



UNIVERSIDAD DE JAÉN

**ESCUELA POLITÉCNICA
SUPERIOR DE JAÉN
CENTRO DE ESTUDIOS AVANZADOS
EN CIENCIAS DE LA TIERRA
ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE**

TESIS DOCTORAL

**ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN Y LOS
EFECTOS ESPECTRALES EN MATERIALES
FOTOVOLTAICOS DE LÁMINA DELGADA EN
ENCLAVES SOLEADOS DE LATITUDES
INTERMEDIAS**

**PRESENTADA POR:
ERNESTO MIGUEL SOLÍS ALEMÁN**

**DIRIGIDA POR:
DR. D. GUSTAVO EDUARDO NOFUENTE GARRIDO
DR. D. JUAN DE LA CASA HIGUERAS**

JAÉN, 17 DE JUNIO DE 2020

ISBN 978-84-9159-386-7



Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL

**ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN
Y LOS EFECTOS ESPECTRALES
EN MATERIALES FOTOVOLTAICOS
DE LÁMINA DELGADA EN ENCLAVES
SOLEADOS DE LATITUDES INTERMEDIAS**

**PRESENTADA POR:
ERNESTO MIGUEL SOLÍS ALEMÁN**

**DIRIGIDA POR:
Dr. D. GUSTAVO EDUARDO NOFUENTES GARRIDO
Dr. D. JUAN DE LA CASA HIGUERAS**



Universidad de Jaén
Escuela de Doctorado

UNIVERSIDAD DE JAÉN ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN

TESIS DOCTORAL

La memoria titulada “**ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN Y LOS EFECTOS ESPECTRALES EN MATERIALES FOTOVOLTAICOS DE LÁMINA DELGADA EN ENCLAVES SOLEADOS DE LATITUDES INTERMEDIAS**”, ha sido desarrollada dentro del Centro de Estudios Avanzados en Ciencias de la Tierra, Energía y Medio Ambiente (CEACTEMA) de la Universidad de Jaén y presentada por D. Ernesto Miguel Solís Alemán, aspirante al grado de Doctor en “Energías Renovables”, bajo la dirección de los doctores D. Gustavo Eduardo Nofuentes Garrido y D. Juan de la Casa Higuera

Jaén, marzo 2020

El doctorando

Fdo. Ernesto Miguel Solís Alemán

Los directores de Tesis

NOFUENTES
GARRIDO
GUSTAVO
EDUARDO -
25998627W

Firmado digitalmente
por NOFUENTES
GARRIDO GUSTAVO
EDUARDO - 25998627W
Fecha: 2020.03.19
11:14:46 +01'00'

Dr. D. Gustavo Eduardo Nofuentes Garrido

DE LA CASA
HIGUERAS
JUAN -
26001227A

Firmado digitalmente por DE LA
CASA HIGUERAS JUAN - 26001227A
Nombre de reconocimiento (DN):
c=ES,
serialNumber=IDCES-26001227A,
givenName=JUAN, sn=DE LA CASA
HIGUERAS, cn=DE LA CASA
HIGUERAS JUAN - 26001227A
Fecha: 2020.03.19 11:08:27 +01'00'

Dr. D. Juan de la Casa Higuera



Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL

ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN Y LOS EFECTOS ESPECTRALES EN MATERIALES FOTOVOLTAICOS DE LÁMINA DELGADA EN ENCLAVES SOLEADOS DE LATITUDES INTERMEDIAS

TRIBUNAL EVALUADOR:

Presidente:

Secretario:

Vocal:

Suplente:

Suplente:

JAÉN, MARZO 2020

“El esfuerzo constante, no la fuerza o la inteligencia,
es la clave para liberar nuestro potencial.”

*“Continuous effort, not strength or intelligence,
is the key to unlocking our potential.”*

WINSTON CHURCHILL

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, me gustaría expresar mi agradecimiento a todas aquellas personas que de una forma u otra me han ayudado desinteresadamente durante estos años dedicados a la Tesis y posterior realización de esta memoria.

Especial agradecimiento merecen mis directores de Tesis, por su constante apoyo, sacrificio, trabajo, comprensión y paciencia durante estos años. Sin ellos no hubiese sido posible realizar y presentar esta investigación.

Especial reconocimiento merece Gustavo por su constante lucha codo a codo desde el primer día. Él me adentró en el fascinante mundillo de la fotovoltaica allá por el 2015 y de su mano tuve la enorme satisfacción de desarrollar mi primera investigación en este campo del saber. También por su sacrificio, por todas las horas de trabajo y tutorías dedicadas para que esta investigación saliera adelante y por todo lo que he podido aprender de él. Paralelamente merece reconocer toda la ayuda, dedicación y consejos brindados por Juan, también desde el primer día, en todo el proceso seguido para presentar esta Tesis Doctoral. Debe añadirse a este agradecimiento al Dr. José Pedro Silva Montero, por su atención y por todo lo aprendido durante mi estancia en el CIEMAT.

Por supuesto, agradecimiento especial merecen mis padres y mi novia, por su constante apoyo en todos aquellos momentos de dificultad. También a mis hermanas, familia y amigos.

A todos muchas gracias

RESUMEN

A diferencia de la tecnología basada en el silicio cristalino, existen lagunas importantes en la caracterización y modelado del comportamiento eléctrico en exterior de los materiales fotovoltaicos de lámina delgada. En este sentido, la presente Tesis Doctoral se halla dirigida a lograr una comprensión superior de los efectos espectrales y la degradación que experimentan dichos materiales en enclaves afectados por un clima mediterráneo continentalizado y con una latitud comprendida entre 37° y 42°, en valor absoluto. Quedan fuera del alcance de los estudios, resultados y conclusiones obtenidos en este trabajo aquellas ubicaciones de entre las anteriores que presenten características atmosféricas extremas (intrusiones masivas de polvo del desierto, alta contaminación, etc.).

La influencia de la distribución espectral de la irradiancia ha sido estudiada en dos ciudades pertenecientes al tipo de enclaves mencionados más arriba. Para ello, se ha dispuesto de las respuestas espectrales de cuatro módulos comerciales representativos de las siguientes tecnologías fotovoltaicas: Silicio Amorfo (a-Si), Teluro de Cadmio (CdTe), Diseleniuro de Cobre-Indio-Galio /Azufre (a menudo denominada indistintamente CIS o CIGS) y silicio monocristalino (sc-Si). Para cuantificar la influencia de la distribución del espectro sobre los referidos materiales se analizó el factor de desacople espectral en diferentes escalas temporales -instantánea, mensual y anual- tanto a partir de medidas espectrorradiométricas registradas durante una campaña experimental de 24 meses llevadas a cabo en Madrid y Jaén (España) como a través de espectros sintéticos generados a través de la aplicación SMARTS y datos atmosféricos de la red AERONET. Los resultados obtenidos indican que los efectos espectrales se atenúan a medida que los intervalos de integración de aquellos se acrecientan. Así, considerando una escala mensual, se observa que el impacto espectral sobre el a-Si es el que presenta una mayor dependencia estacional, seguido del CdTe. Por contra, los módulos de sc-Si y CIS muestran un comportamiento más plano a lo largo del año. En cualquier caso, se obtienen ganancias espectrales anuales experimentales que se sitúan

en el rango de $\pm 1\%$ para todos los materiales investigados en ambos sitios. Cabe destacar que los resultados modelados están estrechamente alineados con los obtenidos experimentalmente. En consecuencia, esta minúscula influencia del espectro a lo largo del año puede conducir al desarrollo de modelos que ignoren a escala anual su impacto sobre las tecnologías fotovoltaicas estudiadas en los dos enclaves considerados. Es muy probable que esta importante conclusión, así como los resultados obtenidos, puedan ser extrapolables a ubicaciones de las características descritas al final del párrafo anterior.

