal power after 12 years of degradation, assuming a degradation rate of 0.5% per year, as specified by the manufacturer's data.

Analyzing Figure 10, we observe a consistent performance advantage of new PV modules over reused PV modules across all the studied months. Figure 10 shows the PR in August, and the remaining months are presented in Figure A2 in Appendix A. While the PR of new modules is consistently higher, the reused modules demonstrate a stable and predictable performance, maintaining a relatively constant gap between the two types. In May, the PR remains high and uniform for both module types, with minimal daily fluctuations. However, June shows notable PR drops on specific days, caused by operational issues. By July, the PR stabilizes, resembling the consistent behavior observed in May. In August and September, the PR exhibits a more homogeneous pattern. However, a slight decline is noticeable in September, potentially linked to seasonal factors such as reduced irradiance or higher temperatures affecting system efficiency.

Overall, the reused modules demonstrate operational viability despite their slightly lower performance compared to new modules. Seasonal trends indicate a gradual decline in the PR toward the end of the period, suggesting external environmental influences. These observations underscore the stability of reused PV modules and their potential for sustainable energy applications, particularly when performance predictability is crucial. These findings are supported by the study carried out by Muñoz [33], which analyzes performance in Si-m PV modules and other technologies in a PV facility located near our agrivoltaic plant in the ETSIAAB. In that study, Muñoz concludes that the energy produced and the performance ratio are still good even after more than 10 years of operation.

In Figure 11, we observe the average evolution of the PR over the period studied. In August, when the recorded temperatures were the highest, both types of panels experienced a similar reduction in PR. This is to be expected, as the photovoltaic system was operating without crops underneath the panels, and the higher temperatures reached by them led to a noticeable decrease in efficiency [34]. The difference in the PR between May and June is that the system was not operational on some days of June due to maintenance, making June unsuitable for a direct comparison. For July, there is a slight increase in the PR compared to May, which can be attributed to higher power generation due to increased irradiance. It should be noted that the reused panels are more sensitive to changes in irradiance and temperature than the new panels. By analyzing the evolution of the performance ratio (PR) over the months studied, it can be seen that reused panels have, on average, a 12.3% lower PR compared to new photovoltaic panels.

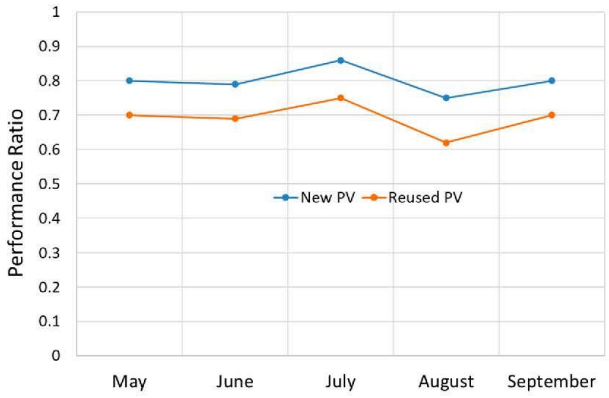


Figure 11. Performance ratio evolution from May to September.

3.2.3. Infrared Thermography Inspection

Infrared thermography (IR) images were periodically recorded throughout the testing period during the months when optimal climatic conditions were present, specifically when the irradiance levels exceeded a stable 800 W/m^2, and there was no wind. Images were taken for all the pergolas, covering both new and reused panels. The IR technique captures near-infrared electromagnetic radiation emitted from objects with temperatures above absolute zero in the wavelength range of 8–12 µm. In the photovoltaic modules, the incident radiation is converted into electricity and heat; by altering the current flow conditions, temperature changes due to irradiance fluctuations can be registered, creating distinctive cell temperature patterns that provide precise insights into potential failures. This allowed us to track any potential degradation caused by environmental factors, such as temperature fluctuations, humidity, or wind exposure. The results of the thermographic analysis confirmed that no additional damage was observed in the reused modules after installation,

reinforcing the reliability of their integration into the AGV system. IR thermographies images of the new and reused panels are shown in Appendix A.

3.2.4. Reused Panels' Operational Characteristics

The reuse of photovoltaic (PV) modules in agrivoltaic systems represents a promising strategy to extend their lifespan and promote circular economy principles. By preventing premature disposal, reuse reduces PV waste while maintaining energy generation capacity. Studies show that many decommissioned modules retain 70–85% of their original power output, making them viable for second-life applications [35] This approach optimizes resource efficiency, reducing the demand for new raw materials and lowering the carbon footprint associated with module manufacturing and disposal.

Although failure mechanisms have been documented in aged PV modules, these findings do not necessarily apply only to repaired modules. In practice, monitoring reused modules does not require significantly higher maintenance efforts compared to conventional ones. Low-cost diagnostic techniques, such as infrared thermography, allow for early fault detection, ensuring a reliable performance without additional operational burdens. Furthermore, agrivoltaic environments benefit from lower operating temperatures due to crop evapotranspiration, which helps mitigate potential efficiency losses and enhances module longevity.

From an economic perspective, reusing PV modules reduces initial investment costs, offering a financially viable alternative to new installations. Additionally, the development of a second-life PV market fosters new opportunities in refurbishment, resale, and decentralized solar applications. By extending module lifespans, reuse supports sustainable energy deployment, minimizes environmental impact, and reinforces the long-term viability of solar technologies without compromising the system's performance [36].

4. Conclusions

This study demonstrates the significant potential of agrivoltaic systems as an innovative solution to optimize land use by integrating energy generation with agricultural production. The findings highlight several key outcomes that underscore the advantages of this dual-use approach, including the effective addressing of challenges related to land use conflicts and resource efficiency.

The reduction in PAR did not cause a decrease in yield. Additionally, no significant reduction in water consumption was observed in the agrivoltaic system. These results emphasize the capacity of agrivoltaic systems to balance agricultural productivity with energy sustainability by optimizing both quantity and quality in food production.

This study also confirms the operational viability of reused PV modules within the agrivoltaic system. Despite the slightly lower performance compared to new panels, the reused modules displayed strong and consistent correlations between irradiance and energy output, with coefficients consistently exceeding 0.93 during peak irradiance months and reaching up to 0.993 in September. Performance ratio (PR) analysis further revealed the stable and predictable behavior of reused modules, with efficiency losses remaining within acceptable margins. These findings affirm the potential of repurposed PV panels for sustainable applications, particularly in scenarios with moderate energy demands, such as agrivoltaics.

Furthermore, the integration of reused PV panels within agrivoltaic systems contributes substantially to circular economy principles by extending the lifespan of solar panels, reducing the need for new raw materials, and minimizing environmental impacts associated with waste generation. By reusing partially repaired modules, the approach

addresses growing concerns about electronic waste and resource scarcity, while maintaining sufficient energy production levels.

Consequently, the integration of agrivoltaic systems with reused PV modules is poised to play a pivotal role in driving the sustainable energy transition and offering effective solutions to pressing global challenges related to food security and land use efficiency. These findings emphasize the critical role of agrivoltaics in maximizing socioeconomic and environmental benefits, positioning this technology as a vital component in the context of a sustainable energy future.

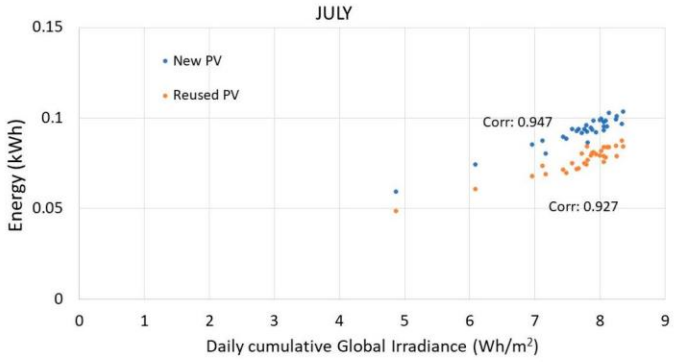
Author Contributions: Conceptualization, M.d.C.A.-G., M.-Á.M.-G. and D.P.L.; methodology, M.d.C.A.-G. and D.P.L.; validation, M.-Á.M.-G. and M.d.C.A.-G.; formal analysis, M.-B.N.-M., F.G.R. and C.B.-B.; investigation, D.P.L., C.B.-B. and M.-B.N.-M.; resources, M.d.C.A.-G. and M.-Á.M.-G.; data curation, M.-B.N.-M., F.G.R., C.B.-B. and D.P.L.; writing—original draft preparation, M.-B.N.-M. and C.B.-B.; writing—review and editing, M.-B.N.-M., F.G.R., M.-Á.M.-G., D.P.L. and M.d.C.A.-G.; visualization, M.-B.N.-M., C.B.-B. and M.d.C.A.-G.; supervision, M.d.C.A.-G. and M.-Á.M.-G.; funding acquisition, M.d.C.A.-G. and D.P.L. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This work is supported by grant PID2020-118417RB-C21, funded by MICIN/AEI/10.13039/501100011033. We acknowledge partial funding through MEDIDA C17.I2G: CIEMAT. Nuevas tecnologías renovables híbridas, Ministerio de Ciencia e Innovación de España, Componente 17 "Reforma Institucional y Fortalecimiento de las Capacidades del Sistema Nacional de Ciencia e Innovación". Medidas del plan de inversiones y reformas para la recuperación económica funded by the European Union—NextGenerationEU. Additional support for this study was provided by grant PID2021-1227722OB-I00, "Sustainable vegetable production based on Agrivoltaic systems", funded by Ministerio de Ciencia e Innovación de España MCIN/AEI/10.13039/501100011033 and the Fondo Europeo de Desarollo (FEDER), "ERDF A Way of Making Europe" program.

Data Availability Statement: The data are contained within the article.

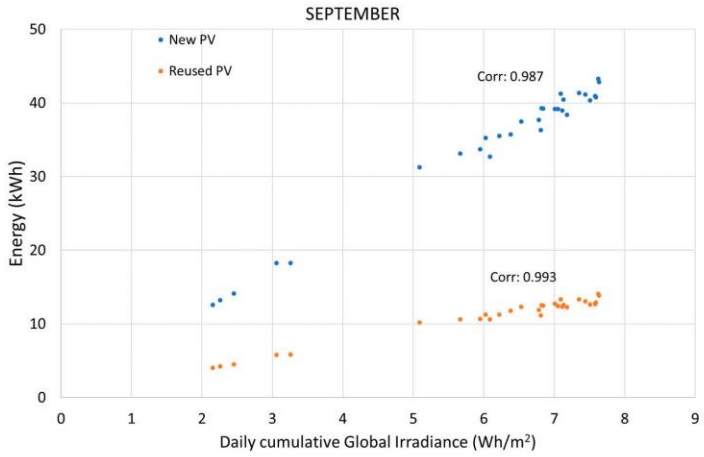
Conflicts of Interest: The authors declare no conflicts of interest.

Appendix A



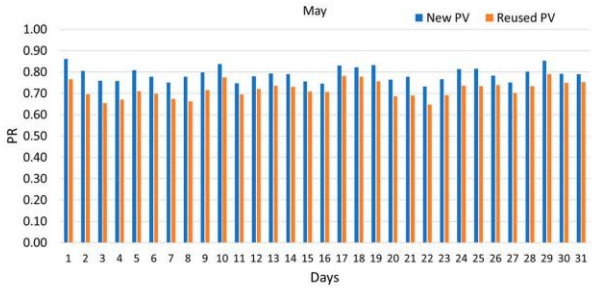
(**a**)

Figure A1. *Cont.*

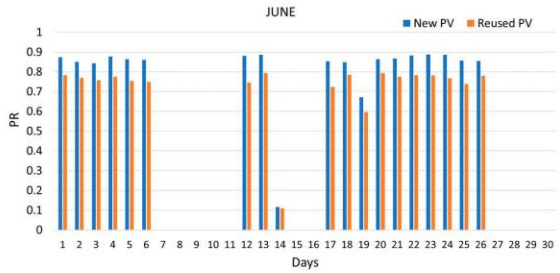


(**b**)

Figure A1. Relationship between daily cumulative global irradiance and energy output for new and reused PV panels for (**a**) July and (**b**) September.

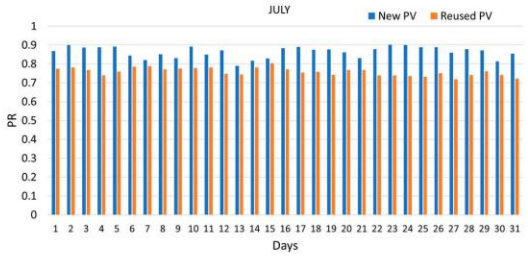


(**a**)

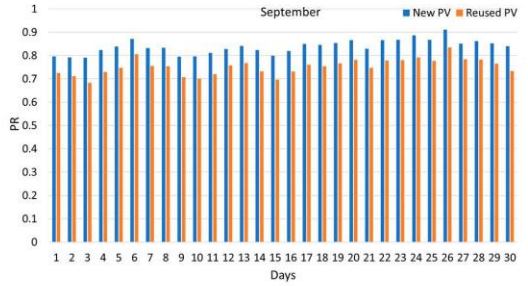


(**b**)

Figure A2. *Cont.*

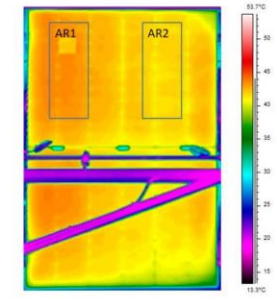


(**c**)



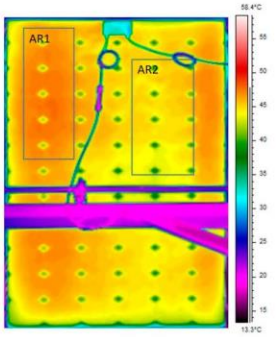
(**d**)

Figure A2. Daily performance ratio (PR) of new and reused PV modules in (**a**) May, (**b**) June, (**c**) July, and (**d**) September.



Date	March 12th
Temp amb. (°C)	13
Temp AR1 (°C)	42.1
Temp AR2 (°C)	41.9

(**a**)



Date	March 12th
Temp amb. (°C)	13
Temp AR1 (°C)	44.2
Temp AR2 (°C)	43.9

(**b**)

Figure A3. *Cont.*

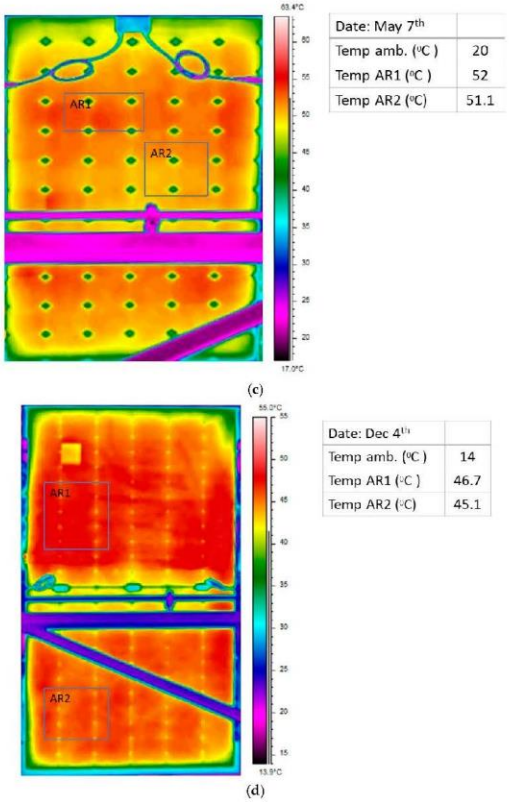


Figure A3. IR thermographic images of new PV panels and reused PV panels captured trough different months. All temperatures marked in the figures are medium temperatures. (**a**) New PV panel in 12 March, (**b**) reused PV panel in 12 March, (**c**) reused PV panel in 7 May, and (**d**) new PV panel in 4 December.