Por otro lado, el declive en potencia experimentado por varias tecnologías de lámina delgada ha sido estudiado persiguiendo un doble objetivo. En primer lugar, se ha tratado de obtener valores fiables de la tasa de degradación anual (R_D , en %/año), evitando enfoques erróneos para su determinación, frecuentemente presentes en la literatura. En segundo lugar, se ha evaluado la idoneidad de algunas métricas de rendimiento y técnicas estadísticas destinadas a estimar dicho parámetro, en función de la linealidad exhibida por la curva de degradación de las muestras fotovoltaicas ensayadas. A este fin, se han utilizado series temporales mensuales construidas con tres métricas de rendimiento diferentes evaluadas tanto en dos generadores fotovoltaicos (GFV) – conformados por materiales de a-Si y heterounión silicio amorfo/silicio microcristalino– (a-Si/ μ c-Si) monitorizados durante cinco años y medio como en cuatro módulos FV –de las tecnologías a-Si, a-Si/ μ c-Si, CdTe y CIGS– ensayados y medidos durante seis años y medio. Conviene señalar que se trató de asegurar que los especímenes fotovoltaicos investigados se hallaban completamente estabilizados durante dichos períodos de toma de datos. En estas, para determinar el declive de potencia anual se utilizaron las técnicas estadísticas de Descomposición Estacional Clásica (CSD) y Year-on-Year (YOY) aplicadas a las referidas series temporales. Además, la linealidad de la degradación exhibida por cada tecnología fotovoltaica se estudió a través del análisis de las tendencias de dichas series a lo largo de la campaña experimental, por un lado, y estimando los valores de R_D sufridos por cada material a lo largo de varios subperíodos incluidos dentro de la referida campaña experimental, por otro.

Los resultados obtenidos arrojan una tasa de degradación para los dos GFV en torno a 1,3%/año. En ambos especímenes se aprecian los siguientes hechos: a) una superposición razonable de los intervalos de confianza de los valores de R_D obtenidos a través de los métodos CSD y YOY durante los diferentes subperíodos considerados, incluidos dentro de la referida campaña experimental, con independencia de la métrica

de rendimiento investigada y b) la linealidad de la tendencia de las series temporales de las métricas en cuestión. En consecuencia, el declive en potencia que experimentan dichos GFV ocurre de forma lineal durante toda la campaña experimental. Por el contrario, para los módulos fotovoltaicos evaluados se evidenció que dicho declive no tiene lugar linealmente, toda vez que no se verifican los hechos señalados más arriba. En cualquier caso, los valores de R_D se hallan en la vecindad del 1,5%/año para el módulo fotovoltaico de a-Si y de aproximadamente 0,6%/año para los basados en a-Si/ μ c-Si y CdTe. Curiosamente, para el módulo fotovoltaico de CIGS se obtienen valores en torno a -0,9%/año. Por último, y a la vista de los resultados, se puede concluir que la técnica YOY es preferible a CSD para estimar R_D tanto si en el proceso de degradación se presentan linealidades como si no. No obstante, los mayores intervalos de confianza obtenidos para este parámetro con la primera de dichas técnicas pueden dar lugar a incertidumbres significativas al ser considerados en labores de modelado.

Los resultados alcanzados en esta investigación al evaluar la influencia de los efectos espectrales y el declive en potencia que experimentan las muestras fotovoltaicas estudiadas pueden ser utilizados en términos prácticos para mejorar –y en su caso, simplificar– la modelización del comportamiento a largo plazo de las tecnologías de lámina delgada. Es importante señalar que dichos resultados deben tomarse con cierta cautela a la hora de obtener conclusiones generalizables, ya que el número de especímenes fotovoltaicos investigados ha sido reducido.

ABSTRACT

Unlike crystalline silicon-based technology, there are some significant gaps in the characterisation and modelling of the outdoor electrical behaviour of thin-film photovoltaic materials. In this regard, this PhD thesis is aimed at gaining greater understanding of the spectral effects and environmental degradation experienced by these materials in areas that experience a continental Mediterranean climate and are at a latitude between 37° and 42°, in absolute value. The scope of the results and conclusions drawn from this work does not cover those above-mentioned locations that have extreme atmospheric conditions (massive intrusions of dust from the desert, high pollution, etc.).

The influence of spectral irradiance distribution was studied in two cities in the types of areas mentioned above. The spectral responses of four commercial modules were used for this, representing the following photovoltaic technologies: amorphous silicon (a-Si), cadmium telluride (CdTe), copper-indium-gallium-sulphur selenide (often referred to interchangeably as CIS or CIGS) and monocrystalline silicon (sc-Si). To quantify the influence of spectral distribution on the above-mentioned materials, the spectral mismatch factor was analysed over different timescales -instantaneous, monthly and yearly- both through spectroradiometric measurements recorded during a 24-month experimental campaign conducted in Madrid and Jaén (Spain) and by means of synthetic spectra generated using the SMARTS application and atmospheric data from the AERONET network. The results indicate that the spectral effects lessen as their integration intervals increase. Thus, looking at a monthly scale, it is the spectral impact on a-Si that shows the greatest seasonal dependence, followed by CdTe. Conversely, the sc-Si and CIS modules present flatter behaviour throughout the year. In any case, experimental annual spectral gains in the $\pm 1\%$ range were obtained for all the materials at both sites. It should be noted that the modelled results align closely with those obtained experimentally. As a result, this miniscule impact of the spectrum throughout the year could lead to the development of models that ignore that impact at an annual scale on the photovoltaic technologies studied in the two considered areas. It is highly likely that this significant conclusion, as well as the results obtained, can be extrapolated to sites with the characteristics described at the end of the previous paragraph.

On the other hand, the power decline suffered by various thin-film technologies was studied in pursuit of a dual objective. Firstly, reliable values for annual degradation rate (R_D , in %/year) were sought, avoiding erroneous approaches for determining them, which

are often present in the literature. Secondly, the suitability of some performance metrics and statistical techniques designed to estimate that parameter were evaluated, depending on the linearity exhibited by the degradation curve for the photovoltaic samples tested. To do this, monthly time series were used as constructed with three different performance metrics evaluated both in two photovoltaic generators (PVGs) composed of a-Si materials and amorphous silicon/microcrystalline silicon (a-Si/ μ c-Si) hetero-junction monitored over five and a half years and in four a-Si, a-Si/ μ c-Si, CdTe and CIGS PV modules tested and measured over six and a half years. It should be noted that efforts were made to ensure that the photovoltaic specimens investigated were fully stabilised during these data collection periods. In these, Classical Seasonal Decomposition (CSD) and Year-on-Year (YOY) statistical techniques were used, applied to the aforementioned time series, to determine the annual power decline. In addition, the degradation linearity exhibited by each photovoltaic technology was studied by means of the trends of those series over the experimental campaign, on the one hand, and by estimating the R_D values experienced by each material over the various sub-periods included in the aforementioned experimental campaign, on the other.

The results obtained show a degradation rate for the two PVGs of around 1.3%/year. The following observations were noted in both specimens: a) a reasonable overlap of the confidence intervals for R_D values was obtained using the CSD and YOY methods during the various sub-periods considered, including the aforementioned experimental campaign, regardless of the performance metric investigated; and b) the linearity of the time series trend for the metrics in question. As a result, the power decline these PVGs experience occurs in a linear manner over the entire experimental campaign. On the contrary, for the photovoltaic modules evaluated it became clear that the decline does not occur linearly, as the observations indicated above were not verified. In any case, R_D values of around 1.5%/year were found for the a-Si photovoltaic module, and approximately 0.6%/year for those based on a-Si/ μ c-Si and CdTe. Interestingly, values of around -0.9%/year were obtained for the CIGS photovoltaic module. Finally, in the light of the results, it can be concluded that the YOY technique is preferable to CSD for estimating R_D , whether there are linearities in the degradation process or not. However, the wider confidence intervals obtained for this parameter with the former technique can lead to significant uncertainties to be considered in modelling work.

The results in this research to evaluate the influence of spectral effects and the power decline experienced by the photovoltaic samples studied can be used in practical terms

to improve –and simplify where appropriate– modelling of the long-term behaviour of thin film technologies. It is important to note that these results should be treated with some caution when it comes to obtaining generally applicable conclusions, as the number of photovoltaic specimens investigated was limited.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xv
ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.....	xvii

PARTE I. MEMORIA.....

xix

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. OBJETIVOS	19
3. MATERIALES Y MÉTODOS	23
3.1 Materiales y métodos empleados en el análisis de los efectos espectrales	23
3.2 Materiales y métodos empleados en el análisis de la degradación	28
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	35
4.1 Cuantificación del impacto espectral sobre varias tecnologías fotovoltaicas de lámina delgada ubicadas en enclaves afectados por el clima mediterráneo continentalizado y con latitudes intermedias.....	35
4.2 Evaluación de la degradación anual y la linealidad del declive en potencia experimentadas por varias tecnologías fotovoltaicas de lámina delgada ubicadas en un enclave afectado por el clima mediterráneo continentalizado y con latitud intermedia	40
5. CONCLUSIONES.....	49
6. LÍNEAS FUTURAS DE TRABAJO	55
7. NOMENCLATURA	57
8. REFERENCIAS	61

PARTE II. PUBLICACIONES REALIZADAS EN EL MARCO DE LA TESIS DOCTORAL

73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución de la potencia fotovoltaica acumulada en el mundo durante el período 2010-2017.[3].....	2
Figura 2. Coste normalizado de la electricidad (LCOE, en US\$.MWh ⁻¹) en EE.UU atendiendo a la técnica empleada para su generación [6].....	3
Figura 3. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada anualmente en el mundo durante el período 2000-2018 [2].....	4
Figura 4. Cuota de mercado de distintas tecnologías fotovoltaicas durante el período 1980-2017 [3].....	5
Figura 5. Curva característica <i>I-V</i> típica válida para célula, módulo o generador fotovoltaico (en rojo), en la que se señalan los puntos singulares de la misma. En verde se representa la curva característica <i>P-V</i> obtenida multiplicando los pares de valores (<i>I, V</i>) (N.B.: MPP son las siglas en inglés de maximum power point).....	8
Figura 6. Valores de tasas de degradación obtenidas para varias tecnologías fotovoltaicas en distintos enclaves del mundo. Se indica la década de puesta en marcha de cada sistema fotovoltaico y el número de mediciones realizadas en cada caso para obtener dichas tasas de degradación [43].	12
Figura 7. Instrumentos de medida de irradiancia de banda ancha y espectral utilizados en los dos enclaves considerados: a) espectrorradiómetro y piranómetro emplazados en ambos extremos superiores de la estructura metálica, ubicados en Madrid y b) espectrorradiómetro y piranómetro ubicados en Jaén.....	25
Figura 8. Respuesta espectral relativa para los módulos FV ensayados en este estudio, obtenida mediante medidas de interior, proporcionadas por el Laboratorio Energía Solar Fotovoltaica del CIEMAT.	27
Figura 9. Instalaciones de los especímenes FV investigados: a) módulos de los cuatro materiales fotovoltaicos estudiados, hospedados en las instalaciones de la UJA y b) SAD para los módulos FV de LD. Esta configuración experimental permite el trazado de curvas <i>I-V</i> junto con la adquisición de las variables medioambientales bajo cuya influencia dichas curvas son capturadas.....	30

Figura 10. SFCR con GFV de LD instalados en la terraza de la Universidad de Jaén: a) GFV de a-Si (fila superior de módulos) y a-Si/ μ c-Si (fila inferior de módulos) y b) Inversores a los que se hallan conectados sendos GFV, junto a caja de protecciones AC y medidores de energía inyectada a la red. A la derecha se aprecia el registrador automático de datos conectado a Internet.	31
Figura 11. Valores experimentales y modelados del factor de desacoplo espectral mensual en Madrid para los módulos considerados: a) a-Si, b) CdTe, c) sc-Si y d) CIS.	37
Figura 12. Valores experimentales y modelados del factor de desacoplo espectral mensual en Jaén para los modulo considerados: a) a-Si, b) CdTe, c) sc-Si y d) CIGS.	38
Figura 13. Series temporales mensuales de las métricas P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para los GFV estudiados: a) a-Si y b) a-Si/ μ c-Si.	40
Figura 14. Series temporales mensuales de las métricas P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para los módulos FV estudiados. a) a-Si, b) a-Si/ μ c-Si, c) CdTe y d) CIGS.....	41
Figura 15. Valores de R_D para el GFV de a-Si bajo estudio, utilizando las series temporales P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para subperíodos de tres, cuatro, cinco y cinco años y medio aplicando: a) el método CSD y b) el método YOY. Todos los subperíodos comienzan en enero de 2013.....	44
Figura 16. Valores de R_D para el GFV de a-Si/ μ c-Si en estudio, utilizando las series temporales P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para subperíodos de tres, cuatro, cinco y cinco años y medio aplicando: a) el método CSD y b) el método YOY. Todos los subperíodos comienzan en enero de 2013.....	44
Figura 17. Regresión lineal aplicada a tendencia extraída mediante CSD de las series temporales de P^*_{EXP} durante el período de cinco años y medio para los GFV bajo estudio. Obsérvese el alto valor de R^2 , indicativo del buen ajuste lineal de las tendencias en cuestión.....	44
Figura 18. Valores de R_D para el módulo FV a-Si en estudio, utilizando las series temporales P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para subperíodos de tres, cuatro, cinco, seis y seis años y medio aplicando: a) el método CSD y b) el método YOY. Todos los subperíodos comienzan en enero de 2012.....	45
Figura 19. Valores de R_D para el módulo FV a-Si/ μ c-Si en estudio, utilizando las series temporales P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para subperíodos de tres, cuatro, cinco, seis y seis	

años y medio aplicando: a) el método CSD y b) el método YOY. Todos los subperíodos comienzan en enero de 2012.....45