References

1. Turnley, J.W.; Grant, A.; Schull, V.Z.; Cammarano, D.; Sesmero, J.; Agrawal, R. The viability of photovoltaics on agricultural land: Can PV solve the food vs fuel debate? *J. Clean Prod.* **2024**, *469*, 143191. [CrossRef]
2. Al Mamun, M.A.; Dargusch, P.; Wadley, D.; Zulkarnain, N.A.; Aziz, A.A. *A Review of Research on Agrivoltaic Systems*; Elsevier Ltd.: Amsterdam, The Netherlands, 2022. [CrossRef]
3. Magarelli, A.; Mazzeo, A.; Ferrara, G. Fruit Crop Species with Agrivoltaic Systems: A Critical Review. *Agronomy* **2024**, *14*, 722. [CrossRef]
4. Aroca-Delgado, R.; Pérez-Alonso, J.; Callejón-Ferre, Á.J.; Díaz-Pérez, M. Morphology, yield and quality of greenhouse tomato cultivation with flexible photovoltaic rooftop panels (Almería-Spain). *Sci. Hortic.* **2019**, *257*, 108768. [CrossRef]
5. La Notte, L.; Giordano, L.; Calabrò, E.; Bedini, R.; Colla, G.; Puglisi, G.; Reale, A. Hybrid and organic photovoltaics for greenhouse applications. *Appl. Energy* **2020**, *278*, 115582. [CrossRef]
6. Van de Ven, D.J.; Capellan-Peréz, I.; Arto, I.; Cazcarro, I.; De Castro, C.; Patel, P.; Gonzalez-Eguino, M. The potential land requirements and related land use change emissions of solar energy. *Sci. Rep.* **2021**, *11*, 2907. [CrossRef]
7. Magarelli, A.; Mazzeo, A.; Ferrara, G. Exploring the Grape Agrivoltaic System: Climate Modulation and Vine Benefits in the Puglia Region, Southeastern Italy. *Horticulturae* **2025**, *11*, 160. [CrossRef]
8. Dupraz, C.; Marrou, H.; Talbot, G.; Dufour, L.; Nogier, A.; Ferard, Y. Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes. *Renew. Energy* **2011**, *36*, 2725–2732. [CrossRef]

9. Guan, J.; Sun, J.; Shi, X.; Wei, J. Review of full-spectrum solar energy systems based on spectral splitting technology. *Int. J. Hydrogen Energy* **2024**, *81*, 1235–1255. [CrossRef]
10. Bruhwyler, R.; Sánchez, H.; Meza, C.; Lebeau, F.; Brunet, P.; Dabadie, G.; Dittmann, S.; Gottschalg, R.; Negroni, J.J. Vertical agrivoltaics and its potential for electricity production and agricultural water demand: A case study in the area of Chanco, Chile. *Sustain. Energy Technol. Assess.* **2023**, *60*, 103425. [CrossRef]
11. Feuerbacher, A.; Herrmann, T.; Neuenfeldt, S.; Laub, M.; Gocht, A. Estimating the economics and adoption potential of agrivoltaics in Germany using a farm-level bottom-up approach. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2022**, *168*, 112784. [CrossRef]
12. Ferrara, G.; Boselli, M.; Palasciano, M.; Mazzeo, A. Effect of shading determined by photovoltaic panels installed above the vines on the performance of cv. Corvina (*Vitis vinifera* L.). *Sci. Hortic.* **2023**, *308*, 111595. [CrossRef]
13. Kadowaki, M.; Yano, A.; Ishizu, F.; Tanaka, T.; Noda, S. Effects of greenhouse photovoltaic array shading on Welsh onion growth. *Biosyst. Eng.* **2012**, *111*, 290–297. [CrossRef]
14. Amaducci, S.; Yin, X.; Colauzzi, M. Agrivoltaic systems to optimise land use for electric energy production. *Appl. Energy* **2018**, *220*, 545–561. [CrossRef]
15. Giri, N.C.; Mohanty, R.C. Design of agrivoltaic system to optimize land use for clean energy-food production: A socio-economic and environmental assessment. *Clean Technol. Environ. Policy* **2022**, *24*, 2595–2606. [CrossRef]
16. Marrou, H.; Dufour, L.; Wery, J. How does a shelter of solar panels influence water flows in a soil-crop system? *Eur. J. Agron.* **2013**, *50*, 38–51. [CrossRef]
17. Ya'acob, M.E.; Lu, L.; Zulkifli, S.A.; Roslan, N.; Ahmad, W.F.H.W. Agrivoltaic approach in improving soil resistivity in large scale solar farms for energy sustainability. *Appl. Energy* **2023**, *352*, 121943. [CrossRef]
18. Xiao, Y.; Zhang, H.; Pan, S.; Wang, Q.; He, J.; Jia, X. An agrivoltaic park enhancing ecological, economic and social benefits on degraded land in Jiangshan, China. In *AIP Conference Proceedings*; American Institute of Physics Inc.: College Park, MD, USA, 2022. [CrossRef]
19. Rosillo, F.G.; Nieto-Morone, M.B.; Esteva, J.B.; Soriano, F.; Temprano, S.; González, C.; del Carmen Alonso-García, M. Repairing ribbon bus bar interruptions in photovoltaic modules using non-intrusive interruption location. *Renew. Energy* **2024**, *223*, 120012. [CrossRef]
20. Nieto-Morone, M.B.; Rosillo, F.G.; Muñoz-García, M.A.; Alonso-García, M.C. Enhancing photovoltaic module sustainability: Defect analysis on partially repaired modules from Spanish PV plants. *J. Clean Prod.* **2024**, *461*, 142575. [CrossRef]
21. *IEC TS 61215*; Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic Modules—Design Qualification and Type Approval. International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland, 2005.
22. Allen, R.G.; Pereira, L.S.; Raes, D.; Smith, M. *Crop Evapotranspiration-Guidelines for Computing Crop Water Requirements-FAO Irrigation and Drainage Paper 56*; FAO: Rome, Italy, 1998.
23. Bleiholder, H.; Weber, E.; Lancashire, P.; Feller, C.; Buhr, L.; Hees, M. Growth stages of mono- and dicotyledonous plants. *BBCH Monogr.* **2001**, *158*, 20180906-074619.
24. Song, J.; Chen, Z.; Zhang, A.; Wang, M.; Jahan, M.S.; Wen, Y.; Liu, X. The Positive Effects of Increased Light Intensity on Growth and Photosynthetic Performance of Tomato Seedlings in Relation to Night Temperature Level. *Agronomy* **2022**, *12*, 343. [CrossRef]
25. Kläring, H.-P.; Krumbein, A. The Effect of Constraining the Intensity of Solar Radiation on the Photosynthesis, Growth, Yield and Product Quality of Tomato. *J. Agron. Crop. Sci.* **2013**, *199*, 351–359. [CrossRef]
26. Higashide, T. Light interception by tomato plants (*Solanum lycopersicum*) grown on a sloped field. *Agric. For. Meteorol.* **2009**, *149*, 756–762. [CrossRef]
27. Marrou, H.; Wery, J.; Dufour, L.; Dupraz, C. Productivity and radiation use efficiency of lettuces grown in the partial shade of photovoltaic panels. *Eur. J. Agron.* **2013**, *44*, 54–66. [CrossRef]
28. Tani, A.; Shiina, S.; Nakashima, K.; Hayashi, M. Improvement in lettuce growth by light diffusion under solar panels. *J. Agric. Meteorol.* **2014**, *70*, 139–149. [CrossRef]
29. Barron-Gafford, G.A.; Pavao-Zuckerman, M.A.; Minor, R.L.; Sutter, L.F.; Barnett-Moreno, I.; Blackett, D.T.; Thompson, M.; Dimond, K.; Gerlak, A.K.; Nabhan, G.P.; et al. Agrivoltaics provide mutual benefits across the food–energy–water nexus in drylands. *Nat. Sustain.* **2019**, *2*, 848–855. [CrossRef]
30. Schwarz, D.; Thompson, A.J.; Kläring, H.P. Guidelines to use tomato in experiments with a controlled environment. *Front. Plant Sci.* **2014**, *5*, 625. [CrossRef] [PubMed]
31. Scarano, A.; Semeraro, T.; Calisi, A.; Aretano, R.; Rotolo, C.; Lenucci, M.S.; Santino, A.; Piro, G.; De Caroli, M. Effects of the Agrivoltaic System on Crop Production: The Case of Tomato (*Solanum lycopersicum* L.). *Appl. Sci.* **2024**, *14*, 3095. [CrossRef]
32. Zhang, H.; Xiong, Y.; Huang, G.; Xu, X.; Huang, Q. Effects of water stress on processing tomatoes yield, quality and water use efficiency with plastic mulched drip irrigation in sandy soil of the Hetao Irrigation District. *Agric. Water Manag.* **2017**, *179*, 205–214. [CrossRef]
33. Muñoz-García, M.Á.; Moreda, G.P.; Nieto-Morone, M.B.; Alonso-García, M.C. A real case of thin film PV alternatives to cSi based on a-Si and CdTe. Results after eleven years operating at same conditions. *Renew. Energy* **2025**, *240*, 122173. [CrossRef]

34. Daniel-Durandt, F.M.; Rix, A.J. The long-term influence of wind and temperature on performance and degradation within an utility-scale photovoltaic plant. *IET Renew. Power Gener.* **2024**, *19*, e13182. [CrossRef]
35. Limmanee, A.; Sitthiphol, N.; Jaroensathainchok, S.; Pluemkamon, R.; Kotesopa, S.; Udomdachanut, N.; Krajangsang, T.; Hongsingthong, A. Preliminary Identification of Functional Decommissioned Solar Photovoltaic Modules from Solar Farms: A case study in Thailand. *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci. Inst. Phys.* **2023**, *1199*, 012002. [CrossRef]
36. Tsanakas, I.J.A.; Oreski, G.; Eder, G.; Gassner, A.; van der Heide, A.; Ariolli, D.M.G.; Hernandez, G.O.; Moser, D.; Wambach, K. Toward Reuse-Ready PV: A Perspective on Recent Advances, Practices, and Future Challenges. *Adv. Energy Sustain. Res.* **2024**, 2400237. [CrossRef]

Disclaimer/Publisher's Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.

5.5. Publicaciones Complementarias

5.5.1. Artículos indexados JCR

1. Rosillo, F. G., Nieto-Morone, M. B., Russell, R., Muñoz, J. M., Sánchez, J. R., Gonzalez, J. Y., Alonso-García, M. C. (2025). *Advances in the location and repairing of ribbon interruptions in photovoltaic modules.* Renewable Energy, 246, 122828. https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.122828

2. Rosillo, F. G., Nieto-Morone, M. B., Benavides Esteva, J., Soriano, F., Temprano, S., González, C., & Alonso-García, M. C. (2024). *Repairing ribbon bus bar interruptions in photovoltaic modules using non-intrusive interruption location*. Renewable Energy, 223, 120012. https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120012

3. Muñoz-García, M. A., Moreda, G. P., Nieto-Morone, M. B., Alonso-García, M. C. (2024). *A real case of thin film PV alternatives to cSi based on a-Si and CdTe. Results after eleven years operating at same conditions.* Renewable Energy, 240, 122173. https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.122173

5.5.2. Comunicaciones a congresos

1. *Reutilización de paneles solares de segunda vida en sistemas agrivoltaicos.* M. B. Nieto-Morone, G. Moreda Cantero, A. Bañuls González, D. Pérez López, A. Centeno, C. Bernal Basurco, F. G. Rosillo, M. C. Alonso-García, M. A. Muñoz-García. XIII Congresso Ibérico de AgroEngenharia – XIII Congreso Ibérico de Agroingeniería. 07-2025. Coimbra, Portugal.
2. *Assessment of the performance and potential reuse of repaired photovoltaic modules in real operating conditions.* M. B. Nieto-Morone, F. G. Rosillo, M. A. Muñoz-García, M. C. Alonso-García. 41th European Photovoltaic Solar Energy Conference – EUPVSEC. 09-2024. Viena, Austria.
3. *Bifacial Panels for Agrivoltaics and Crop Influence: Expected Benefits.* M. A. Muñoz-García, M. B. Nieto-Morone, G. Moreda Cantero, M. C. Alonso-García, L. Fialho, F. Baptista. 41th European Photovoltaic Solar Energy Conference – EUPVSEC. 09-2024. Viena, Austria.
4. *Characterization of partially repaired PV modules as a previous step for their reuse.* M. B. Nieto-Morone, F. G. Rosillo, E. Mejuto, M. A. Muñoz-García, M. C. Alonso-García. 40th European Photovoltaic Solar Energy Conference – EUPVSEC. 09-2023. Lisboa, Portugal.
5. *Characterization of decomissioned PV modules coming from Spanish PV plants.* M. C. Alonso-García, M. B. Nieto-Morone, F. G. Rosillo, E. Mejuto, M. A. Muñoz-García. 40th European Photovoltaic Solar Energy Conference – EUPVSEC. 09-2023. Lisboa, Portugal.
6. *Comparative Analysis of Two Agrivoltaic Systems for Nightime irrigation of Plain Vegetable Plots.* G. Moreda Cantero, M. A. Muñoz-García, R. Sánchez Calvo, M. B. Nieto-Morone, M. C. Alonso-García. 40th European Photovoltaic Solar Energy Conference – EUPVSEC. 09-2023. Lisboa, Portugal.
7. *Land use by photovoltaic installations and comparative studies in agrivoltaics at three locations in Iberian Peninsula.* F. Baptista, M. A. Muñoz García, D. Pérez López, G. Moreda Cantero, R. Sánchez Calvo, L. Bunge, M. C. Alonso García, M. B. Nieto Morone, A. Moriana, M. Corell, L. Fialho. XII Congreso Ibérico de Agroingeniería. 4-6 de septiembre de 2023. Universidad de Sevilla, España.

8. *The energy transition as an element that affects the use of agricultural soil and livestock land in Iberian Peninsula and the agrivoltaics.* M. A. Muñoz García, D. Pérez López, G. Moreda Cantero, L. Fialho, F. Baptista, L. Bunge, M. C. Alonso García, M. B. Nieto Morone, A. Moriana, M. Corell. XII Congreso Ibérico de Agroingeniería. 4-6 de septiembre de 2023. Universidad de Sevilla, España.
9. *Circularity assessments in end-of-life of photovoltaics modules: Preliminary results of recycling and reparation processes.* D. Garrain, M. C. Alonso-García, F. G. Rosillo, M. B. Nieto-Morone, E. Mejuto, R. Gómez, R. Sala, S. Germán, M. A. Muñoz García. SETAC Europe 25th LCA Symposium. 10/14/2022. Bélgica.
10. *Aceptación pública de los módulos fotovoltaicos. Una revisión de la literatura.* R. Sala, S. Germán, M. C. Alonso-García, F. G. Rosillo, R. Gómez, D. Garrain, M. A. Muñoz García, M. B. Nieto-Morone, E. Mejuto. XVIII Congreso Ibérico y XIV Congreso Iberoamericano de Energía Solar. 06/15/2022. Universitat de les Illes Balears. España.
11. *Circularidad de los sistemas fotovoltaicos mediante el reciclaje, la reparación y la reutilización de los módulos fotovoltaicos. Proyecto Fotovol3R.* M. C. Alonso-García, F. G. Rosillo, R. Gómez, D. Garrain, R. Sala, M. A. Muñoz García, M. B. Nieto-Morone, E. Mejuto, S. Germán. XVIII Congreso Ibérico y XIV Congreso Iberoamericano de Energía Solar. 06/15/2022. Universitat de les Illes Balears. España

6. Discusión

6.1. Resultados, oportunidades y desafíos de la reutilización de módulos FV en agrivoltaica

La gestión de módulos fotovoltaicos al final de su vida útil necesita una estrategia integral que aborde tanto los desafíos como las oportunidades que este contexto presenta. En esta tesis, a través de un enfoque que tiene en cuenta de manera multidimensional la proyección de generación de residuos de módulos fotovoltaicos, la caracterización de módulos parcialmente reparados y la validación experimental de la integración en un sistema agrivoltaico, se ha demostrado la viabilidad técnica de la reutilización de módulos reacondicionados.

La estimación de generación de residuos de módulos fotovoltaicos muestra la tendencia a un incremento sin precedentes en las próximas décadas en países como China, Estados Unidos y la Unión Europea, el cual será originado por el aumento exponencial de la capacidad instalada. Esta evolución de la capacidad instalada se relaciona con la actualización en 2023 de los Planes Nacionales de Energía y Clima. Las estimaciones muestran que países como Alemania, Italia y España podrían generar, en conjunto, más de 10 millones de toneladas de residuos de módulos fotovoltaicos en 2050. Estos resultados se obtienen al considerar el peor escenario que puede presentarse, es decir, toda la capacidad instalada anual se transforma en residuo, sin tener en cuenta opciones de economía circular. Esto subraya la necesidad de implementar estrategias alternativas que sean superadoras al reciclaje, como la reparación y reutilización.

En este contexto, son útiles los resultados obtenidos en el tercer artículo, en el cual se presenta un estudio que verifica que un porcentaje de los módulos desinstalados aún puede conservar condiciones de funcionamiento aceptables para una segunda vida. Se ha mostrado que a pesar de la presencia de defectos visuales o disminución de algunos parámetros eléctricos, los módulos parcialmente reparados pueden recuperar entre un 80 y 90 % de su rendimiento original, siempre que se apliquen los protocolos adecuados de inspección y diagnóstico, los cuales están definidos por las normas internacionales de estandarización. Esta evidencia permite el cuestionamiento de desechar módulos de forma anticipada y sin un diagnóstico técnico, situación que, además de generar residuos prematuros, obliga a la

extracción de materiales críticos como el silicio, la plata o el vidrio templado. Sin embargo, mediante los ensayos aplicados no es posible establecer cuál es el tiempo de vida residual de los módulos reutilizados. Para hacer una estimación, los módulos deben someterse a pruebas aceleradas de degradación.

Siguiendo con la hoja de ruta mostrada en la Figura 7 de la metodología, se integraron los módulos reacondicionados en el sistema agrivoltaico descrito. El cuarto artículo demuestra empíricamente que esta integración no compromete el rendimiento energético ni la productividad agrícola para el caso del cultivo de tomate. Los módulos fotovoltaicos reacondicionados mostraron un comportamiento estable a nivel de generación de energía, mientras que, si bien su performance ratio presentó una reducción con respecto al valor nominal esperado y al obtenido por los módulos nuevos, se obtuvieron altas correlaciones entre irradiancia y energía. Esta integración presenta una oportunidad estratégica para aportar a la economía circular en el sector fotovoltaico, combinando agricultura con tecnología solar recuperada.

Al comparar la reutilización con otra técnica como el reciclaje, se hace evidente que presenta la ventaja de prolongar directamente la vida útil de los módulos fotovoltaicos sin necesidad de recurrir a un nuevo proceso industrial de transformación de materiales, lo cual constituye una ventaja ambiental. De este modo la reutilización de módulos fotovoltaicos reacondicionados contribuye directamente a la reducción del consumo de energía así como también a la huella de carbono del proceso de fabricación de nuevos dispositivos. Este enfoque trae consigo la posibilidad de fomentar la creación de empleos locales tanto en tareas de diagnóstico como de reparación y mantenimiento, lo cual a su vez puede impulsar el desarrollo regional.

Los resultados obtenidos en el estudio de estos tres niveles de análisis —proyección, evaluación técnica e integración experimental— permiten mostrar que la reutilización fotovoltaica es una estrategia estructural para incrementar la sostenibilidad del sistema energético y no debe considerarse como una solución puntual.

Sin embargo, a lo largo de esa investigación también se han identificado algunas barreras estructurales que dificultan la implementación de modelos de reutilización. Estos incluyen la carencia de regulaciones específicas, la falta de un protocolo con estándares técnicos unificados y la limitada existencia de un mercado de segunda mano para módulos reacondicionados. Estos obstáculos no son

insalvables, pero requieren un cambio de enfoque estratégico y regulatorio que reconozca la reutilización como una opción preferente dentro de la jerarquía de gestión de residuos, y no como una excepción que actualmente está sujeta a incertidumbre jurídica.

En este sentido, las propuestas normativas que actualmente están en discusión —como el Reglamento de Ecodiseño para Productos Sostenibles— junto con el desarrollo de estándares por parte del comité técnico IEC TC82, representan pasos importantes para establecer un marco de referencia claro y seguro. La tesis demuestra que existe la base técnica para avanzar hacia una fotovoltaica más circular, pero es necesario consolidar los instrumentos legales, económicos y operativos para convertir esta estrategia en una práctica generalizada.