Figura 20. Valores de R_D para el módulo FV CdTe en estudio, utilizando las series temporales P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para subperíodos de tres, cuatro, cinco, seis y seis años y medio aplicando: a) el método CSD y b) el método YOY. Todos los subperíodos comienzan en enero de 2012.....46

Figura 21. Valores de R_D para el módulo FV CIGS en estudio, utilizando las series temporales P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para subperíodos de tres, cuatro, cinco, seis y seis años y medio aplicando: a) el método CSD y b) el método YOY. Todos los subperíodos comienzan en enero de 2012.....46

Figura 22. Regresión lineal aplicada a la tendencia de la serie temporal P^*_{EXP} extraída mediante con el método CSD durante el período de seis años y medio para los cuatro módulos FV bajo estudio.....47

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Márgenes de eficiencias en CEM de módulos comerciales de varias tecnologías fotovoltaicas. También se muestran las superficies de módulo necesarias para entregar 1 kWp. N.B.: se proporcionan valores típicos (varias fuentes)6

Tabla 2. Valores experimentales y modelados de las ganancias espectrales anuales en Madrid y Jaén para los módulos FV estudiados, expresadas porcentualmente.....38

ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

La presente Tesis doctoral se estructura en dos partes principales:

PARTE I. MEMORIA.

En esta primera parte inicialmente se expone una panorámica mundial de la tecnología fotovoltaica, focalizando posteriormente en las láminas delgadas. En esta misma sección se tratan los antecedentes relacionados con el impacto de la distribución espectral de la irradiancia incidente sobre dichos materiales fotovoltaicos y la degradación que estos experimentan a largo plazo. A continuación se expone el objetivo general de la presente Tesis Doctoral, así como los objetivos específicos.

Posteriormente se presenta un breve resumen sobre los materiales y métodos utilizados para abordar los dos objetivos específicos propuestos para el logro del objetivo general, seguido de una discusión de los resultados obtenidos. Finalmente, se presentan las conclusiones y las líneas futuras de trabajo.

PARTE II. PUBLICACIONES REALIZADAS EN EL MARCO DE LA TESIS DOCTORAL.

La segunda parte del presente documento consiste en un compendio de dos artículos publicados en revistas indexadas. Cada artículo se corresponde con cada uno de los dos objetivos específicos planteados en el marco de la presente Tesis Doctoral

PARTE I. MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

Durante las últimas décadas la población mundial ha experimentado un crecimiento demográfico importante, ligado a un también creciente desarrollo del sector industrial y la aparición de nuevas tecnologías. Todo ello ha aumentado las necesidades de abastecimiento energético. En 2018 el consumo de energía mundial aumentó un 2,9% respecto del año anterior, siendo el crecimiento interanual más rápido experimentado desde el año 2010, alcanzando los 13.800 millones de toneladas equivalentes de petróleo, según un informe de la energética británica British Petroleum [1]. Además, las emisiones de carbono en 2018 se incrementaron en un 2% respecto del año anterior, resultando el incremento interanual más elevado en los últimos siete años [1]. Por otro lado, en dicho año el consumo de energía mundial se cubrió en un 85% a partir de combustibles fósiles y la fisión del uranio [2]. Este es un modelo energético seriamente cuestionado a causa de varios factores, entre los que cabe mencionar los siguientes: impacto negativo en el medio ambiente, tensiones geopolíticas, no sostenibilidad del modelo en cuestión, etc. En la búsqueda de encontrar una posible solución que permita erradicar en gran medida este problema de necesidad energética a nivel mundial y la dependencia de los combustibles fósiles se han desarrollado fuentes de energía alternativas, también conocidas como fuentes de energía renovable. Durante las últimas dos décadas, estas últimas han experimentado importantes avances, posicionándose en el mercado mundial y llegando a ser competitivas con las técnicas convencionales de generación energética. Entre las referidas fuentes de energía renovable se encuentra la energía solar fotovoltaica (FV) la cual ya presenta una madurez industrial importante que ha permitido su expansión y crecimiento exponencial durante estos últimos años.

Actualmente la potencia fotovoltaica instalada acumulada mundial ha experimentado una tasa de crecimiento medio anual compuesto del 24% desde 2010 a 2017, tal como se muestra en la Figura 1, totalizando en torno a 488 GW operativos en 2018 [3]. En este último año la energía producida mediante esta tecnología cubría ya un 8,7% y un 3,9% de las demandas eléctricas de Alemania y de la UE, respectivamente, mientras que en España este porcentaje se mantenía en torno al 3%, cifra muy próxima a la de años anteriores. Lógicamente, el aumento vertiginoso de la implantación de esta tecnología

en el mundo ha tenido su reflejo en el mercado laboral. Así, el fotovoltaico es el mayor empleador dentro del sector de las energías renovables desde 2016, llegando a dar trabajo a 3,6 millones de personas en 2018.

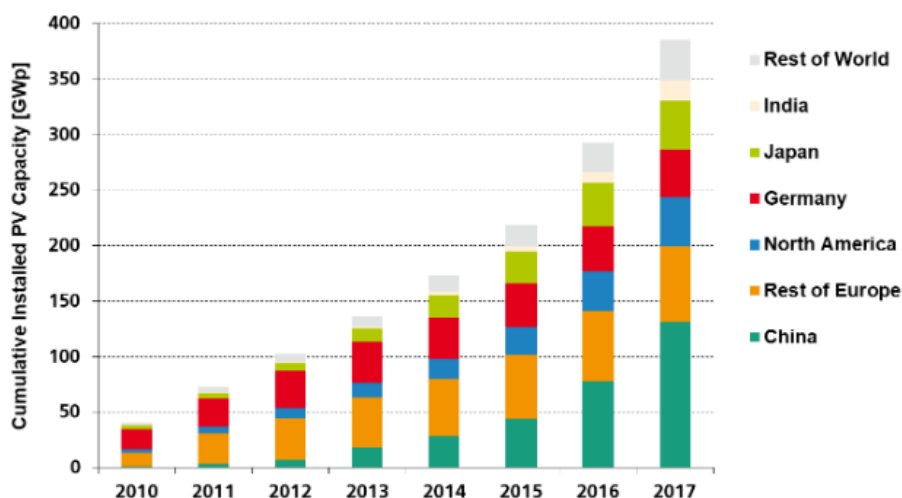


Figura 1. Evolución de la potencia fotovoltaica acumulada en el mundo durante el período 2010-2017.[3]

Hoy día se tiene la certeza de que la conversión FV está llamada a desempeñar un papel relevante en la transición a un modelo energético sostenible a escala mundial ya que los costes de instalación para grandes plantas (>1 MWp) son inferiores a 0,70 €/W a fecha de redacción de este documento. Estos bajos costes de instalación se han traducido en el logro de la paridad de generación en enclaves con recursos solares generosos, en comparación con técnicas convencionales de generación eléctrica, como muestra la Figura 2. En efecto, el coste normalizado de la electricidad (*LCOE*, por las siglas en inglés de Levelized Cost of Electricity, en $\text{US}\$. \text{MWh}^{-1}$) de origen fotovoltaico se redujo en torno a un 14% en 2018 respecto del año anterior, según la prestigiosa empresa de consultoría financiera Lazard Capital. De hecho, a la hora de escribir este texto se estima posible producir energía eléctrica a partir de la luz solar en el margen de 20 $\text{US}\$. \text{MWh}^{-1}$ en muchos lugares soleados del planeta [4]. Analizando la evolución de la potencia FV instalada anualmente en el mundo mostrada en la Figura 3, se observa que durante varios años se han sucedido valores de la tasa de crecimiento interanual que llegaron hasta cerca del 50%. Sin embargo, el mercado registró un menor valor de la tasa en cuestión durante 2018, principalmente a causa de la derogación de las tarifas de inyección decretada sin previo aviso por el gobierno chino en dicho año. A pesar de ello, 2018 será recordado como el año en que la instalación de potencia FV anual mundial superó la barrera psicológica de los 100 GW. En cualquier caso, la competitividad que exhibe esta tecnología frente a otras, junto a su formidable despliegue a escala mundial

-como se muestra en las Figuras 2 y 3, respectivamente-, obedece al vertiginoso descenso del coste de los módulos: un 80% de abaratamiento entre 2006-2016, agudizado durante el bienio 2017-2018, en el que dicho coste cayó un 32% adicional [5].



Figura 2. Coste normalizado de la electricidad ($LCOE$, en $US\$/MWh^{-1}$) en EE.UU atendiendo a la técnica empleada para su generación [6].

En el pasado reciente, el menor apoyo de las administraciones europeas –impulsoras principales del mercado FV hasta la fecha, sobre todo Alemania– ha ido desplazando progresivamente el centro de gravedad del mercado hacia China, EE.UU y Japón. No obstante, a lo largo de 2019 se ha experimentado una recuperación del sector en Europa, volviendo a niveles de 2012. A falta de datos definitivos, se sabe que el mercado español ha contribuido en gran medida a esta revitalización, el cual se cree que ha sido el que ha experimentado el mayor crecimiento en términos absolutos de potencia instalada en este continente. Por otro lado, en países como Italia, Grecia y España se están popularizando modelos de negocio basados en acuerdos de compraventa de energía (PPA, por las siglas en inglés de *Purchase Power Agreement*) a precios muy competitivos en el mercado mayorista. A través de este instrumento se acuerda la entrega de una determinada cantidad de electricidad solar por parte del titular de una planta durante un determinado período de tiempo a un coste pactado entre el titular en cuestión y un gran consumidor o una empresa distribuidora de electricidad. En cuanto al futuro cercano, algunas predicciones auguran una potencia instalada acumulada en el planeta superior a 1 TW en 2022 [4]. En cualquier caso, y a pesar de estas cifras tan contundentes y prometedoras, la tecnología FV debe recorrer un largo camino hasta alcanzar todo su potencial, toda vez que su contribución a la generación de electricidad

mundial fue de tan solo un 2,4% en 2018 [1]. Esta modesta cifra hace ver a las claras que aún se necesita realizar grandes esfuerzos en I+D+i de esta técnica limpia de producción de electricidad.

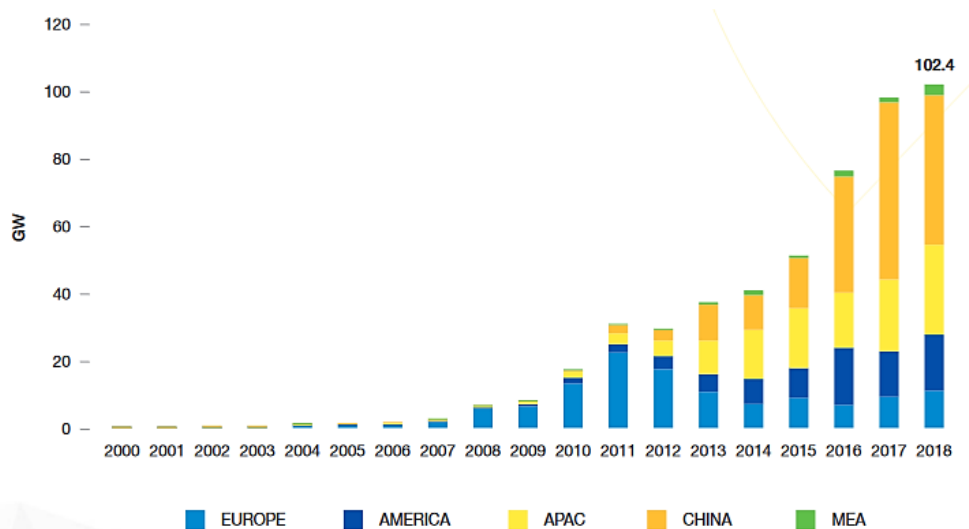


Figura 3. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada anualmente en el mundo durante el período 2000-2018 [2].

Actualmente, la tecnología FV predominante en el mercado continúa siendo el silicio cristalino (c-Si), dentro de la cual se ubican las tecnologías de silicio monocristalino (sc-Si) y la de silicio policristalino (pc-Si). Esta tecnología de c-Si es la más empleada en la fabricación de módulos FV y, por ende, abarca la gran mayoría de los sistemas fotovoltaicos instalados y de nueva instalación. En concreto su capacidad de producción anual en 2018 ascendió a 99 GWp, suponiendo el 96% del mercado FV. Por su parte, las tecnologías basadas en láminas delgadas (LD), representaron un menor porcentaje de la producción mundial durante dicho año, con una cuota del 4%. Aun así, su presencia sigue siendo significativa, con un total de módulos fabricados cuya potencia ascendió a 4,5 GWp en 2018 [3]. Estas tecnologías presentan particularidades diferentes en cuanto al proceso de fabricación. Así, prescindiendo de una descripción más detallada, la producción de módulos de c-Si requiere la fabricación de células solares sobre obleas individuales de dicho elemento, con un espesor típico de unos 180 μm , que posteriormente son interconectadas conformando los módulos FV. Por el contrario, la interconexión de células de LD forma parte integral del proceso de fabricación de estas, ya que dicha conexión se consigue practicando surcos –mediante el uso del láser, habitualmente– en capas de material con un espesor típico total inferior a los 10 μm , depositadas sobre un sustrato.

Las tecnologías de LD se empezaron a comercializar a finales de la década de los 80 del siglo pasado y en este sentido, los materiales de lámina delgada más prometedores

y con mayor presencia en el mercado actual son el telururo de cadmio (CdTe) y el diseleniuro de cobre-indio-galio-selenio/azufre (a menudo denominado indistintamente CIS o CIGS)¹. A pesar de su veteranía –sus aplicaciones comerciales se introdujeron en 1982– el silicio amorfo (a-Si) es un material en franco declive comercial a causa de la pérdida de potencia inicial que experimenta en las primeras horas de exposición y su menor eficiencia de conversión de luz solar en electricidad. Hace algo más de una década, se libraron al mercado módulos que emplean células de a-Si en combinación con silicio microcristalino (heterounión silicio amorfo/silicio microcristalino, a-Si/ μ c-Si), con mejores resultados de eficiencia.