De forma transversal, la tesis aporta evidencia de que la reutilización de módulos FV es una estrategia técnica y ambientalmente sostenible. Como se ha explicado en la sección 2.2, desde la perspectiva ambiental los resultados obtenidos se alinean con las conclusiones de Latunussa et al. (Latunussa et al., 2016) y Corcelli et al. (Corcelli et al., 2016), que señalan que el reacondicionamiento de módulos puede reducir entre un 50 % y un 75 % las emisiones de gases de efecto invernadero además del consumo de energía respecto a la producción de nuevos módulos.

Desde el punto de vista ambiental, la reutilización prolonga la vida útil del módulos fotovoltaico y preserva su valor, evitando la extracción de materias primas. En contraposición, el reciclaje que requiere tratamientos térmicos, mecánicos y químicos, e implica un mayor consumo energético y la pérdida del valor incorporado en el producto original (European Parliament and Council, 2018).

Desde el punto de vista económico, el informe de IRENA (2024) (International Energy Agency, 2024) refuerza la viabilidad del modelo de segunda vida de módulos fotovoltaicos, al destacar que el costo nivelado de la electricidad (LCOE) continúa bajando, incluso en sistemas que incorporen componentes reutilizados. En este contexto, la presente investigación aporta evidencia experimental que respalda dicha perspectiva, demostrando que los módulos reacondicionados pueden mantener un rendimiento eléctrico estable en el tiempo y adecuado para su integración en nuevas aplicaciones, como los sistemas agrivoltaicos.

En lo social, Mirletz et al. (Mirletz et al., 2023) y UNEF (2023) (Unión Española Fotovoltaica, 2023) destacan que las estrategias de reutilización fomentan empleo local y pueden reducir las barreras económicas de acceso a tecnologías limpias. Esta tesis aborda esta dimensión social al proponer el reacondicionamiento y la

reutilización como una vía de desarrollo rural sostenible, con especial énfasis en la agrivoltaica como solución de doble impacto energético y agrícola. Los aportes experimentales de esta tesis consolidan la posición de la reutilización como una estrategia que responde a los principios de sostenibilidad del sector fotovoltaico, además de ofrecer argumentos sólidos para su integración en la planificación tanto energética, social y agrícola.

6.2. Resultados de la proyección global de residuos fotovoltaicos

El primer artículo plantea una metodología de proyección de residuos fotovoltaicos a nivel global, con énfasis en China, Estados Unidos y una selección de países europeos y sudamericanos. Utilizando funciones Weibull y datos reales de instalación y retirada de módulos, se estima una generación acumulada de residuos de más de 60 millones de toneladas a nivel global para 2050 para el escenario de pérdidas habituales.

Estas estimaciones coinciden aproximadamente con las proyecciones previas del JRC europeo, pero introducen un mayor detalle tanto territorial como tecnológico, desde el punto de vista de la introducción de diferentes escenarios de degradación y análisis de sensibilidad.

Este análisis no solo contempla la generación de volúmenes críticos de residuos de manera anticipada, sino que también ayuda a identificar momentos clave para la elaboración de políticas y mejora de infraestructuras en el futuro cercano, al presentar la evolución de los datos de generación de residuos de módulos fotovoltaicos anuales. Como resaltan (Latunussa et al., 2016) y (Corcelli et al., 2016), una planificación adecuada del fin de vida de los módulos resultará fundamental para evitar problemas logísticos y asegurar la conservación óptima de recursos valiosos. En este contexto específico, este estudio contribuye al enfoque prioritario de estrategias para una segunda vida en lugar del reciclaje que podría ser en algunos casos, prematuro.

Los resultados obtenidos en este primer artículo son coherentes con las proyecciones de la literatura actual en cuanto al aumento exponencial del volumen de residuos fotovoltaicos. Por ejemplo, Mirletz et al. (Mirletz et al., 2024) estima que, para alcanzar un despliegue a escala TW, será necesario complementar el

reciclaje con estrategias activas de reutilización, ya que las tasas de crecimiento de la capacidad instalada superarán ampliamente la infraestructura de reciclaje disponible. Asimismo, el informe de IRENA (International Energy Agency, 2024) sobre costes de generación fotovoltaica subraya que, si bien el coste nivelado de la electricidad continúa descendiendo, la presión sobre las cadenas de suministro de materiales y el agotamiento de recursos críticos refuerzan la necesidad de modelos de aprovechamiento de residuos basados en la reparación y el reacondicionamiento.

Esta investigación amplía esos argumentos presentando una herramienta metodológica de proyección adaptable y flexible para diferentes contextos regionales y que puede ser incorporada en la planificación de políticas económicas circulares a nivel nacional o internacional. Además, el análisis de países sudamericanos como Argentina o Brasil aportan una perspectiva territorial poco explorada en la literatura actual aumentado el conocimiento del tema.

La actualización al alza de los objetivos de instalación de la mayoría de los Planes Nacionales de Energía y Clima en 2023 por parte de los Estados Miembros de la UE ha provocado ajustes en la generación de residuos fotovoltaicos. Este análisis se detalla en el segundo artículo del presente compendio y se adentra además en el examen estratégico y normativo del tratamiento de los residuos fotovoltaicos en el marco de la transición hacia una energía más sostenible. El estudio muestra discrepancias significativas en las proyecciones de residuos de cada país y subraya la necesidad apremiante de desarrollar estrategias efectivas para su gestión.

Los hallazgos obtenidos coinciden con los argumentos de Mirletz et al., quienes enfatizan la importancia de tener normativas claras sobre la reutilización de módulos fotovoltaicos. También destacan que la trazabilidad y las garantías técnicas son requisitos imprescindibles para generar confianza en los mercados de segunda mano, una línea que se aborda como una sugerencia en esta tesis.

Si bien es cierto que el marco institucional europeo ya integra principios de ecodiseño, priorización de la reutilización y economía circular a través de instrumentos como el Reglamento de Diseño Ecológico para Productos Sostenibles (Parlamento Europeo & Consejo Europeo, 2024), la Estrategia de Materias Primas Críticas ,Reglamento UE 2024/1252 sobre materias primas fundamentales, (Parlamento Europeo & Consejo Europeo, 2024) -en vigor desde mayo de 2024 y de aplicación directa en todos los Estados miembros- y el Raw Materials Scoreboard (European Commission & Joint Research Center, 2021), la presente tesis refuerza

estas estrategias demostrando, con datos empíricos, que el reacondicionamiento de módulos es una alternativa técnica y económicamente viable frente al reciclaje prematuro.

Así como el informe de IRENA (Weckend et al., 2016) destaca explícitamente la necesidad de promover la reutilización de módulos fotovoltaicos en aplicaciones como el autoconsumo, la agricultura y los proyectos sociales, diferenciando las estrategias de fin de vida según su impacto ambiental y el valor potencial recuperable, la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), a través de su Guía de Mejores Prácticas para el Desarrollo de Plantas Solares (UNEF, 2022), promueve principios generales de sostenibilidad y economía circular, con un fuerte énfasis en la creación de valor compartido con los territorios y comunidades locales. En este documento se plantea una visión integradora que prioriza la cohesión social, el desarrollo rural y la minimización de impactos ambientales en el despliegue de nuevas instalaciones. El presente trabajo respalda y amplía estas propuestas añadiendo una dimensión territorial, ya que destaca el papel clave que puede desempeñar la reutilización fotovoltaica en el medio rural, facilitando una descentralización energética más inclusiva y resiliente al fortalecer la capacidad de las comunidades rurales para afrontar crisis energéticas o climáticas sin depender totalmente de redes centralizadas.

6.3. Viabilidad de la reutilización de módulos parcialmente reparados

Continuando, la investigación se enfocó en examinar la viabilidad de reutilización de módulos fotovoltaicos parcialmente reparados como forma de reducir el impacto ambiental que ocasiona la generación de masa de residuos, lo que se estudia en el artículo nº 3.

Se realizó un análisis exhaustivo de 23 módulos retirados de instalaciones en funcionamiento en España para identificar defectos como celdas agrietadas y corrosión mediante inspección visual y pruebas como curvas I-V, termografía y electroluminiscencia. A pesar de las fallas detectadas (como la degradación inducida por humedad), la gran mayoría (87%) de los módulos presentaba pérdidas

de potencia menores al 20 % lo que sugiere que podrían ser reutilizados en aplicaciones que no sean críticas en cuanto a la demanda de potencia.

Estos resultados concuerdan con los descubrimientos de van der Heide et al. (van der Heide et al., 2022), quienes afirman que una cantidad importante de módulos retirados presentan fallos no críticos y pueden ser reintegrados a la operación después de una adecuada clasificación y verificación técnica. Asimismo, Tsanakas et al. (J. A. Tsanakas et al., 2020) resaltan que las técnicas de diagnóstico como electroluminiscencia y curvas I-V resultan ser útiles para distinguir entre módulos que son reutilizables y aquellos que no lo son, coincidiendo así con el enfoque metodológico empleado en esta investigación.

Además, en este artículo se hace hincapié en la necesidad de protocolos específicos para la caracterización y certificación de módulos reacondicionados, diferenciados de aquellos aplicables a módulos nuevos. Esto responde a los desafíos señalados también por Tsanakas respecto a la falta de normativas para la recertificación de módulos de segunda vida útil.

El análisis realizado revela que los módulos reacondicionados, aunque presentan una producción energética ligeramente inferior —con una diferencia de entre el 5 % y el 12 % respecto a los módulos nuevos— mantienen un comportamiento estable a lo largo del tiempo.

6.4. Integración de módulos parcialmente reparados en un sistema agrivoltaico.

Tras confirmar que los módulos parcialmente reparados o reacondicionados conservaban una potencia remanente significativa, la investigación avanzó hacia una etapa clave que es la validación experimental de su funcionamiento en condiciones reales. Esta fase se desarrolló mediante su integración en un sistema agrivoltaico, como se detalla en el artículo nº 4. Además de generación de energía estable de los módulos reutilizados -similar a la de los nuevos en condiciones de operación iguales- la instalación agrivoltaica en su conjunto ha traído consigo ventajas agronómicas adicionales significativas como una mayor retención de humedad en el suelo y una protección parcial de los cultivos ante condiciones

climáticas desfavorables, aspectos que refuerzan el valor de esta estrategia en términos de un uso más efectivo y eficiente del suelo.

Estos hallazgos concuerdan con lo mencionado por proyectos como Sun'Agri y el informe de la UNEF de 2023 que resaltan cómo la sombra parcial producida por los paneles fotovoltaicos puede mejorar la resistencia de los cultivos, particularmente en áreas afectadas por la escasez de agua. Del mismo modo, la interacción entre la vegetación y la tecnología fotovoltaica ayuda a mitigar el efecto del fenómeno conocido como "isla de calor fotovoltaica", PVHI (del inglés Photovoltaic Heat Island), como indicaron en su estudio Barron-Gafford et al. (Barron-Gafford et al., 2016).

Los resultados de este estudio coinciden con una cantidad creciente de investigaciones que sugieren la agrivoltaica como una opción eficiente para aplicar estrategias circulares en el campo de la energía solar fotovoltaica. Además, dado que los campos agrícolas suelen carecer de acceso directo a la red eléctrica, la integración de módulos fotovoltaicos de menor potencia se presenta como una solución adecuada para sistemas de autoconsumo rurales.

Estudios recientes han demostrado que cultivos como el tomate o la vid pueden beneficiarse de la sombra parcial generada por módulos fotovoltaicos integrados en cultivos en entornos de clima cálido. Esto mejora el rendimiento y reduce el estrés por falta de agua incluso en situaciones de riego limitado.

Tanto el informe de UNEF (Unión Española Fotovoltaica, 2023) , así como el estudio de IEA PVPS Task 13 (Trommsdorff, Campana, Fernández Solas, et al., 2025) resaltan que la utilización doble del terreno posibilita la obtención simultánea de ventajas tanto energéticas como agronómicas. Siguiendo esa misma línea argumental de investigación experimental se presenta en esta tesis evidencia específica utilizando paneles parcialmente degradados introduciendo así un factor poco explorado en investigaciones anteriores que permite valorar la viabilidad técnica de sistemas agrivoltaicos bajo condiciones de una segunda vida.

Como se detalla en el ANEXO, la investigación de la integración de módulos reutilizados en un sistema agrivoltaico ha sido ampliada, integrando los meses de enero a junio de 2025. Se ha estudiado la evolución de la irradiancia, temperatura de los paneles, su relación con la producción de energía, el performance ratio y su evolución mensual, así como también la comparación entre estas variables durante los meses disponibles de 2024 y 2025. Esta ampliación del estudio es particularmente útil a la hora de validar las hipótesis que se han planteado en este

trabajo, concluyendo que los módulos reutilizados producen energía de forma estable, comparable a los módulos nuevos. Si bien la generación en los módulos de segunda vida es menor, el uso en agrivoltaica es adecuado, ya que en este entorno no se busca principalmente la densidad máxima de potencia, sino que se prioriza el uso agrícola del terreno y la compatibilidad con los cultivos, así como resolver la falta de conexión a la red eléctrica.

Finalmente, es también importante mencionar que en este estudio se incluye un análisis de la irradiancia incidente y la reflejada, lo cual facilita un análisis más preciso de las condiciones reales de sombra, fotosíntesis y la producción eléctrica. Esta distinción aporta una mejor comprensión de la dinámica entre la disponibilidad lumínica, fotosíntesis y el rendimiento eléctrico.

7. Conclusiones

Los resultados de esta tesis concuerdan con las prioridades de las políticas europeas para fomentar la transición a fuentes energéticas sostenibles.

En los dos primeros artículos se estima una gran generación de masa de residuos fotovoltaicos en todos los contextos estudiados, resultado que es coherente con las proyecciones previas de IRENA e IEA-PVPS (2016) y Zhang et al. (2022). Si bien China se destaca como el mayor productor de residuos del mundo, en la Unión Europea las estimaciones con los objetivos de capacidad actualizados de los planes nacionales de energía y clima, calculan que para el 2050 se alcanzarán 25 millones de toneladas acumuladas, mientras que aproximadamente 6,5 millones se generarán en Alemania y, en menor medida, en Francia, Italia y España. Por su parte, Irlanda y Lituania se enfrentarán a desafíos estructurales de infraestructura en cuanto a gestión de residuos de módulos fotovoltaicos debido a la actualización de más de un 300 % en sus objetivos de capacidad instalada a 2030, conclusión coincidente con el estudio de Latunussa et al. (2016).

Para confirmar técnicamente la reutilización de módulos reacondicionados, en el artículo 3 se caracterizaron 23 módulos con una vida previa de 12 años, y los resultados de las pruebas muestran que, a pesar de algunos defectos remanentes después de reparaciones parciales realizadas por una empresa externa, el 87 % presentaba una pérdida de potencia inferior al 20 %, -resultado que coincide con estudios de Peike et al. (2019) e Ilse et al. (2021)- lo cual puede aceptarse en entornos de baja exigencia de producción de energía como el autoconsumo en la agrivoltaica. Sin embargo, en línea con Tsanakas et al. (2023), se sugiere que estos ensayos se complementen con pruebas de degradación acelerada que permitan calcular el tiempo de vida útil restante de los módulos reacondicionados

La integración de módulos reacondicionados en una instalación agrivoltaica experimental de la ETSIAAB fue abordada en el cuarto y último artículo de esta tesis. El estudio reveló un funcionamiento eléctrico estable y similar al de los módulos nuevos, con un rendimiento energético casi constante durante el período de estudio. Asimismo, el estudio publicado en este artículo se complementa con los resultados del Anexo, en el cual se presentan datos de la generación eléctrica de la planta durante el año 2025.

8. Limitaciones y líneas futuras

Esta tesis contribuye de forma significativa al conocimiento sobre la reutilización de módulos fotovoltaicos, integrando enfoques técnicos, ambientales, económicos y sociales aportando evidencia experimental propia sobre el rendimiento de los módulos reacondicionados en condiciones reales de operación. Sin embargo, como es común en toda investigación aplicada, los resultados obtenidos presentan oportunidades para desarrollar nuevas áreas de estudio que ampliarán y profundizarán su impacto en investigaciones futuras.

Desde un punto de vista técnico se ha demostrado la factibilidad de reutilizar los módulos fotovoltaicos retirados de instalaciones en funcionamiento comercialmente activas. Sin embargo, teniendo en cuenta la evolución del mercado hacia tecnologías más avanzadas, somo SHJ, TOPCon y bifaciales -cuyos patrones de degradación podrían variar significativamente de los módulos de silicio que se han evaluado- una línea futura de investigación se centraría en evaluar su comportamiento bajo condiciones reales de operación y reacondicionamiento. Según lo mencionado por Hasan (Hasan et al., 2025), incorporar estas variantes en la investigación facilitará la creación de pautas de reacondicionamiento más flexibles y ajustables a esta gama tecnológica más extensa.

En lo que respecta a los procedimientos de diagnóstico se ha presentado una estrategia efectiva y de bajo costo de reparación basada en técnicas no destructivas y criterios mínimos de funcionamiento (Rosillo et al., 2024) . Este método supone un avance significativo hacia la sistematización del reacondicionamiento. Sin embargo, debido al esperado volumen de módulos a ser reutilizados, se hace necesario plantear en el futuro la evolución hacia una automatización parcial y digitalización de estos procesos de reparación para acelerar su adopción comercial y reducir costos operativos.

En el campo de la agricultura, las pruebas realizadas con módulos fotovoltaicos reutilizados en un sistema agrícola experimental agrivoltaico han demostrado resultados muy prometedores en cuanto al rendimiento energético y los beneficios para el cultivo de tomates. Este estudio inicial proporcionará la base para implementar este enfoque en otros entornos similares. Siguiendo las sugerencias del informe de la IEA, Tarea 13, (Trommsdorff, Campana, Macknick, et al., 2025) sería beneficioso extender esta investigación hacia diferentes especies vegetales y

condiciones climáticas, lo que permitirá generalizar el modelo y adaptarlo a diferentes contextos productivos.