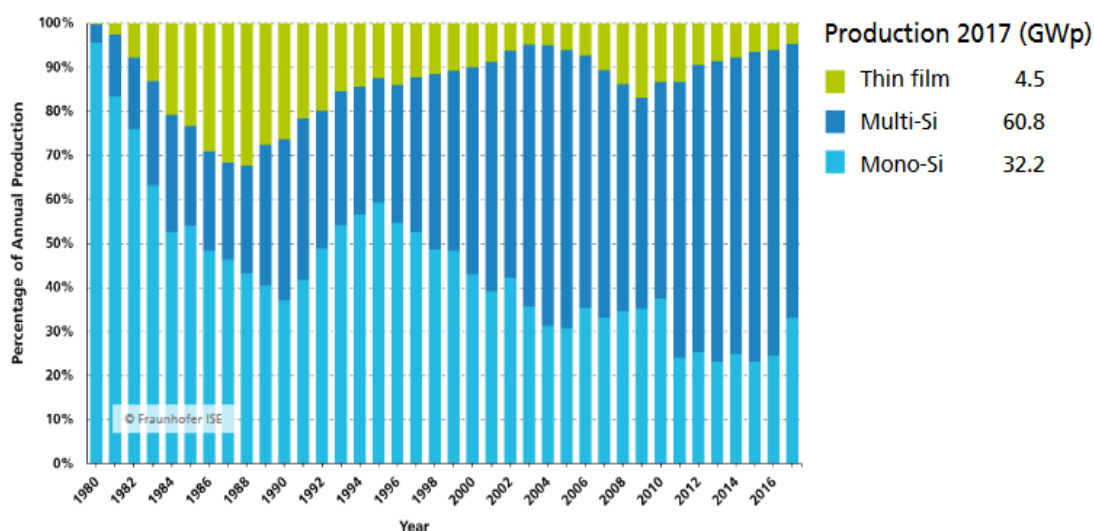


Figura 4. Cuota de mercado de distintas tecnologías fotovoltaicas durante el período 1980-2017 [3].

Se ha de comentar que estas tecnologías poseen ciertas ventajas sobre el silicio cristalino, enumeradas a continuación:

- Mejor comportamiento térmico: típicamente poseen un coeficiente de variación de potencia con la temperatura en torno a $-0,25\% \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$ frente a algo menos de $-0,40\% \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$ que presenta el c-Si. Esta característica las hace especialmente atractivas para su empleo en climas calurosos.
- Históricamente han sido más baratas. En efecto, los métodos de fabricación que utilizan las tecnologías de LD por depósito de los materiales fotovoltaicos sobre sustratos, tienen una implicación positiva en ahorro de material FV y energía.

¹ Realmente, el material semiconductor activo de todos los módulos fotovoltaicos de diseleniuro de Cobre-Indio-Galio/Azufre es el diseleniuro de indio cúprico (CuInSe_2), o simplemente CIS. Así ha sido desde su introducción en el mercado, en los años 70 del pasado siglo. Progresivamente, los fabricantes han ido aleando dicho compuesto con galio y con azufre, y de ahí las otras siglas (CIGS) con las que –indistintamente con las siglas CIS– se denomina a esta tecnología.

- Muy frecuentemente se prefieren en la integración en edificios, a causa de poder ser incorporadas en sustratos flexibles y por ser más estéticas a juicio de muchos.

Sin embargo, tal y como se aprecia en la Figura 4, el silicio cristalino siempre ha prevalecido –con algunos altibajos– frente a la LD. En el pasado reciente, esta última llegó a representar un 17% de la producción de módulos en 2009 debido al desabastecimiento de polisilicio (nombre que recibe el silicio ultrapurificado para aplicaciones microelectrónicas o solares). El posterior desplome de precios de dicho material ha provocado una disminución paulatina de la cuota de mercado de la lámina delgada hasta llegar al 4% en 2018, como ya se ha comentado. Algunas de las causas que justifican la prevalencia del silicio cristalino podemos encontrarlas en sus excelentes características físicas para la conversión fotovoltaica (ancho de banda cercano al óptimo), en ser un material de propiedades bien conocidas, su no toxicidad y la abundancia de dicho elemento en la corteza terrestre. Tampoco se ha de olvidar que ha sido beneficiario de la industria microelectrónica preexistente. Sin embargo, existen dos razones principales que han justificado el segundo plano al que los materiales de LD han venido siendo relegados en el mercado FV:

- *Menor eficiencia.*

La eficiencia resulta ser un factor clave para el proyectista a la hora de decantarse por una u otra tecnología de módulo. En efecto, una mayor tasa de conversión de potencia lumínica en potencia eléctrica requiere una menor superficie para instalar la misma potencia fotovoltaica. Esta menor superficie conduce a un ahorro tanto en el terreno necesario para instalar los módulos como en el empleo de cableado, tornillería, estructuras de soporte fijo o con seguimiento solar, mano de obra, etc.

Tabla 1. Márgenes de eficiencias en CEM de módulos comerciales de varias tecnologías fotovoltaicas. También se muestran las superficies de módulo necesarias para entregar 1 kWp. N.B.: se proporcionan valores típicos (varias fuentes)

Tecnología	Eficiencia [%]	Superficie [m ²]
sc-Si	18-21	4,8-5,5
mc-Si	17-18	5,5-5,9
a-Si	6-7	14,2-16,7
a-Si/ μ c-Si	9-10	10,0-11,1
CdTe	14-18	5,5-7,1
CIGS	14-17	5,8-7,1

La Tabla 1 muestra valores de eficiencia típicos de módulos comerciales de varios materiales junto a la superficie de módulo necesaria para entregar un kWp (un Wp es la unidad de potencia eléctrica generada en las llamadas condiciones estándares de

medida (CEM), a saber: irradiancia global incidente igual a $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ con una distribución espectral AM1,5G y una temperatura de célula igual a 25°C [7]). Es justo traer a colación que los últimos módulos de CdTe y CIGS comercializados por First Solar™ y Solar Frontier™, respectivamente, poseen eficiencias similares o incluso ligeramente mayores que las de algunos fabricantes de módulos de silicio monocristalino y policristalino.

- *Comportamiento eléctrico escasamente documentado y no bien comprendido: influencia del espectro y la degradación*

La irradiancia de banda ancha global incidente (o simplemente irradiancia global incidente G_i , en $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) es la densidad de potencia procedente del sol que incide en el dispositivo fotovoltaico y que se registra con instrumentos de respuesta espectral plana tales como los piranómetros de termopila. Las estaciones meteorológicas terrestres que utilizan dichos instrumentos y servicios tales como SoDa, CM-SAF, etc., derivados de las observaciones de los satélites Meteosat, ponen a disposición de los investigadores y proyectistas fotovoltaicos valores históricos tanto de irradiación global horizontal ($H(0)$, en $\text{Wh}\cdot\text{m}^{-2}$) como de temperatura ambiente (T_{amb} , en $^\circ\text{C}$). Es posible trasponer los valores de $H(0)$ a la superficie del plano del generador empleando alguno de los muchos métodos disponibles desde hace tiempo en la literatura [8-12] a fin de obtener G_i . También es posible estimar los valores de la temperatura de célula (T_c , en $^\circ\text{C}$) a partir de T_{amb} [13,14].