Desde una perspectiva ambiental, importante para el futuro estudio del ciclo de vida de los módulos fotovoltaicos, es necesario establecer criterios técnicos para la reutilización y recopilar datos experimentales reales. Este enfoque tiene el objetivo de plantear pasos adicionales hacia la integración de modelos comparativos más amplios en términos de reutilización versus reciclaje y eliminación final incluyendo aspectos como el transporte local o infraestructura disponible y vida útil restante, conforme lo indican Corcelli at., Walzberg et al. y Deng et al (Corcelli et al., 2016; Deng et al., 2019; Walzberg et al., 2020). Estas medidas ayudarán a evaluar de manera más precisa los impactos positivos del reacondicionamiento de módulos fotovoltaicos en el medio ambiente.

Finalmente, se evidencian oportunidades para fortalecer el aspecto social de esta estrategia. Estudios recientes como los de Mirletz et al. (2023) y Malhotra et al. (2024), resaltan la importancia decisiva que tienen la percepción de los ciudadanos y la confianza de los consumidores en la aceptación de tecnologías circulares. La inclusión de estudios sobre percepción social junto a encuestas y análisis de mercado específicos en áreas rurales o cooperativas energéticas contribuirá significativamente a reducir el impacto social que tiene la reutilización fotovoltaica y a establecer modelos más inclusivos y participativos.

Estas líneas reflejan el potencial de un campo de investigación del sector fotovoltaico en constante evolución. Esta tesis ha establecido una base sólida que sirve como punto de partida para implementar soluciones sostenibles que integren factibilidad técnica y beneficios ambientales y sociales.

9. Referencias

Agrivoltaic Solutions. (2021). *Plant Cultures*. Https://Www.Agripv-Solutions.Com/En-Gb/Pflanzenkulturen.

Alonso-García, C., García-Rosillo, F., Nieto Morone, M. B., Muñoz García, M. Á., & Mejuto, E. (2023). Characterization of decommissioned PV modules coming from Spanish PV plants. *40th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EUPVSEC)*.

Andrews, H. M., Homyak, P. M., Oikawa, P. Y., Wang, J., & Jenerette, G. D. (2022). Water-conscious management strategies reduce per-yield irrigation and soil emissions of CO2, N2O, and NO in high-temperature forage cropping systems. *Agriculture, Ecosystems and Environment*, *332*. https://doi.org/10.1016/j.agee.2022.107944

Asociación Española de Normalización. (2021). *UNE-EN-IEC 60904-1:2021. Dispositivos fotovoltaicos.Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos. Asociación Española de Normalización*.

Barron-Gafford, G. A., Minor, R. L., Allen, N. A., Cronin, A. D., Brooks, A. E., & Pavao-Zuckerman, M. A. (2016). The photovoltaic heat island effect: Larger solar power plants increase local temperatures. *Scientific Reports*, *6*. https://doi.org/10.1038/srep35070

Beaucarne, G., Eder, G., Jadot, E., Voronko, Y., & Mühleisen, W. (2022). Repair and preventive maintenance of photovoltaic modules with degrading backsheets using flowable silicone sealant. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *30*(8), 1045–1053. https://doi.org/10.1002/pip.3492

Bundesministerium der Justiz; Bundesamt für Justiz. (2022). Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umweltverträgliche Entsorgung von Elektro- und Elektronikgeräten (ElektroG). In *Bundesgesetzblatt I, S. 2240*. https://www.gesetze-im-internet.de/elektrog_2015/

Campana, P. E., Stridh, B., Amaducci, S., & Colauzzi, M. (2021). Optimisation of vertically mounted agrivoltaic systems. *Journal of Cleaner Production*, *325*. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129091

CEIGRAM - ETSIAAB - UPM. (2021). *SunCeres - Producción sostenible de hortícolas basada en sistemas agrivoltaicos (PID2021-1227720B-100)*.

CEN-CENELEC. (2025). *CEN-CENELEC Work Programme 2025*. https://wp2025.cencenelec.eu/?Sectors[]=6743

Comisión Europea. (1999). *Reglamento (UE) 2018/1999*.

Comisión Europea. (2019). *El Pacto Verde Europeo*. https://sustainabledevelopment.un.org/post2015/transformingourworld

Comisión Europea. (2020). *Plan de acción para la economía circular- Por una Europa más limpia y competitiva.* https://doi.org/10.2779/85740

Comisión Europea. (2021). *Pacto Verde Europeo: consecución de nuestros objetivos.* https://doi.org/10.2775/948427

Corcelli, F., Ripa, M., Leccisi, E., Cigolotti, V., Fiandra, V., Graditi, G., Sannino, L., Tammaro, M., & Ulgiati, S. (2016). Sustainable urban electricity supply chain – Indicators of material recovery and energy savings from crystalline silicon photovoltaic panels end-of-life. *Ecological Indicators*, *94*, 37–51. https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2016.03.028

Deng, R., Chang, N. L., Ouyang, Z., & Chong, C. M. (2019). A techno-economic review of silicon photovoltaic module recycling. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 109, pp. 532–550). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.020

Deutsches Institut für Normung (DIN). (2021). *DIN SPEC 91434:2021-05 - Agri-Photovoltaik-Anlagen - Anforderungen an die landwirtschaftliche Hauptnutzung*. https://doi.org/10.31030/3257526

Deutsches Institut für Normung (DIN). (2024). *Agri-Photovoltaik-Anlagen - Anforderungen an die Nutztierhaltung*.

Dodson, B. (2006). *The Weibull Analysis Handbook* (2nd Edition). ASQ Quality Press.

Dunlop, S., & Schmela, M. (2025). *Solar Power Europe: Global Market Outlook for Solar Power 2025-2029*. SolarPower Europe.

EnerScale - Saki Kobayashi. (2024, February 9). *Fukuoka Prefecture to Launch a PoC to Test Second-life Solar Panels*. https://es-knowledge.com/2024/02/09/e21/#:~:text=09.02.2024-,News,System%20of%20Solar%20Panel%20Waste.%E2%80%9D

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) – Gesetz Für Den Ausbau Erneuerbarer Energien, Pub. L. No. EEG 2023, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023). https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/eeg.html

European Commission. (2022). *REPowerEU Plan*. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A52022DC0230

European Commission. (2023). *Green Public Procurement (GPP): Criteria and requirements*. https://green-business.ec.europa.eu/green-public-procurement/gpp-criteria-and-requirements_en

European Commission, & Joint Research Center. (2021). *European Innovation Partnership on Raw Materials*. https://doi.org/10.2873/680176

European Parliament and Council. (2012). *Directive 2012/19/EU of the European Parliament and of the Council of 4 July 2012 on waste electrical and electronic equipment (WEEE) (recast) - Amended by Directive (EU) 2024/884 of the European Parliament and of the Council of 13 March 2024*.

European Parliament and Council. (2018). *Directiva (UE) 2018/ del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2008/98/CE sobre los residuos*.

European Parliament and the Council of the European Union. (2021). European Climate Law - Regulation (EU) 2021/1119. In *Official Journal of the European Union*.

Fisher, M., Woodhouse, M., & Baliozian, P. (2024). *Photovoltaics Equipment International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV) 2023 Results*.

Foster, G. ;, Marschinski, R. ;, Neuwahl, F. ;, Kastanaki, E. ;, & Beauson, J. (2025). *General rights Circular Economy Strategies for the EU's Renewable Electricity Supply*. https://doi.org/10.2760/5598339

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2024). *R&D for the Energy Transition - Annual report 2023/2024*.

Gobierno de España. (2015). Real Decreto 110/2015, de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (RAEE). In *Boletín Oficial*

del Estado. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-1762

Gobierno de España. (2021). *Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. https://planderecuperacion.gob.es

Gouvernement de la République française. (2014). Décret n° 2014-928 du 19 août 2014 relatif aux déchets d'équipements électriques et électroniques et aux équipements électriques et électroniques usagés. In *Journal officiel de la République française*. Légifrance. https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000029387124

Hasan, A. A. Q., Mahmood Zuhdi, A. W., Al-Ghaili, A. M., Al-Shetwi, A. Q., Islam, M. A., Prajindra Sankar, K., & Gunasekaran, S. S. (2025). A review on silicon photovoltaic module degradations and recent identification techniques. In *Solar Energy* (Vol. 288). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.solener.2025.113288

Heath, G. A., Ravikumar, D., Hansen, B., & Kupets, E. (2022). A critical review of the circular economy for lithium-ion batteries and photovoltaic modules–status, challenges, and opportunities. In *Journal of the Air and Waste Management Association* (Vol. 72, Issue 6, pp. 478–539). Taylor and Francis Ltd. https://doi.org/10.1080/10962247.2022.2068878

International Electrotechnical Commission. (2006). *IEC TS 61730-2. Photovoltaic module safety qualification.*

International Electrotechnical Commission. (2015). *IEC TS 61215-2 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic modules- Design qualification and type approval.*

International Electrotechnical Commission. (2017). *IEC TS 62446-3. Photovoltaic (PV) systems : requirements for testing, documentation and maintenance. Part 3, Photovoltaic modules and plants : outdoor infrared thermography thermography.* (2017th ed.).

International Electrotechnical Commission. (2018). *IEC TS 60904-13:2018*.

International Electrotechnical Commission. (2021). *IEC TS 62446-4. Ed 1. Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 4: Electroluminescence Measurement of Photovoltaic Arrays*.

International Energy Agency. (2021a). *Achieving Net Zero Electricity Sectors in G7 Members*. www.iea.org/t&c/

International Energy Agency. (2021b). *Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector*. https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050

International Energy Agency. (2022). *World Energy Outlook 2022*. www.iea.org/t&c/

International Energy Agency. (2024). *World Energy Outlook 2024*.

Jäger-Waldau, A. (2022). Snapshot of photovoltaics - February 2022. In *EPJ Photovoltaics* (Vol. 13). EDP Sciences. https://doi.org/10.1051/epjpv/2022010

Joint Research Centre. (2021). *Raw materials scoreboard*. https://doi.org/10.2873/680176

Kim, H., & Park, H. (2018). PV waste management at the crossroads of circular economy and energy transition: The case of South Korea. *Sustainability (Switzerland)*, *10*(10). https://doi.org/10.3390/su10103565

Kim, T. H., Park, N. C., & Kim, D. H. (2013). The effect of moisture on the degradation mechanism of multi-crystalline silicon photovoltaic module. *Microelectronics Reliability*, *53*(9–11), 1823–1827. https://doi.org/10.1016/j.microrel.2013.07.047

Köntges, M., Oreski, G., Magnus, U., Hacke, P., Weiss, K., Razongles, G., Paggi, M., Parlevliet, D., Tanahashi, T., & French, R. (2017). *Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field*.

Kuitche, J. (2010). Statistical lifetime prediction for photovoltaic modules. *Proceedings of the Photovoltaic Module Reliability Workshop*.

Kumar, S., & Sarkar, B. (2013). *Design For Reliability With Weibull Analysis For Photovoltaic Modules* (Vol. 3, Issue 1). http://inpressco.com/category/ijcet

Kwon, S., Kim, H. J., Kim, S., & Hong, S. J. (2025). Sustainability Impact Evaluation of the Recycling of End-of-Life Crystalline Silicon Solar Photovoltaic Panel Waste in South Korea. *Sustainability (Switzerland)*, *17*(2). https://doi.org/10.3390/su17020431

Lai, G., Wang, D., Wang, Z., Fan, F., Wang, Q., & Wang, R. (2023). Distribution-based PV module degradation model. *Energy Science and Engineering*, *11*(3), 1219–1228. https://doi.org/10.1002/ese3.1401

Land Baden-Württemberg. (2022). *Förderung von Modellanlagen zur Agri-Photovoltaik in Baden-Württemberg*. https://www.baden-wuerttemberg.de/pid/land-foerdert-fuenf-modellanlagen-zur-agri-photovoltaik

Laronde, R., Charki, A., & Bigaud, D. (2010). Reliability of photovoltaic modules based on climatic measurement data. *International Journal of Metrology and Quality Engineering*, *1*(1), 45–49. https://doi.org/10.1051/ijmqe/2010012

Latunussa, C. E. L., Ardente, F., Blengini, G. A., & Mancini, L. (2016). Life Cycle Assessment of an innovative recycling process for crystalline silicon photovoltaic panels. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, *156*, 101–111. https://doi.org/10.1016/j.solmat.2016.03.020

Lazard. (2024). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis*. https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy

Lee, S. H., & Jang, Y. C. (2023). Analysis for End-of-Life Solar Panel Generations by Renewable Energy Supply towards Carbon Neutrality in South Korea. *Energies*, *16*(24). https://doi.org/10.3390/en16248039

Lofstad-Lie, V., Aarseth, B. L., Roosloot, N., Marstein, E. S., & Skauli, T. (2024). Modeling Cost-Effectiveness of Photovoltaic Module Replacement Based on Quantitative Assessment of Defect Power Loss. *Solar*, *4*(4), 728–743. https://doi.org/10.3390/solar4040034

Marubeni Corporation; Sompo Japan Insurance Inc.; Sompo Risk Management, Inc. (2022). *Memorandum of Understanding for Appropriate Reuse and Recycling of Used Solar Panels*. https://www.marubeni.com/jp/news/2021/info/00015.html

Ministerio de agricultura, pesca y alimentación. (2022). *Informe Anual de Indicadores - Agricultura, pesca y alimentación*.

Ministerio de Agricultura, P. y A. (MAPA). (2022). *Plan Estratégico Nacional de la Política Agraria Común 2023–2027*. https://www.mapa.gob.es/es/pac/plan-estrategico/

Ministero della Transizione Ecologica. (2022). *Decreto 22 dicembre 2022 – Criteri per l'accesso agli incentivi per impianti agrivoltaici avanzati*.

Mirletz, H., Hieslmair, H., Ovaitt, S., Curtis, T. L., & Barnes, T. M. (2023). Unfounded concerns about photovoltaic module toxicity and waste are slowing decarbonization. In *Nature Physics* (Vol. 19, Issue 10, pp. 1376–1378). Nature Research. https://doi.org/10.1038/s41567-023-02230-0

Mirletz, H., Ovaitt, S., Sridhar, S., & Barnes, T. M. (2024). Prioritizing circular economy strategies for sustainable PV deployment at the TW scale. *EPJ Photovoltaics*, *15*. https://doi.org/10.1051/epjpv/2024015

Müller, A., Wambach, K., & Alsema, E. (2005). Life Cycle Analysis of Solar Module Recycling Process. *MRS Proceedings*, *895*, 0895-G03-07. https://doi.org/10.1557/PROC-0895-G03-07

Naciones Unidas. (2015, September 25). *La Asamblea General adopta la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible*. Naciones Unidas. https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/

Nelson, W. B. (2009). *Accelerated testing: statistical models, test plans, and data analysis* (Wiley & Sons, Ed.).

Nieto Morone, M. B., García Rosillo, F., Muñoz-García, M. Á., & Alonso-García, M. del C. (2025). Photovoltaic Waste Generation in the Context of Sustainable Energy Transition in EU Member States. *Resources*, *14*(3), 37. https://doi.org/10.3390/resources14030037

Nieto-Morone, M. B., Alonso-García, M. C., Rosillo, F. G., Santos, J. D., & Muñoz-García, M. A. (2023). State and prospects of photovoltaic module waste generation in China, USA, and selected countries in Europe and South America. *Sustainable Energy and Fuels*, *7*(9), 2163–2177. https://doi.org/10.1039/d2se01685k

Nieto-Morone, M. B., Rosillo, F. G., Muñoz-García, M. A., & Alonso-García, M. C. (2024). Enhancing photovoltaic module sustainability: Defect analysis on partially repaired modules from Spanish PV plants. *Journal of Cleaner Production*, *461*. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.142575

Nieto-Morone, M.-B., Muñoz-García, M.-Á., Pérez López, D., Bernal-Basurco, C., García Rosillo, F., & Alonso-García, M. del C. (2025). Agrivoltaics:

Integration of Reused PV Modules. *Agronomy*, *15*(3), 730. https://doi.org/10.3390/agronomy15030730

Parlamento Europeo, & Consejo de la Unión Europea. (2008). *Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de noviembre de 2008, sobre los residuos*.

Poulek, V., Tyukhov, I., & Beranek, V. (2023). On site renovation of degraded PV panels – Cost and environmental effective technology. *Solar Energy*, *263*. https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.111956

Presidenza del Consiglio dei Ministri. (2021). *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – Italia Domani*.

Proyecto Estratégico Para La Recuperación y Transformación Económica (PERTE) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA), Gobierno de España (2021). https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/perte-erha.aspx

Red Eléctrica Española. (2025). *Informe Precio medio final* . Red Eléctrica Española. https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/mercados/precio-medio-final#%3A~%3Atext=El%20precio%20medio%20final%20de%2Cregistrado%20en%20el%20a%C3%B1o%202023

Reglamento (UE) 2024/1781 (2024). http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1781/oj

Reglamento (UE) 2024/1781 Del Parlamento Europeo y Del Consejo, de 13 de Junio de 2024, Por El Que Se Instaura Un Marco Para El Establecimiento de Requisitos de Diseño Ecológico Aplicables a Los Productos Sostenibles (2024). http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1781/oj

Reiling GmbH & Co. KG. (2025). *Reiling Group*. Recyclables Management. Recycling. https://www.reiling.de/en

Renewable Energy Agency, I. (2022). *RE-organising power systems for the transition*. www.irena.org

Renewable Energy Agency, I. (2023). *RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2023 STATISTIQUES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE 2023 ESTADÍSTICAS DE ENERGÍA RENOVABLE 2023 About IRENA*. www.irena.org

Repubblica Italiana. (2014). Decreto Legislativo 14 marzo 2014, n. 49 – Attuazione della direttiva 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE). In *Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana*. Normattiva. https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2014-03-14;49

Repubblica Italiana. (2021). *Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199 – Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*. https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/11/30/21G00215/sg

République Française. (2023). *Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables*. https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000047246233

Rosillo, F. G., Nieto-Morone, M. B., Esteva, J. B., Soriano, F., Temprano, S., González, C., & Alonso-García, M. del C. (2024). Repairing ribbon bus bar interruptions in photovoltaic modules using non-intrusive interruption location. *Renewable Energy*, *223*. https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120012

Santos, J. D., & Alonso-García, M. C. (2018). Projection of the photovoltaic waste in Spain until 2050. *Journal of Cleaner Production*, *196*, 1613–1628. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.05.252

Serge Noels. (2026). *IEC TR 63525: Reuse of PV modules and circular economy (Documento no publicado)*.

Solar Power Europe. (2021). *EU Market Outlook for Solar Power 2021-2025*.

Springer, M., Jordan, D. C., & Barnes, T. M. (2023). Future-proofing photovoltaics module reliability through a unifying predictive modeling framework. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *31*(5), 546–553. https://doi.org/10.1002/pip.3645

Strupeit, L., Tojo, N., Clyncke, J., Franco, M., Cycle, P. V, Ismaël, B., & Futech, B.-A.-L. (2023). *Circular Business Models for the Solar Power Industry-Guide for Policy Makers*.

Sun'Agri. (2021). *Sun'Agri Project*. Https://Sunagri.Fr/En/Project/Piolencs-Experimental-Plot/.

Trommsdorff, M., Campana, P., Fernández Solas, A., Gorjian, S., & Tsanakas, I. (2025). *Dual Land Use for Agriculture and Solar Power Production: Overview and Performance of Agrivoltaic Systems*. www.iea-pvps.org

Trommsdorff, M., Campana, P., Macknick, J., Fernández Solas, A., Gorjian, S., & Tsanakas, I. (2025). *Dual Land Use for Agriculture and Solar Power Production: Overview and Performance of Agrivoltaic Systems*. www.iea-pvps.org

Tsanakas, I. (John) A., Oreski, G., Eder, G., Gassner, A., van der Heide, A., Ariolli, D. M. G., Hernandez, G. O., Moser, D., & Wambach, K. (2024). Toward Reuse-Ready PV: A Perspective on Recent Advances, Practices, and Future Challenges. *Advanced Energy and Sustainability Research*. https://doi.org/10.1002/aesr.202400237

Tsanakas, J. A., van der Heide, A., Radavičius, T., Denafas, J., Lemaire, E., Wang, K., Poortmans, J., & Voroshazi, E. (2020). Towards a circular supply chain for PV modules: Review of today's challenges in PV recycling, refurbishment and re-certification. In *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* (Vol. 28, Issue 6, pp. 454–464). John Wiley and Sons Ltd. https://doi.org/10.1002/pip.3193

TÜV Rheinland. (2024). *Photovoltaic Modules - Testing and Certification Services*. https://www.tuv.com/usa/en/photovoltaic-modules.html

Ukwu, U. N., Muller, O., Meier-Grüll, M., & Uguru, M. I. (2025). Agrivoltaics shading enhanced the microclimate, photosynthesis, growth and yields of vigna radiata genotypes in tropical Nigeria. *Scientific Reports*, *15*(1). https://doi.org/10.1038/s41598-024-84216-3

UNEF. (2022). *GUÍA DE MEJORES PRÁCTICAS PARA EL DESARROLLO DE PLANTAS SOLARES*.

Unidad de Energía Solar Fotovoltaica- CIEMAT. (2020). *FOTOVOL3R: Circularidad de los sistemas fotovoltaicos mediante el reciclaje, la reparación y la reutilización de los módulos fotovoltaicos - PID2020-118417RB-C21*.

Unión Española Fotovoltaica. (2023). *Informe anual UNEF 2023*.

Unión Europea. (2018). *Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de*

energía procedente de fuentes renovables. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32018L2001

United Nations Framework Convention on Climate Change. (2015). *Paris Agreement*. https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf

U.S. Department of Energy. (2022). *SETO FY21 - Photovoltaics*. https://www.energy.gov/eere/solar/seto-fy21-photovoltaics

van der Heide, A., Tous, L., Wambach, K., Poortmans, J., Clyncke, J., & Voroshazi, E. (2022). Towards a successful re-use of decommissioned photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *30*(8), 910–920. https://doi.org/10.1002/pip.3490

Veolia. (2025). *Veolia*. https://www.veolia.fr/

Walzberg, J., Carpenter, A., & Heath, G. A. (2021). Role of the social factors in success of solar photovoltaic reuse and recycle programmes. *Nature Energy*, *6*(9), 913–924. https://doi.org/10.1038/s41560-021-00888-5

Walzberg, J., Lonca, G., Hanes, R. J., Eberle, A. L., Carpenter, A., & Heath, G. A. (2020). Do We Need a New Sustainability Assessment Method for the Circular Economy? A Critical Literature Review. In *Frontiers in Sustainability* (Vol. 1). Frontiers Media S.A. https://doi.org/10.3389/frsus.2020.620047

Weckend, S., Wade, A., & Heath, G. (2016). *End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels*.

Weselek, A., Bauerle, A., Hartung, J., Zikeli, S., Lewandowski, I., & Högy, P. (n.d.). *Agrivoltaic system impacts on microclimate and yield of different crops within an organic crop rotation in a temperate climate*. https://doi.org/10.1007/s13593-021-00714-y/Published

10. ANEXO

Con el objetivo de ampliar el estudio de la producción de energía de los paneles reutilizados a través del tiempo, comparando estas métricas con las de los paneles

nuevos, se incluye en el siguiente anexo el análisis correspondiente a los meses de enero, febrero, marzo y abril, mayo y junio. En junio, la planta fue desconectada durante unos 5 días para realizar trabajos de mantenimiento relacionados con tareas agrícolas y requerimientos operativos del campo.

A continuación, en la Figura 16 se muestra la irradiancia registrada por el piranómetro a lo largo del mes de enero.

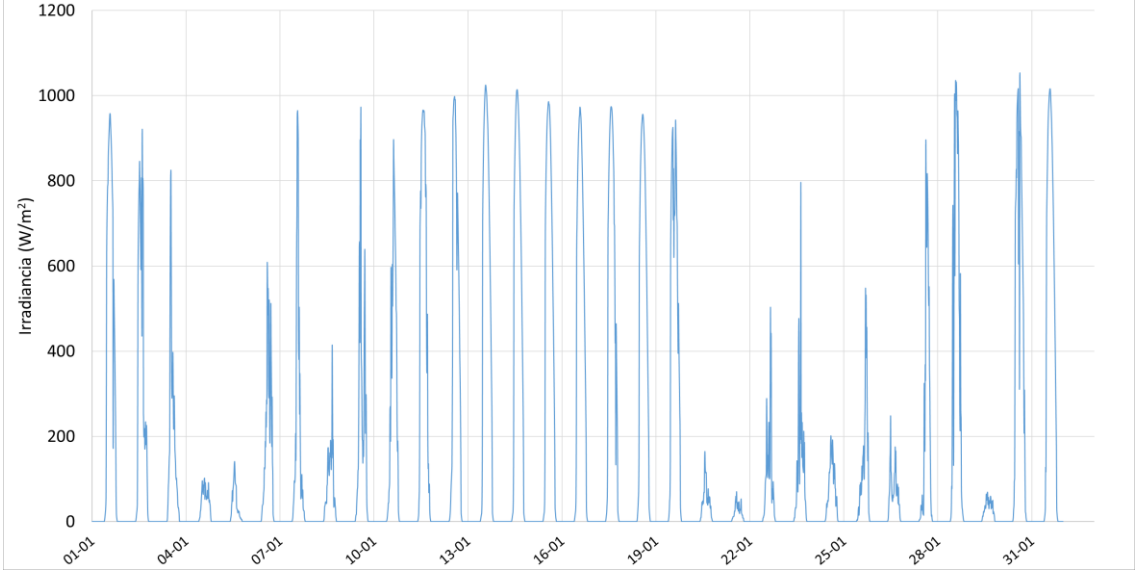


Figura 16: Evolución de la irradiancia en el plano del arreglo (POA) durante el mes de enero.

En el caso del análisis de la irradiancia registrada por el piranómetro y la temperatura del panel, se ha elegido un día representativo de cada mes para mostrar la evolución de estas variables a lo largo del día y su relación con la potencia generada tanto de los paneles nuevos como de los reutilizados.

Para el mes de enero se ha tomado el 13-01 y se presentan las evoluciones horarias de irradiancia en el plano del arreglo, “plane of array” (POA) y temperatura del panel fotovoltaico. En este caso, las temperaturas han sido registradas en una de las pérgolas equipadas con paneles nuevos.

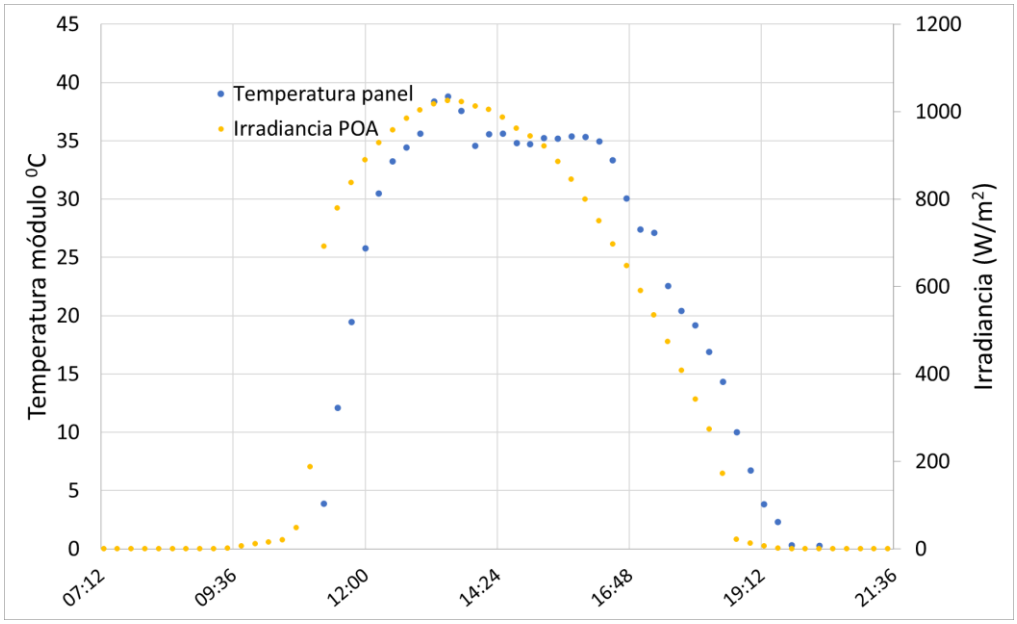


Figura 17: Evolución de la temperatura del panel y la irradiancia durante el día 13 de enero.

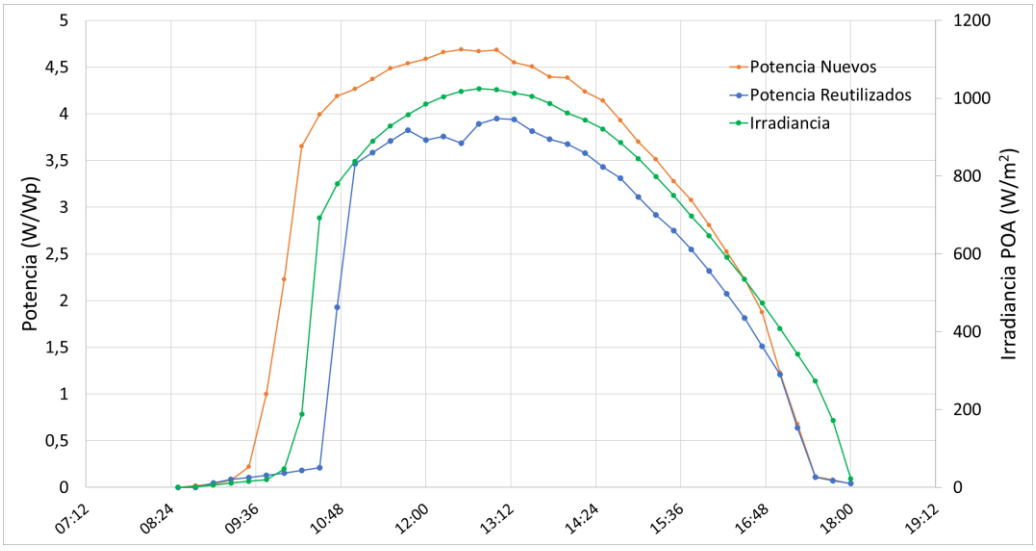


Figura 18: Relación entre la irradiancia POA y la potencia de los paneles nuevos y de los reutilizados durante el día 13 de enero.

En la Figura 18 se observa que el aumento en la irradiancia provoca un incremento en las potencias de los dos tipos de módulos, y en el punto cercano a los 1000 W/m² alcanzan sus respectivos puntos de máxima potencia, PMM. Sin embargo, la potencia de los módulos reutilizados tiene una bajada en pico en alta irradiancia que luego se recupera. La causa de este pico se debe a la entrada en funcionamiento del diodo de bypass debido a la alta corriente generada al mediodía solar. El diodo

se activa porque el panel presenta defectos que hacen que no soporte el nivel de corriente.

Tabla 3: Potencia e irradiancia de módulos nuevos vs módulos reutilizados para el día 13 de enero

Conjunto	Potencia/Potencia pico (W/Wp)	Irradiancia asociada (W/m^2)
Potencia módulos nuevos	4.65	1000
Potencia módulos reutilizados	3.75	1000

La potencia de los módulos reutilizados se mantiene estable y con una diferencia relativa a la potencia de los módulos nuevos de aproximadamente un 16 %. Responden consistentemente y de forma proporcional a la evolución de la irradiancia, de modo similar a los módulos nuevos.

Continuando con el análisis, nos situamos en el mes de febrero. La Figura 19 muestra la irradiancia POA a lo largo del mes.

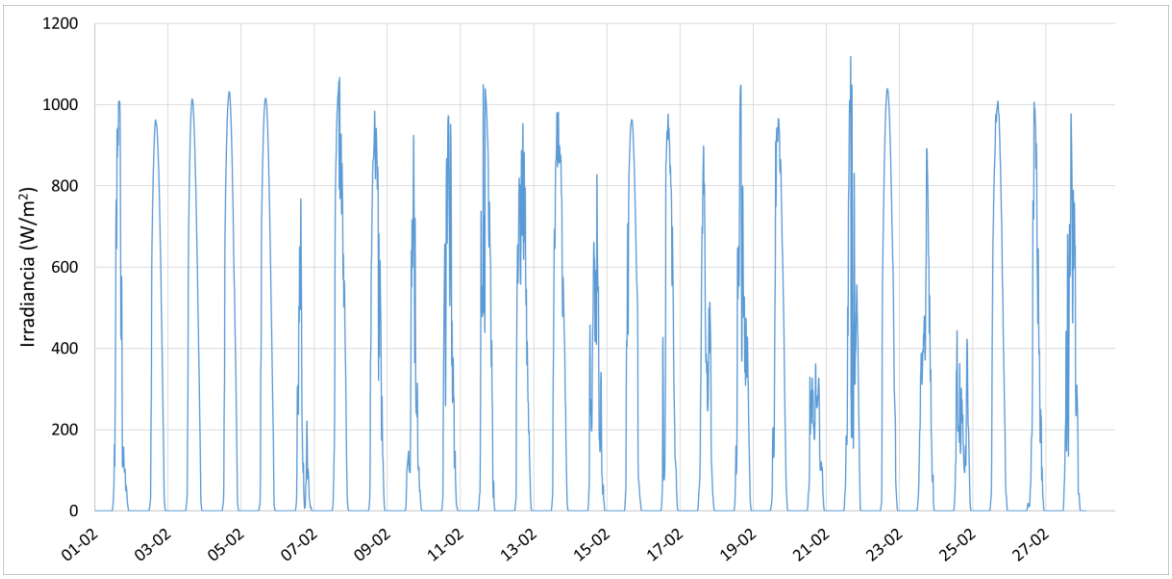


Figura 19: Evolución de la irradiancia en el plano del arreglo (POA) durante el mes de febrero.

Para este mes, se ha tomado el día 5-02 como representativo de evolución de irradiancia sin nubes ni picos, para analizar la respuesta en potencia de los módulos nuevos y los reutilizados.

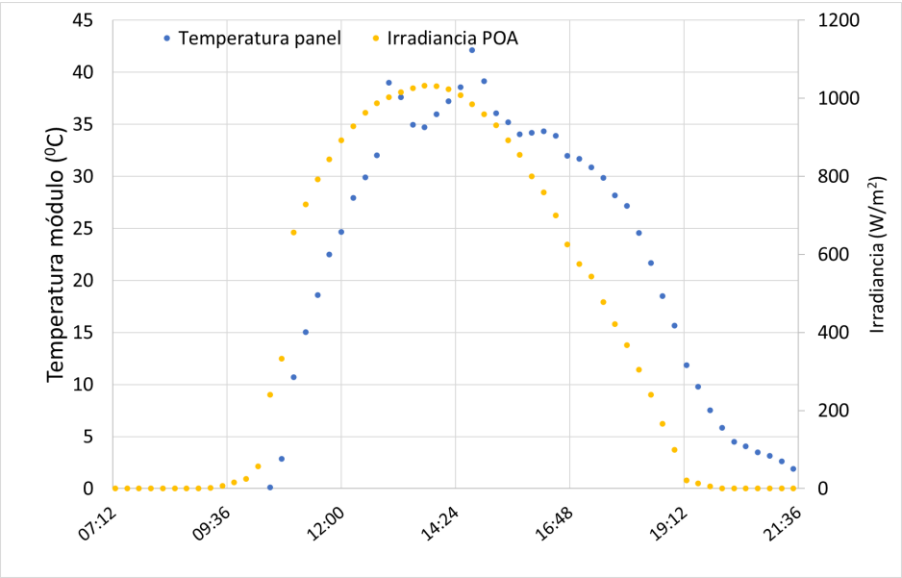


Figura 20: Evolución de la temperatura del panel y la irradiancia durante el día 05-02

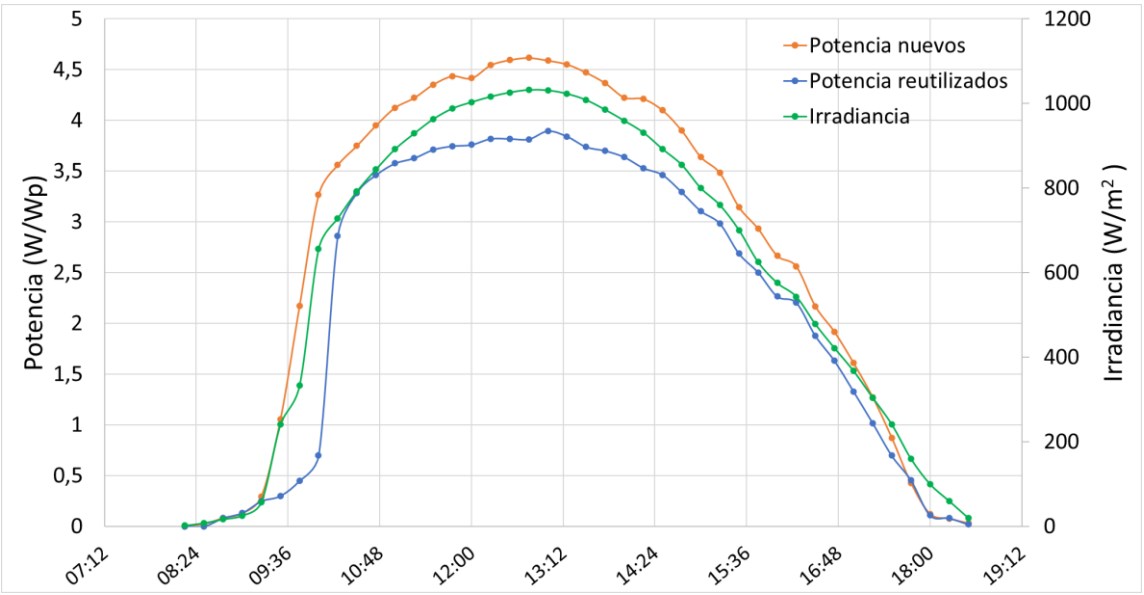


Figura 21: Relación entre la irradiancia POA y la potencia de los paneles nuevos y de los reutilizados durante el día 5 de febrero.