Por otro lado, la curva I - V de las células, módulos y generadores fotovoltaicos posee una forma como la representada en la Figura 5. En la curva en cuestión se distinguen cuatro puntos singulares: la corriente de cortocircuito (I_{SC} , en A), la tensión de circuito abierto (V_{OC} , en V), la intensidad en el punto de máxima potencia (I_{MPP} , en A) y la tensión en el punto de máxima potencia (V_{MPP} , en V). Obviamente, la potencia máxima que el dispositivo entrega (P_{MPP} , en W) es igual al producto $I_{\text{MPP}} \times V_{\text{MPP}}$. El factor de forma (FF) dado por la expresión $FF = I_{\text{MPP}} \times V_{\text{MPP}} / (I_{\text{SC}} \times V_{\text{OC}})$ cuantifica la bondad de la tecnología de la que se trate, siendo esta tanto mejor cuanto más próximo a la unidad se encuentre este último factor. Entre otra información, los fabricantes de módulos fotovoltaicos proporcionan valores de los anteriores parámetros eléctricos para sus productos, medidos en CEM. No debe olvidarse que estas condiciones se refieren a una incidencia normal o, en otras palabras: el ángulo que forma la normal al plano del módulo con el radio vector Sol-Tierra (AOI , por las siglas en inglés de *Angle of Incidence*, en grados sexagesimales) es igual a 0° .

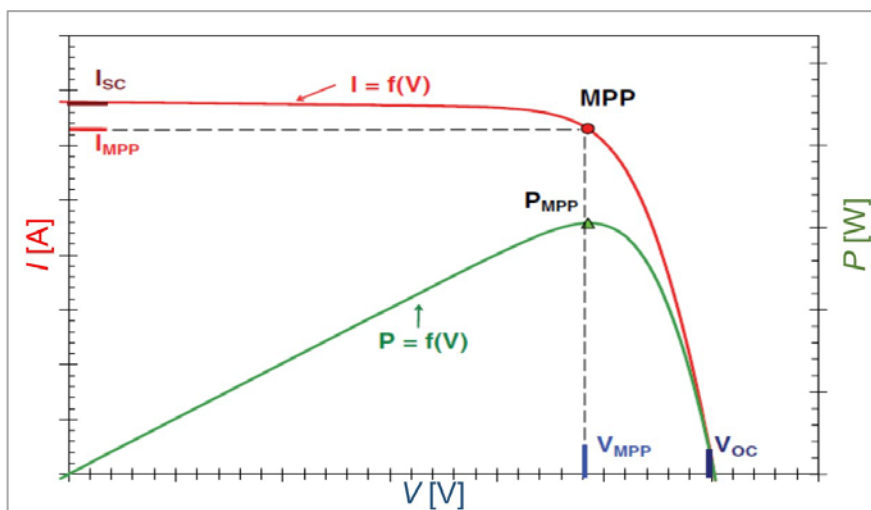


Figura 5. Curva característica I - V típica válida para célula, módulo o generador fotovoltaico (en rojo), en la que se señalan los puntos singulares de la misma. En verde se representa la curva característica P - V obtenida multiplicando los pares de valores (I, V) (N.B.: MPP son las siglas en inglés de *maximum power point*).

En cualquier caso, a partir de los valores en CEM de los anteriores parámetros, el Investigador y el Proyectista fotovoltaicos deben ser capaces de modelar el comportamiento eléctrico –y por ende, la producción de energía– del generador fotovoltaico bajo otros valores de G_i y T_c , $AOI \neq 0^\circ$, así como distribuciones espectrales distintas de la AM1,5G.

Todos los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto se traduce en que su producción de electricidad es sensible a cómo G_i se distribuye a lo largo de las distintas longitudes de onda del espectro. Esta sensibilidad es especialmente acusada en los materiales de lámina delgada de mayor anchura de banda prohibida -y menor banda de absorción- tales como el CdTe y el a-Si. Por poner un ejemplo ilustrativo, despreciar el impacto del espectro puede conducir a errores en la predicción de la potencia entregada de hasta el 10% en este último material [15]. Por el contrario, y debido a su menor anchura de banda prohibida, el silicio cristalino es bastante menos sensible a la influencia del espectro. Desgraciadamente, las medidas espectrorradiométricas terrestres están muy poco documentadas, siendo virtualmente inexistentes en prácticamente todas las bases de datos y muy escasas en estaciones meteorológicas. Así las cosas, difícilmente se puede incorporar el impacto espectral a los modelos del comportamiento de las láminas delgadas cuando se dispone de observaciones dispersas y fragmentarias, en enclaves alrededor del mundo donde se emplean distintos instrumentos de medida y rutinas experimentales dispares.

Por otro lado, cualquiera que sea la tecnología en la que estén basados, los módulos fotovoltaicos experimentan un lento declive de su valor de P_{MPP} en CEM. El declive en cuestión se cuantifica a través del valor de la tasa de degradación anual (R_D , en %/año) o porcentaje de potencia que los módulos pierden anualmente. Las tecnologías de silicio cristalino poseen una buena estabilidad a lo largo del tiempo, la cual se halla bien documentada históricamente a través su despliegue masivo en las últimas dos décadas. De hecho, virtualmente todos los fabricantes de módulos de dicho material garantizan que sus productos conservarán el 80% de la potencia nominal en CEM -o potencia máxima en CEM que se obtiene a partir de las hojas de características- después de 25 años, ya sea de forma escalonada o lineal, en cuyo caso $R_D = 0,8\%/año$. No sucede lo mismo con las tecnologías de lámina delgada. En primer lugar, su menor despliegue ha causado lagunas de conocimiento acerca de cuáles son sus mecanismos de degradación y sobre todo, ha provocado la carencia de valores confiables de R_D obtenidos sobre el terreno. En lo que a garantías se refiere, hasta donde sabemos, ningún módulo de lámina delgada se libra al mercado con garantía de un valor máximo de tasa de degradación anual, salvo la reciente serie 6 del fabricante First Solar™ que ofrece una garantía de $R_D = 0,5\%/año$ para sus productos de CdTe durante 25 años [16]. En dicho período de tiempo, el fabricante da por hecho que el camino temporal que recorrerá la potencia máxima en CEM será lineal.

Como se ha comentado, las tecnologías de LD presentan una especial sensibilidad a la distribución espectral de la irradiancia solar, influyendo esta de forma directa en su comportamiento eléctrico. Esto se debe a las diferencias entre las distribuciones del espectro solar real durante el funcionamiento del dispositivo fotovoltaico y las del espectro solar estándar AM1,5G [7]. Es sabido que los efectos espectrales dependen en gran medida del valor absoluto de la latitud del enclave y de la climatología del mismo, siempre que este no se encuentre afectado por fenómenos atmosféricos extremos tales como episodios de polvo del desierto, alta contaminación, etc. Además, su influencia es más notable en materiales con una mayor anchura de banda prohibida y, en consecuencia, con bandas de absorción menores. Además, estos efectos se reducen a medida que se utilizan intervalos de integración más largos, es decir, escalas de tiempo que pueden ser diarias, mensuales o anuales. En cualquier caso, el impacto de la variación de la irradiancia espectral debe, en principio, ser considerada para obtener predicciones más precisas de la producción de electricidad esperada de tales dispositivos a largo plazo. Sin embargo, esto no siempre es fácil, ya que los registros de irradiancia espectral disponibles en las bases de datos meteorológicos son prácticamente inexistentes. Asimismo, el uso de medidas de la irradiancia espectral en