En esta Figura 21 se observa que durante el 05-02 se mantienen las relaciones entre potencia de paneles nuevos y potencia de paneles reutilizados con la irradiancia.

Las potencias máximas se dan en el mediodía solar en ambos casos, y sus valores son:

Tabla 4: Potencia e irradiancia de módulos nuevos vs reutilizados

Conjunto	Potencia/Potencia pico (W/Wp)	Irradiancia asociada (W/m^2)
Potencia módulos nuevos	4.42	1000
Potencia módulos reutilizados	3.76	1000

Al igual que en el mes de enero, la potencia relativa de los módulos reutilizados frente a la de los módulos nuevos representa un 15 % aproximadamente, lo cual indica una consistencia en una conexión estable y en la respuesta de los módulos relacionados con la evolución de la irradiancia. Este comportamiento muestra que al mantenerse la proporcionalidad entre P/G (potencia/irradiancia), los módulos reutilizados continúan produciendo energía de forma eficaz en todo el rango de operación.

A continuación, en la Figura 22, se muestra la evolución de la irradiancia para el mes de marzo:

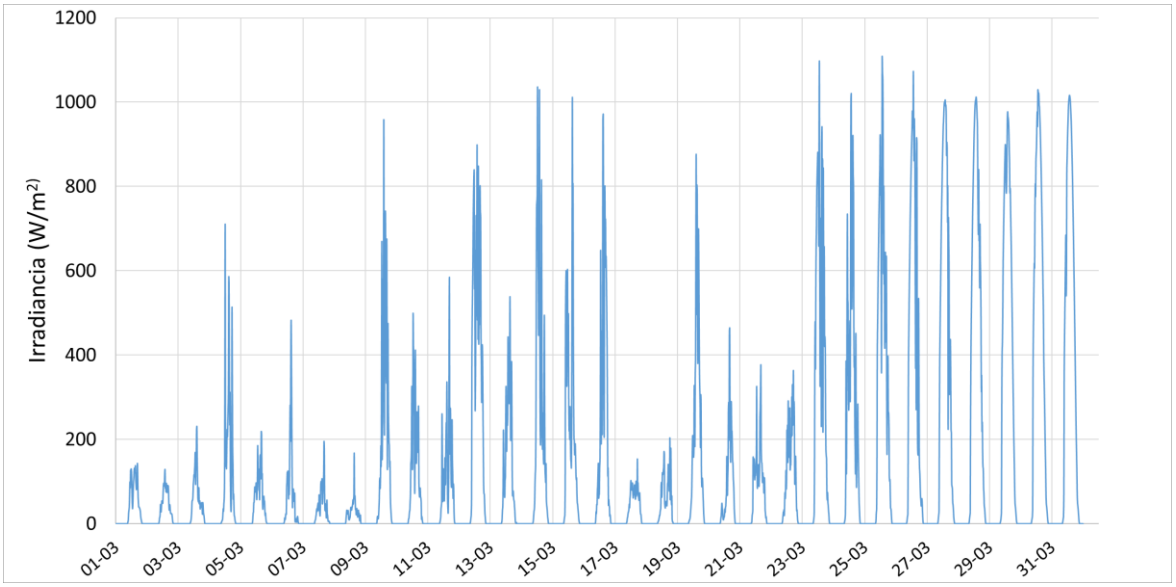


Figura 22: Evolución de la irradiancia en el plano del arreglo (POA) durante el mes de marzo.

En este caso en particular, vemos que la irradiancia del mes ha sufrido un decrecimiento con picos horarios, lo cual está en consonancia con las condiciones

atmosféricas del mes, el cual ha sido especialmente lluvioso, con excepción de los tres últimos días.

Para evaluar la relación entre las potencias de los módulos y la irradiancia, se ha elegido a modo representativo, un día despejado: el 31-03, cuyas evoluciones se muestran en las Figura 23 y figura 24.

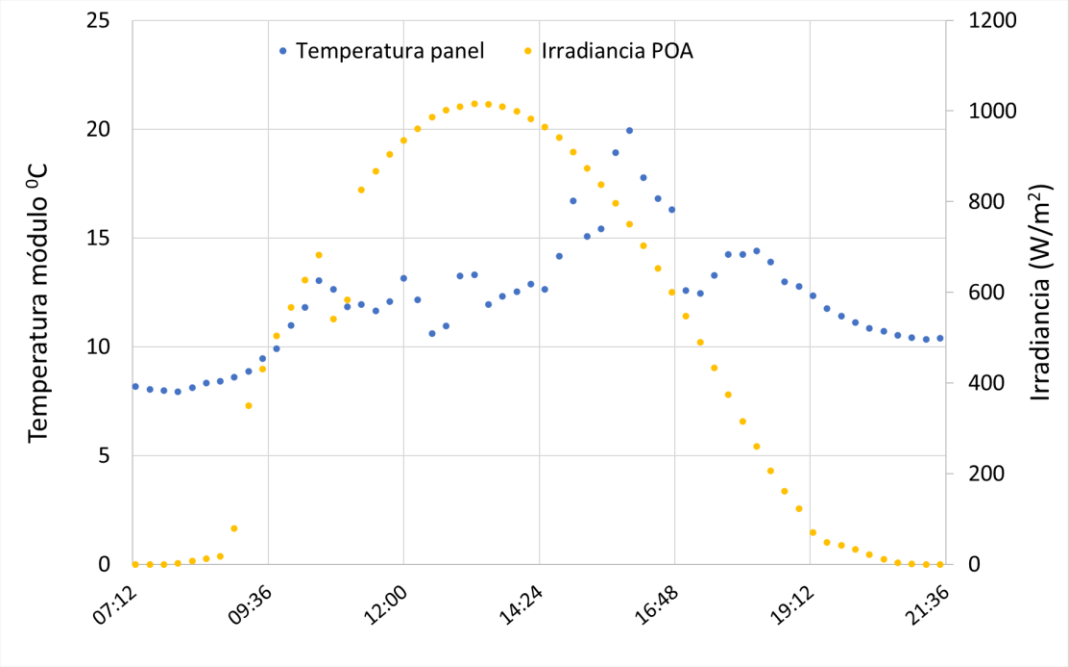


Figura 23: Evolución de la temperatura del panel y la irradiancia durante el día 31-de marzo

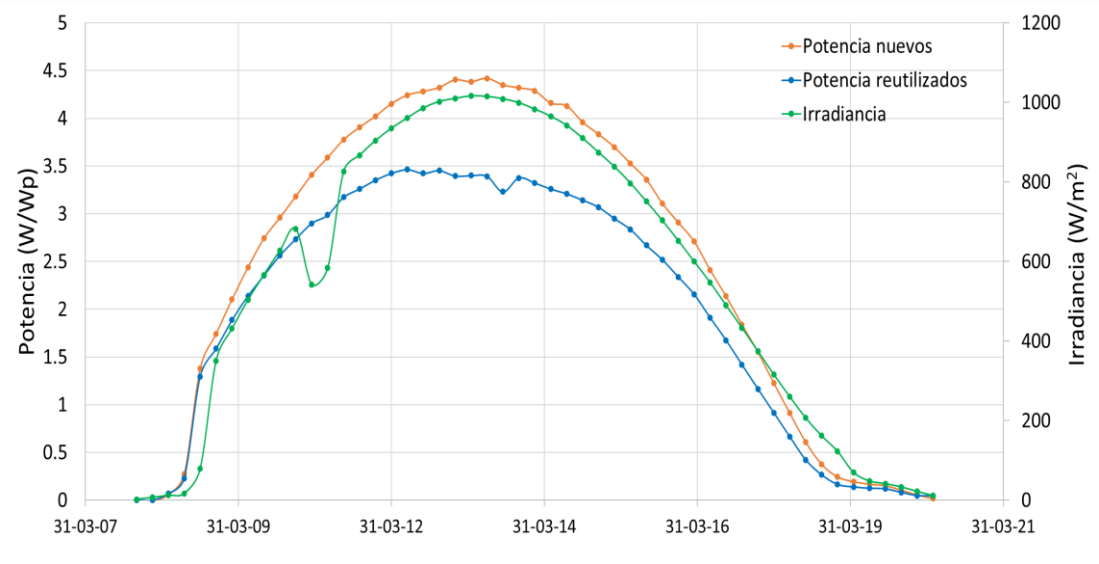


Figura 24: Relación entre la irradiancia POA y la potencia de los paneles nuevos y de los reutilizados durante el 31 de marzo.

En la Figura 24 se observa nuevamente una correlación lineal entre la irradiancia y las potencias de los dos tipos de módulos. Si bien la curva de irradiancia presenta una disminución puntual en el registro, ninguna de las dos curvas de potencia se ve afectada por este evento, lo cual puede sugerir una sombra parcial de corta duración sobre el piranómetro.

Al igual que en el mes de febrero, las potencias máximas se dan en el mediodía solar en ambos casos, y sus valores son:

Tabla 5: Potencia e irradiancia de módulos nuevos vs reutilizados

Conjunto	Potencia/Potencia pico (W/Wp)	Irradiancia asociada (W/m^2)
Potencia módulos nuevos	4.32	1000
Potencia módulos reutilizados	3.45	1000

Calculando la diferencia relativa entre las potencias de ambos tipos de paneles y la irradiancia, se observa que corresponde a un 16.78 %. Si bien hay una diferencia en la irradiancia para los puntos de máxima potencia, la relación de la diferencia relativa continúa dentro del rango obtenido en el mes anterior.

Pasando al mes de abril, la Figura 25 muestra que los niveles diarios de irradiancia sufrieron menos gradientes que los ocurridos durante el mes de marzo, presentando más días de cielos claros, sin nubes.

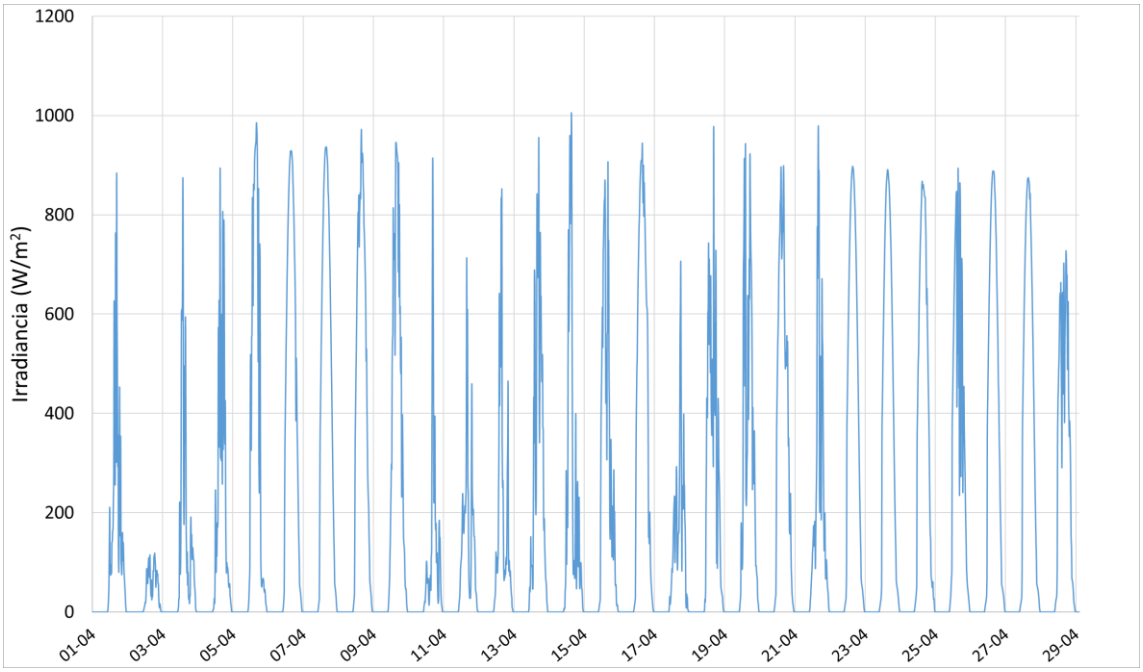


Figura 25: Evolución de la irradiancia en el plano del arreglo (POA) durante el mes de abril.

Continuando con el procedimiento de análisis, la Figura 26 que se presenta a continuación, muestra la evolución de la temperatura y su relación con la irradiancia durante un día representativo del mes de abril, el 08-04.

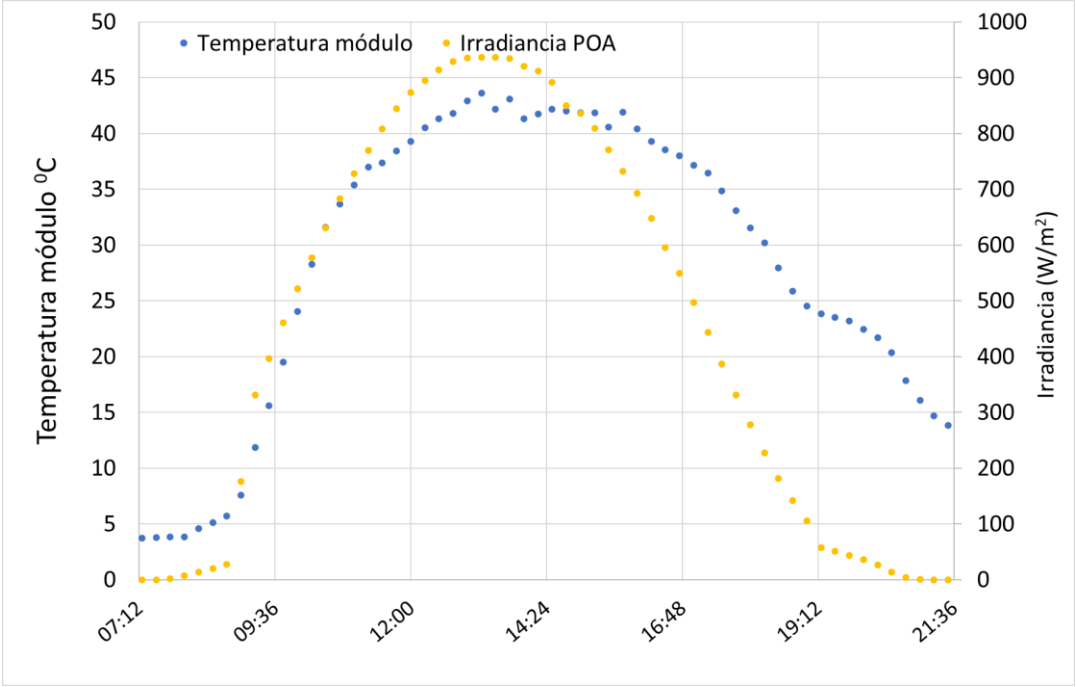


Figura 26: Evolución de la temperatura del panel y la irradiancia durante el día 08-04

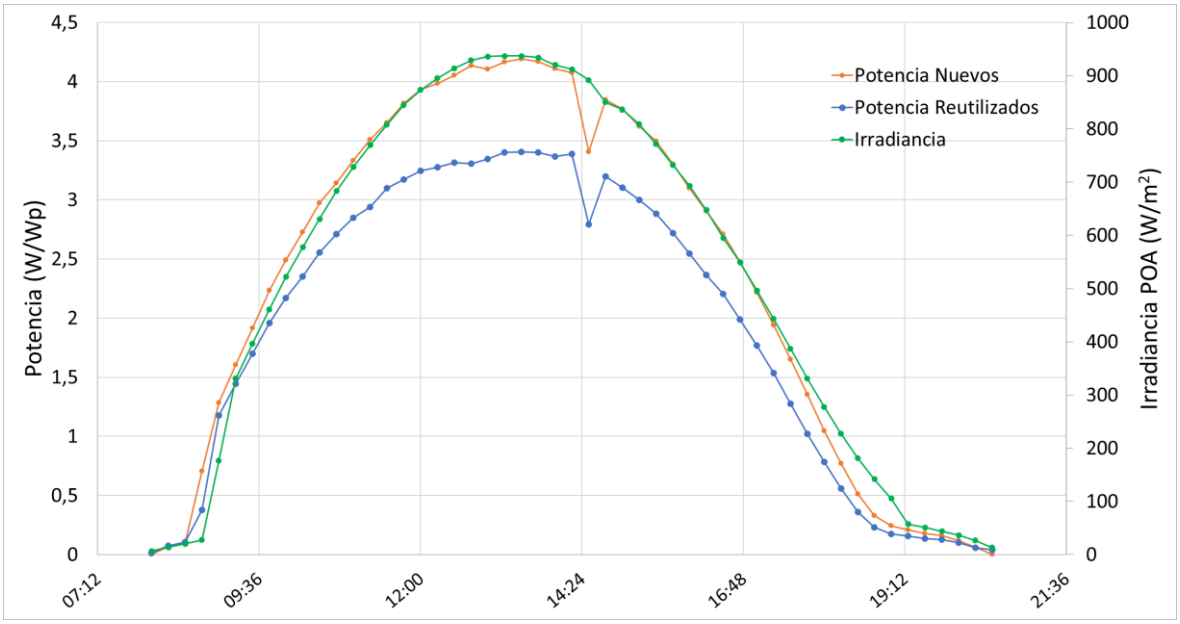


Figura 27: Relación entre la irradiancia POA y la potencia de los paneles nuevos y de los reutilizados durante el día 8 de abril.

En este día se evidencia en la Figura 27 una caída de potencia en ambos tipos de módulos pese a que no hay variación apreciable en la irradiancia. Para interpretar esta caída de potencia, se examinan los valores registrados de tensión y corriente antes y después de la caída de potencia:

Tabla 6: Tensión y Corriente de módulos nuevos y reutilizados

Tipo de módulo / Hora	Nuevos			Reutilizados		
	Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia (kW)	Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia (kW)
14:40	193.3	9.13	1.764	162.8	3.47	0.564
14:45	190.9	9.15	1.746	160.4	3.38	0.542
14:50	198.0	8.77	1.736	163.1	3.35	0.546

Los parámetros eléctricos de las pérgolas que están asociadas al inversor de código 250 se muestran en la Tabla 6. Se recuerda que son dos pérgolas, una con módulos nuevos y otra con módulos reutilizados conectados a un inversor. Allí se observan tres instantes en los cuales hay una caída de tensión entre las 14:40 hs y 14:45 hs y un ligero aumento de la corriente. El tercer punto, de las 14:50 hs muestra una recuperación de la tensión. Esta variación que ocurre en los dos tipos de módulos puede deberse a un desplazamiento del MPP provocado por el inversor, el cual hace un barrido puntual para la re-optimización de la curva I-V. Este patrón también es compatible con un aumento momentáneo de la temperatura del módulo. Esta situación puede haber ocurrido debido a un sombreamiento parcial de ambas pérgolas que no haya sido registrado por el piranómetro. Si este es el caso, en los módulos reutilizados, se puede haber activado el diodo de bypass en alguna rama, justificando un descenso de ≈ 4 % en V e I.

Se analizan a continuación las potencias registradas en los dos inversores restantes, para estudiar si se produjo el mismo comportamiento.

Inversor 252	Inversor 255

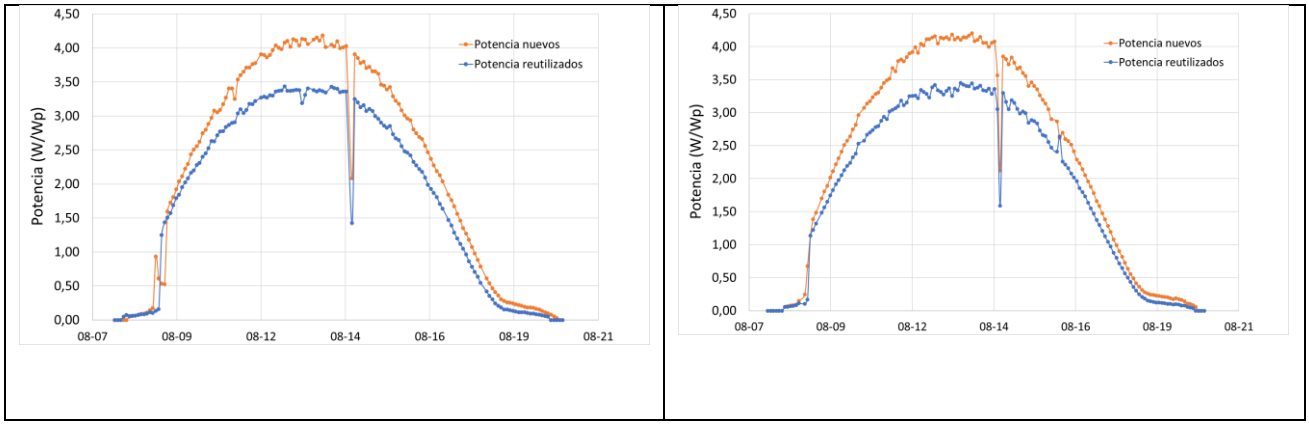


Figura 28: Evolución de potencia de los paneles nuevos y de los reutilizados para los inversores 252 y 255.

La Figura 28 muestra que el evento ocurrió también en los dos inversores restantes. Dado que la irradiancia no varió en ese instante, la hipótesis más plausible es la búsqueda de PMM por los inversores. Durante estas rutinas, el inversor deliberadamente desplaza el punto de operación, lo que reduce instantáneamente la potencia, e inmediatamente recupera la tensión y corriente de trabajo.

A continuación, se analiza el mes de mayo. La Figura 29 muestra la evolución de la irradiancia en el tiempo. Se observa que, debido a tareas de mantenimiento, los datos a partir del 23 de mayo no han sido registrados.

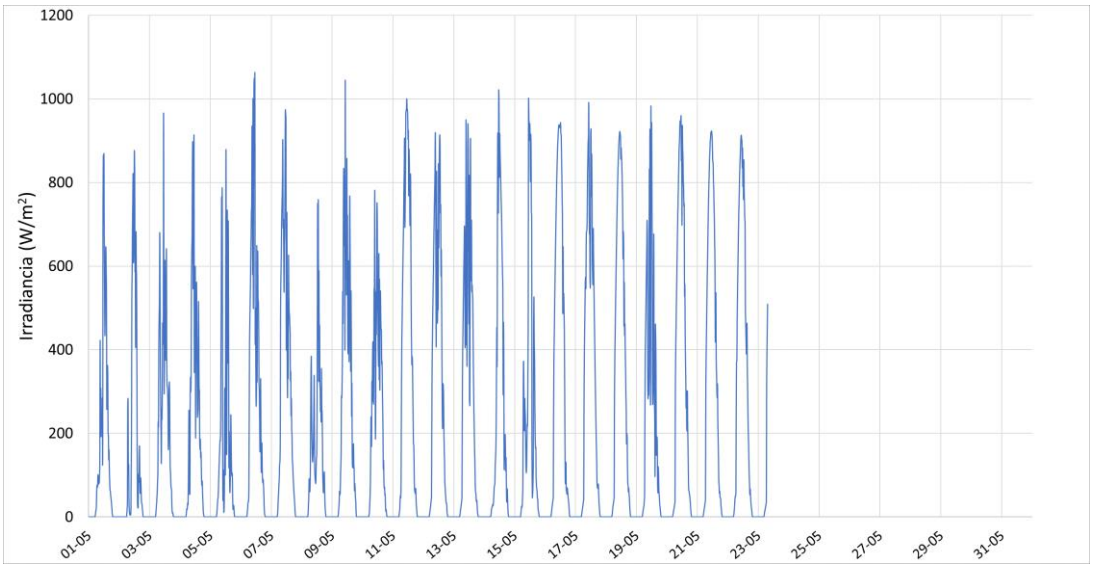


Figura 29: Evolución de la irradiancia en el plano del arreglo (POA) durante el mes de mayo.

Al igual que en los meses anteriores, la Figura 30 que se presenta a continuación, muestra la evolución de la temperatura y su relación con la irradiancia durante el 21 de mayo.

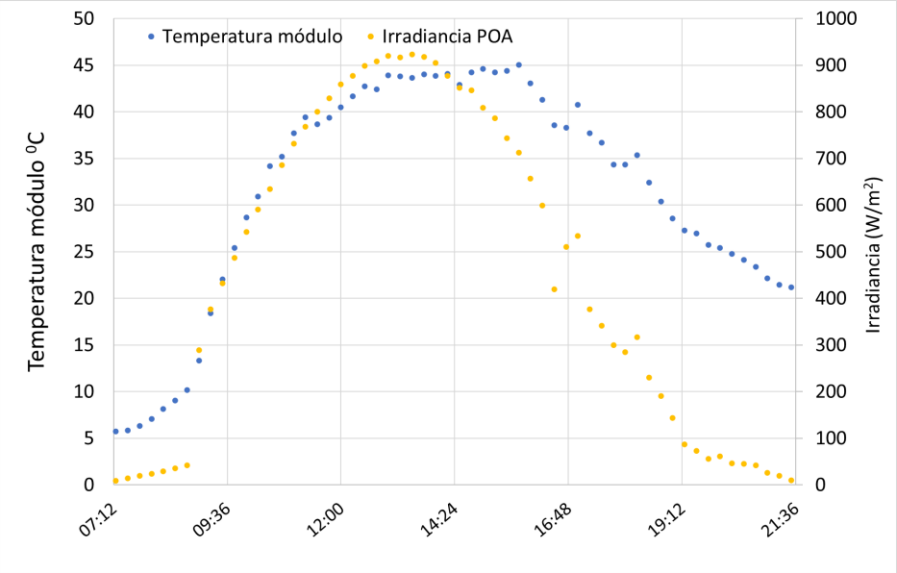


Figura 30: Evolución de la temperatura del panel y la irradiancia durante el día 21-05

Asimismo, se presenta la relación entre la irradiancia y las potencias de ambos tipos de módulos para el día seleccionado en la Figura 31.

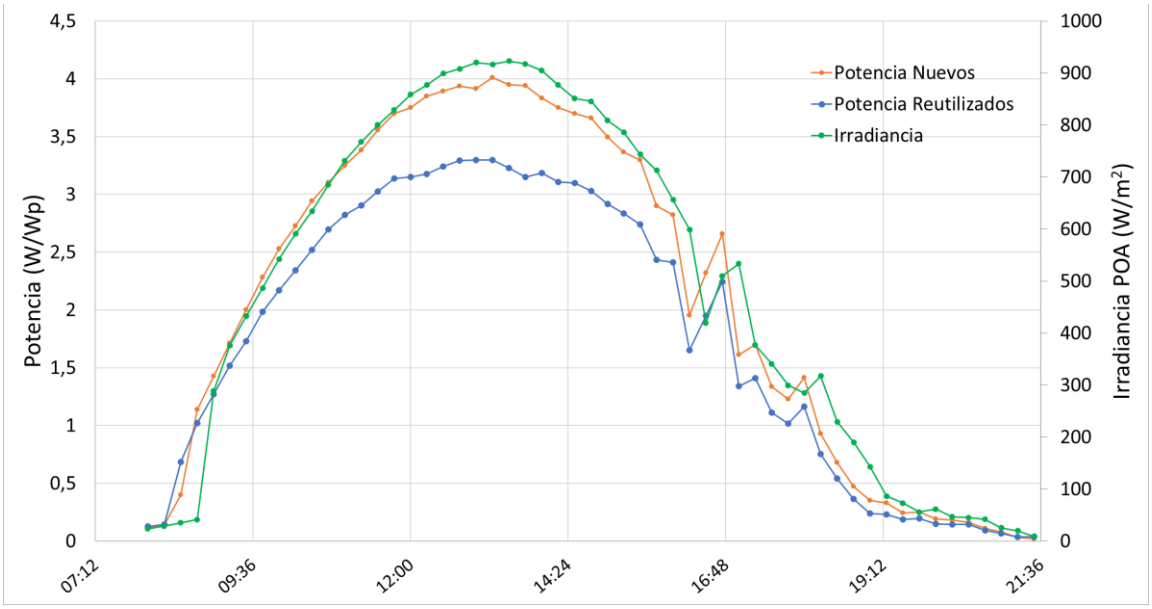


Figura 31: Relación entre la irradiancia POA y la potencia de los paneles nuevos y de los reutilizados para el 21 de mayo

En la Figura 31 se observa nuevamente una correlación lineal entre la irradiancia y las potencias de los dos tipos de módulos. Las dos curvas de potencia de los módulos responden en concordancia con la evolución de la irradiancia. Las potencias máximas que se registran son:

Tabla 7: Potencia e irradiancia de módulos nuevos vs reutilizados

Conjunto	Potencia/Potencia pico (W/Wp)	Irradiancia asociada (W/m^2)
Potencia módulos nuevos	3.98	920
Potencia módulos reutilizados	3.35	920

En este caso, para este día en concreto, la diferencia relativa entre las potencias de ambos tipos de módulos y la irradiancia es de un 15.8 %, lo cual indica que se mantiene dentro de límites estables la diferencia de potencias producida por los módulos nuevos y los reutilizados.

Finalizando el estudio, se presenta en la Figura 32 la evolución de la irradiancia en el plano para el mes de junio. Del mismo modo que en el mes de mayo, se pudieron registrar datos hasta el 23-06.

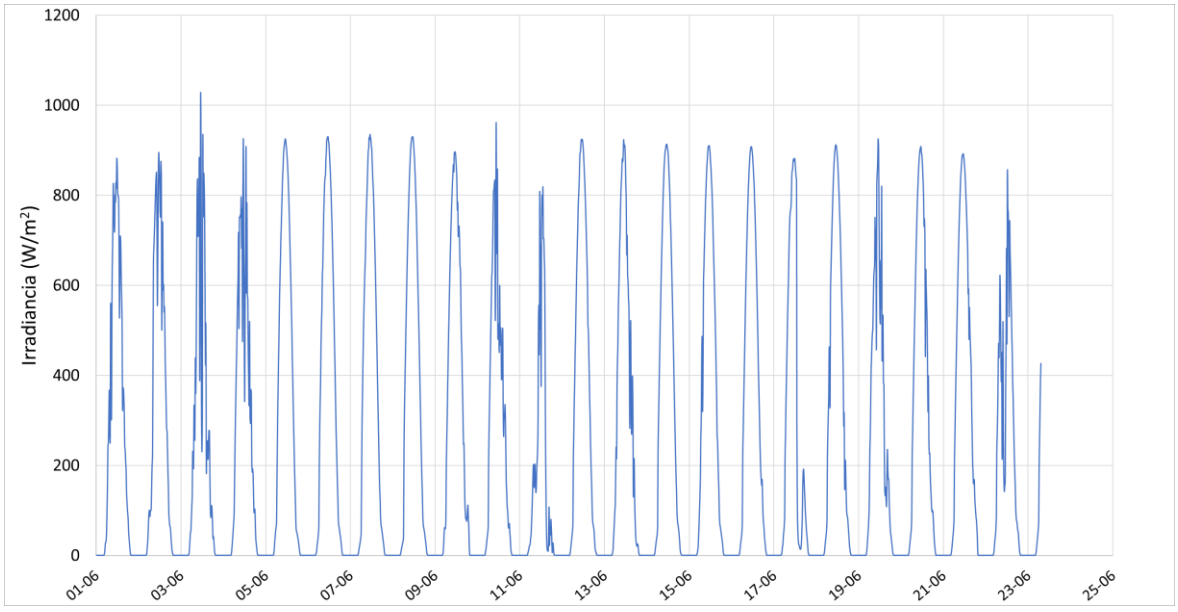


Figura 32: Evolución de la irradiancia en el plano del arreglo (POA) durante el mes de junio.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta la relación e ntre irradiancia y potencia de módulos nuevos y potencia de módulos reutilizados.

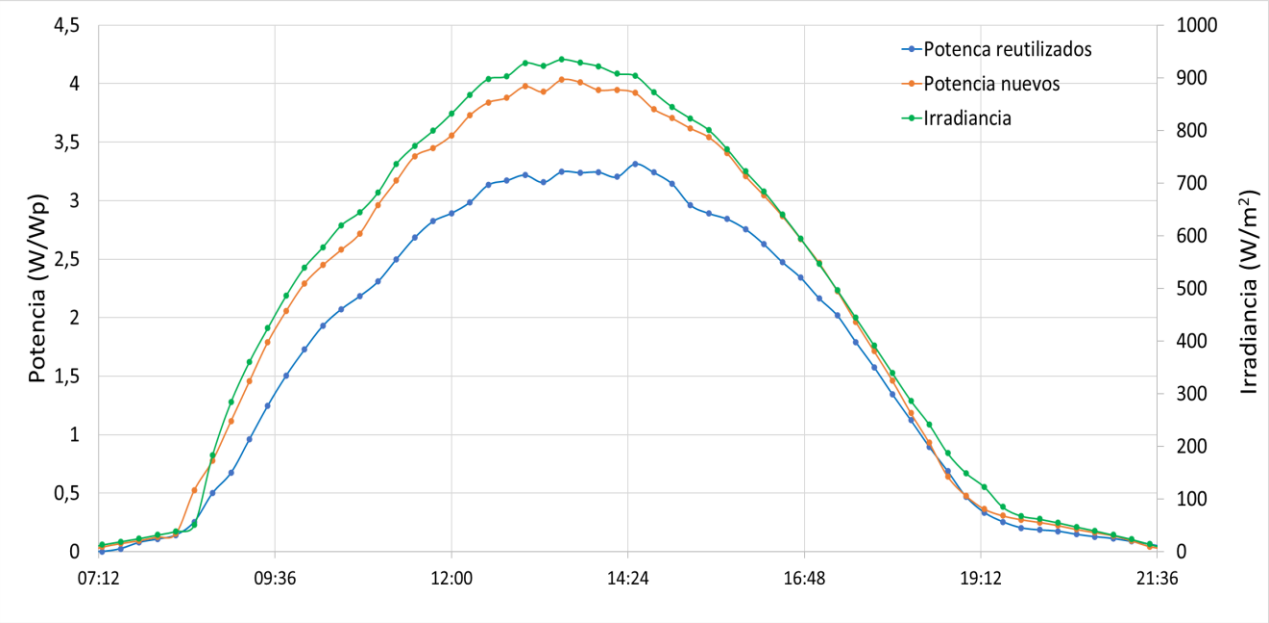


Figura 33: Relación entre la irradiancia POA y la potencia de los paneles nuevos y de los reutilizados durante el 7 de junio

En este mes, se observa en la Figura 33 nuevamente una correlación lineal entre la irradiancia y las potencias de los dos tipos de módulos. Las dos curvas de potencia de los módulos responden en concordancia con la evolución de la irradiancia. Las potencias máximas que se registran son:

Tabla 8: Potencia e irradiancia de módulos nuevos vs reutilizados

Conjunto	Potencia/Potencia pico (W/Wp)	Irradiancia asociada (W/m²)
Potencia módulos nuevos	4.26	1000
Potencia módulos reutilizados	3.19	1000

Al igual que en los meses anteriores, la diferencia relativa entre potencia de módulos nuevos y reutilizados se mantiene cercana, en este caso es de un 15 %.

10.1. Energía Producida

La evolución de la generación de energía a lo largo de cada mes ha sido analizada contabilizando la generación entre los tres inversores para los módulos nuevos y los reutilizados.

En la Figura 34 se presenta la generación de energía desde enero hasta junio, tanto de módulos nuevos como de reutilizados, junto a la diferencia relativa entre estos datos. Desde el mes de enero hasta abril, se observa que la diferencia relativa de generación de energía se mantiene relativamente constante dentro de los límites 15- 16 %. Sin embargo, en los meses de mayo y junio se observa un incremento de esta diferencia, lo que puede deberse a que el aumento de la temperatura provoque una respuesta menos favorable para los módulos reutilizados. Aun así, la diferencia está por debajo del 20 %.

Esto está en consonancia con los resultados obtenidos al realizar el mismo estudio para los meses de mayo hasta septiembre del 2024. Estos resultados sugieren que, en los meses con irradiancia y temperaturas más moderadas, que representan condiciones de operación menos exigentes, los módulos reutilizados muestran un comportamiento más cercano a los módulos nuevos. Estas conclusiones fueron publicadas en el artículo nº 4 del compendio que forma esta tesis.

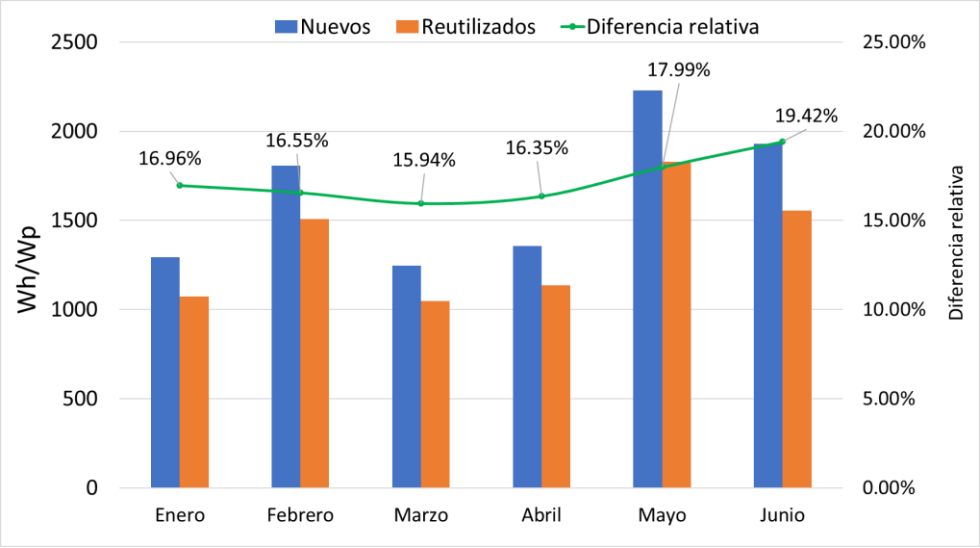


Figura 34: Generación de energía desde enero a junio 2025

10.2. Performance Ratio (PR)

En esta sección se presenta el PR para cada mes, desde enero hasta junio de 2025.

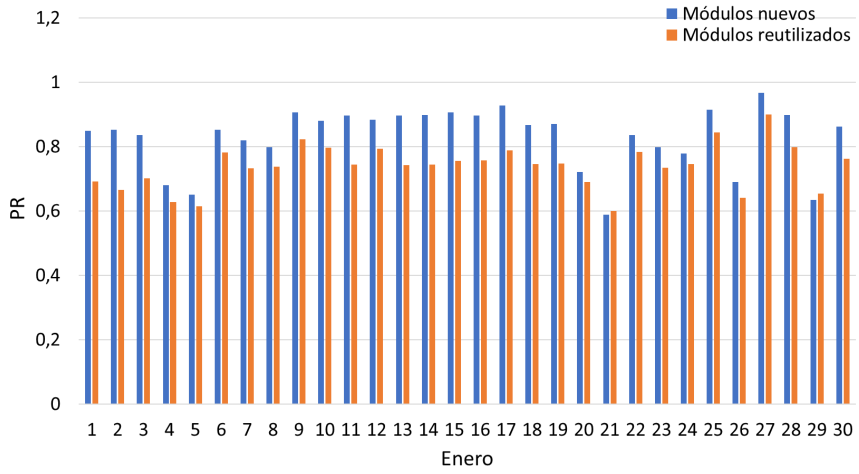


Figura 35: Performance ratio para el mes de enero

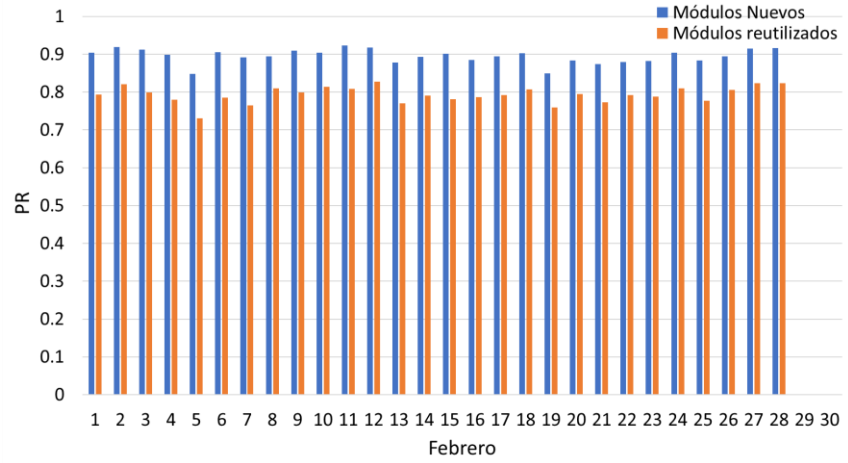


Figura 36: Performance ratio para el mes de febrero

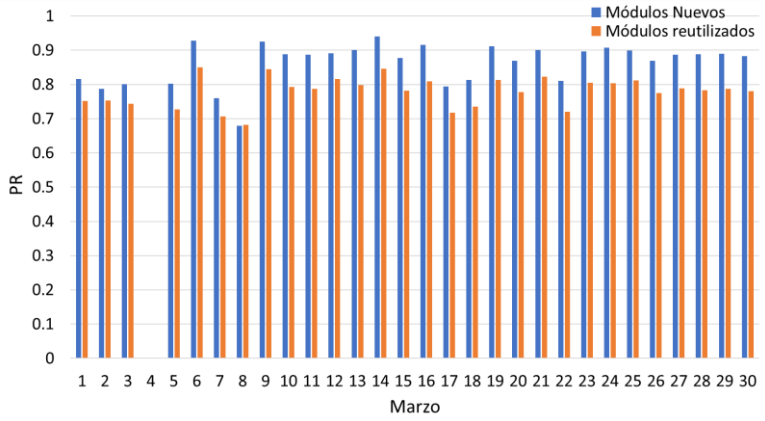


Figura 37: Performance ratio para el mes de marzo

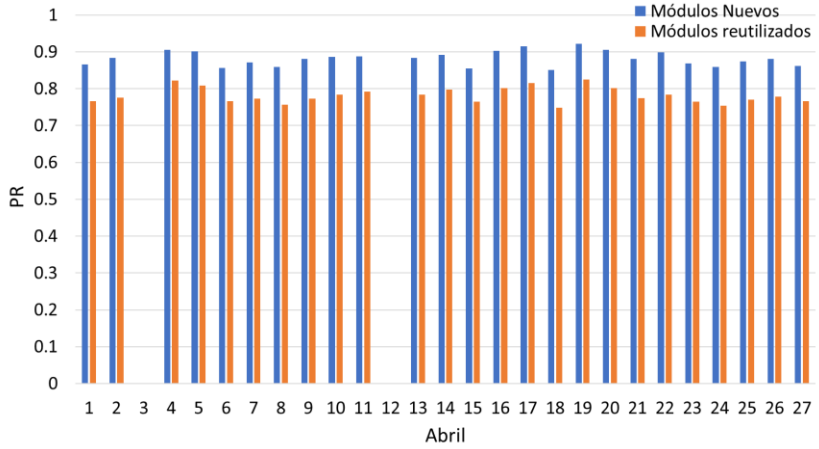


Figura 38: Performance ratio para el mes de abril

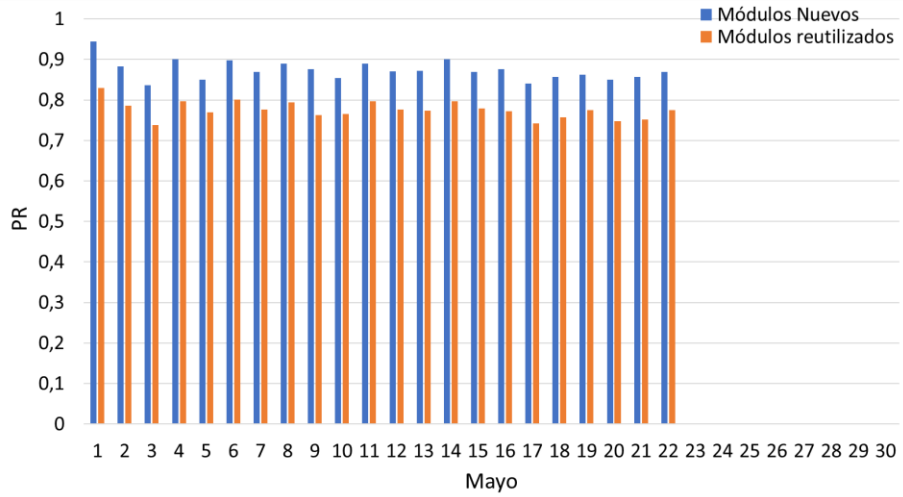


Figura 39: Performance ratio para el mes de mayo

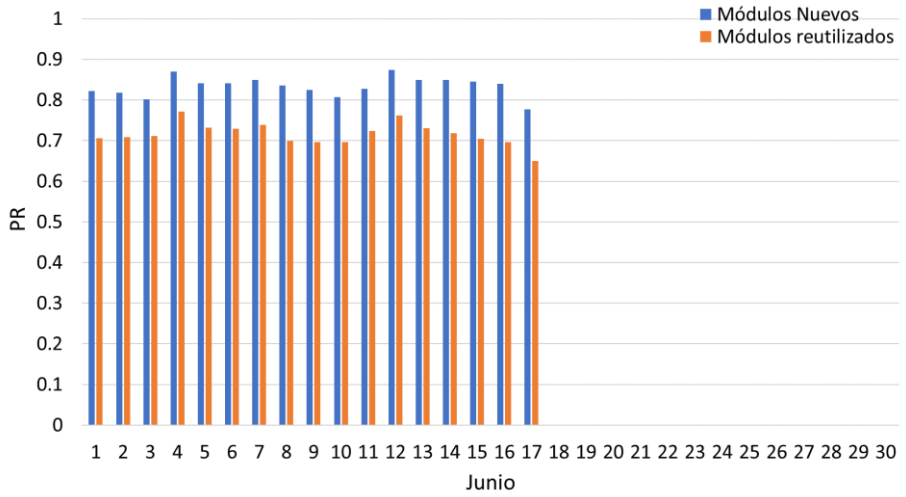


Figura 40: Performance ratio para el mes de junio

En las figuras (35 a 40) en las que se observan variaciones pronunciadas en el PR entre algunos días la diferencia se explica principalmente por la disminución en la irradiancia POA. Esto se debe a distintos factores, como la suciedad en el piranómetro, cambio en la orientación del mismo y cortes en el registro de datos debido a operaciones de mantenimiento. En general, se observa un comportamiento coherente entre módulos nuevos y reutilizados. En febrero y en marzo los valores del PR son bastante regulares, mostrando más estabilidad que en enero debido a condiciones más homogéneas. A continuación, analizando abril y mayo, el PR es muy estable, los módulos muestran un rendimiento constante y sin caídas bruscas. Pasando a junio, si bien se observa un descenso del PR en ambos conjuntos de módulos, los módulos reutilizados se siguen manteniendo dentro de un rango estable y coherente, lo cual muestra que pueden seguir operando de manera fiable en condiciones más exigentes de irradiancia y temperatura.

Esta situación se muestra en la Figura 41 en la que se presenta la evolución mensual del PR para los seis primeros meses de 2025:

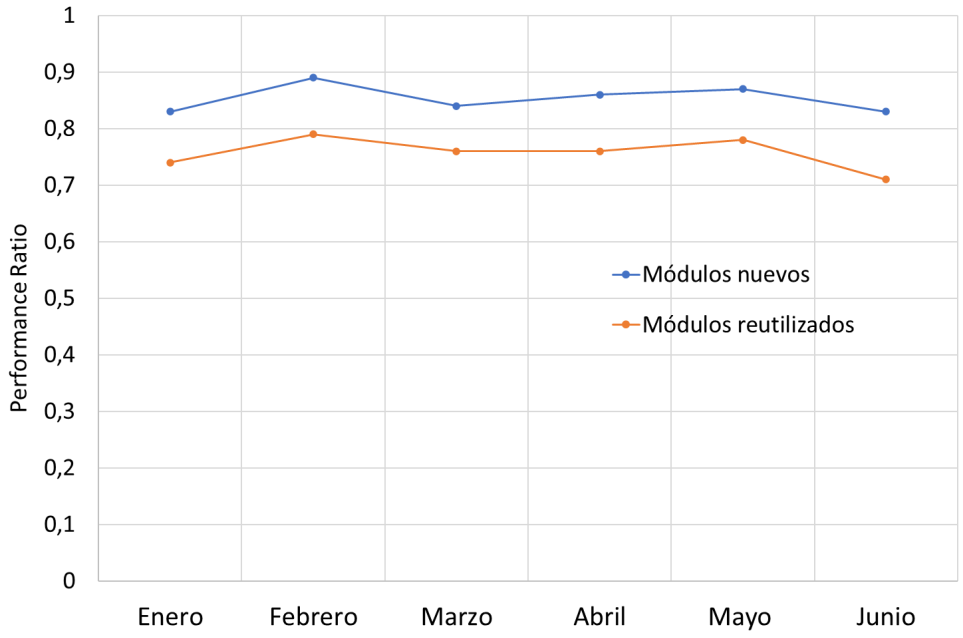


Figura 41: Evolución mensual del Performance Ratio

En esta Figura 41 se pretende mostrar a modo ilustrativo la evolución mensual del PR, ya que los valores presentados son las medias de los valores de las figuras anteriormente mostradas.

Este promedio se ha comparado para los meses de mayo y junio con los PR promediados del año 2024. Sus valores se muestran en la Tabla 9:

Tabla 9: Comparación del PR para dos meses de los años 2024 y 2025

PR	Mayo 2024	Mayo 2025	Junio 2024	Junio 2025
Módulos nuevos	0.79	0.87	0.86	0.83
Módulos reutilizados	0.76	0.78	0.71	0.71

Esta comparación del PR en los dos meses de dos años diferentes es útil para estudiar la estabilidad de los módulos reutilizados. En el año 2025, los dos tipos de módulos registraron un aumento en el PR durante mayo, si bien en los módulos nuevos el incremento es mayor y en los reutilizados, más moderado. En junio, los módulos reutilizados presentan un PR idéntico tanto en 2024 como en 2025, lo cual es indicativo de su estabilidad y de la respuesta previsible y robusta que evidencian. Cabe aclarar que la disminución del PR en los módulos nuevos de junio de 2024 a junio de 2025 no refleja necesariamente un deterioro técnico de los

módulos, sino que puede estar relacionado con factores de medida o de la operación propiamente dicha.

Como se ha explicado, este valor de PR es un promedio obtenido de los valores diarios que se muestran en las figuras. Para obtener el valor de PR del mes de junio de 2024 se calculó a partir de los valores que se presentan en la Figura 42 a continuación:

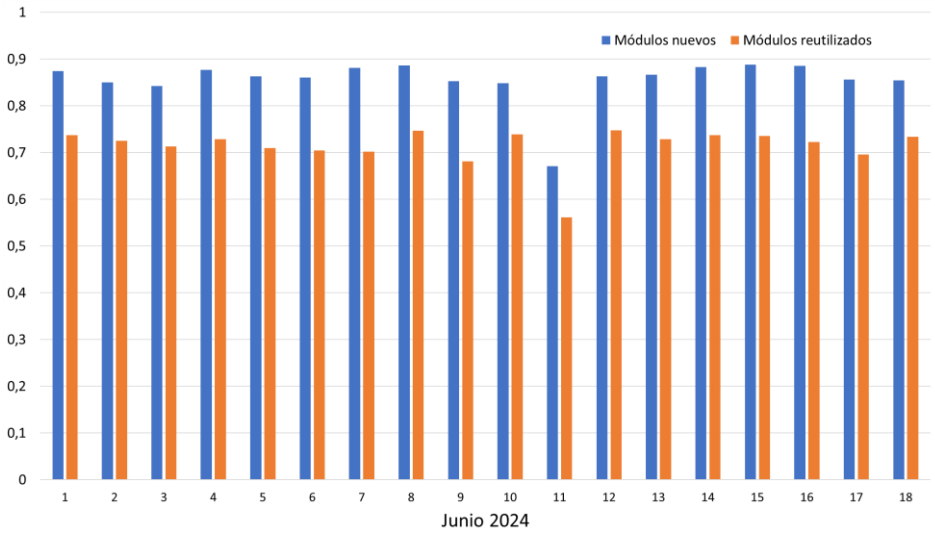


Figura 42: Performance ratio para el mes de junio de 2024