modelos del comportamiento de los dispositivos FV resulta ser una tarea más compleja que la simple utilización de datos de irradiancia solar [17-20]. La estimación de los efectos espectrales puede llevarse a cabo por medio de dos técnicas que teóricamente conducen el mismo resultado. La primera se sirve de medidas de la corriente de cortocircuito de un determinado espécimen FV, a través de una configuración experimental que requiere de un dispositivo de tecnología equivalente a la evaluada y cuyo valor de corriente de cortocircuito en CEM (I_{SC}^* , en A) es conocido [21]. Dicho dispositivo permanece cortocircuitado a fin de medir el valor de I_{SC} . Usualmente, G_i es medido por medio de un piranómetro de termopila. La segunda técnica hace uso de medidas espectrales según el estándar IEC 60904-7 [22], empleando una configuración experimental que requiere: a) un piranómetro de termopila para medir G_i , b) medidas de la distribución espectral de la irradiancia $G_i(\lambda)$, registradas a partir de un espectrorradiómetro y c) la respuesta espectral $SR(\lambda)$ de la tecnología bajo análisis.

El impacto de la distribución espectral de G_i (efectos espectrales) sobre el comportamiento de las distintas tecnologías fotovoltaicas en distintos enclaves ha sido ampliamente explorado en la literatura desde mediados de la década de los 80 del siglo pasado [23-28]. A continuación se pasa revista a algunos estudios recientes de gran valor que abordan la influencia espectral en la conversión fotovoltaica, realizados en distintos enclaves del mundo.

Ye *et al.* [21] presentaron los resultados obtenidos durante un período de medida de un año para evaluar la influencia de la irradiancia espectral en la producción fotovoltaica -en escalas de tiempo mensuales y anuales- de materiales de LD en un clima tropical (Singapur, latitud 1,29°N, longitud 103,78°E). Asimismo, Ishii *et al.* [29] presentaron un estudio en profundidad sobre la variación del factor espectral para diferentes materiales fotovoltaicos en condiciones climáticas nubosas y despejadas en nueve emplazamientos de Japón (latitud (27°-45°)N, longitud (127°-143°)E), empleando medidas espectrales. Dirnberger *et al.* [30] del Instituto Fraunhofer-ISE en Friburgo, (Alemania, latitud 47,99°N, longitud 7,85°E), determinaron los factores espectrales mensuales y anuales de diferentes tecnologías fotovoltaicas en este enclave utilizando datos registrados con espectrorradiómetro durante una campaña experimental de tres años y medio. En ese sentido, en este mismo Instituto se trató de estimar la incertidumbre asociada al cálculo de los referidos factores espectrales, siendo este el único intento de asociar un intervalo de confianza a los resultados del impacto espectral que hemos encontrado en la literatura [31]. El referido estudio concluye que el orden de magnitud de la incertidumbre para los valores de desacoplo espectral mensual puede ser considerado igual a un 2% para el a-Si, a-Si/ μ c-Si, CdTe y CIGS.

Ante la carencia de medidas espectrales obtenidas sobre el terreno ha sido frecuente recurrir a espectros modelados a partir de observaciones satelitales o simulados. Así, Gracia-Amillo *et al.* [32] proponen utilizar datos modelados por observaciones satelitales del espectro para producir mapas de variación geográfica del factor espectral anual. Una publicación reciente utilizó el modelo *Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine* (SMARTS) [33,34] en cinco enclaves -Solar Village (Arabia Saudita, latitud 24,90°N, longitud 46,39°E), Alta Floresta (Brasil, latitud 9,87°S, longitud 56,10°O), Frenchman Flat (Estados Unidos, latitud 36,80°S, longitud 115,93°O), Granada (España, latitud 37,16°N, longitud 3,60°O), Beijing (China, latitud 39,97°N, longitud 116,38°E)-, pertenecientes a la red AERONET (AErosol RObotic NETwork) [35] para evaluar el impacto espectral mensual y anual en la producción energética de la tecnología fotovoltaica convencional y de alta concentración [36]. En este sentido, recientemente se ha ampliado dicho enfoque, utilizando dicha aplicación SMARTS en 124 enclaves de la red en cuestión a fin de analizar los patrones geográficos de las ganancias/pérdidas espectrales anuales experimentadas por diferentes tecnologías fotovoltaicas en todo el mundo ubicadas entre la latitud 70°N-50°S y longitud 150°O-150°E [37]. En cualquier caso, los cálculos realizados a través de espectros sintéticos podrían requerir una mayor validación empírica. Esta es probablemente la razón por la que algunos de ellos difieren incluso cualitativamente al modelar la influencia del espectro. Por ejemplo, Gracia-Amillo *et al.* [32] calcularon ganancias espectrales para el a-Si que oscilaban entre el 3% y el 4% en Europa, mientras que Polo *et al.* [37] obtuvieron pérdidas espectrales de entre el 1% y el 7% para este material en la misma zona. En este sentido, los análisis realizados utilizando mediciones espectrales terrestres para Friburgo [30] y Loughborough (Reino Unido, latitud 52,76°N, longitud 1,23°E) [24] reportaron ganancias positivas para el a-Si en estos enclaves. En cualquier caso, se sabe que los programas que generan espectros sintéticos adolecen de limitaciones para simular estos últimos en condiciones nubosas [38,39].

Nofuentes *et al.* [40] analizaron en su trabajo la dependencia experimental del factor espectral del a-Si, CdTe, CIS y sc-Si respecto de la energía media del fotón (APE, por las siglas en inglés de *Average Photon Energy*, en eV) para Jaén (España, latitud 37,78°N, longitud 3,77°O), mediante el análisis de un año de medidas espectrorradiométricas. También se han calculado los valores de los factores espectrales instantáneos y mensuales para Jaén, partiendo de medidas de las corrientes de cortocircuito de un módulo fotovoltaico representando cada una de las tecnologías de lámina delgada que se estudiaron (a-Si, a-Si/ μ c-Si, CdTe, y CIGS) [41]. Abella *et al.* [42] recurrieron a la simulación empleando la aplicación SEDES2 para determinar las

ganancias espectrales mensuales y anuales en Stuttgart (Alemania, latitud 48,77°N, longitud 9,18°E), Madrid (España, latitud 40,41°N, longitud 3,73°E), Jaén y Tamanrasset (Argelia, latitud 22,79°N, longitud 5,50°E) de diversos materiales fotovoltaicos, entre los que se incluían a-Si, CdTe y CIS. Estos autores también utilizaron espectros registrados a lo largo de un año para mostrar las influencias mensuales y anuales del espectro bajo condiciones de iluminación a sol real en dispositivos fotovoltaicos de una unión.

A pesar de la calidad de las aportaciones reseñadas más arriba, los protocolos experimentales, duración de las campañas de recogida de datos e instrumentos empleados en las mismas difieren generalmente, lo que dificulta su comparación y el empleo de los resultados obtenidos en el modelado del comportamiento de las láminas delgadas. En cualquier caso, desde la comunidad científica se alienta a continuar los estudios basados en medidas espectrorradiométricas terrestres para ampliar el conocimiento existente de los efectos espectrales exhibidos por los materiales FV.

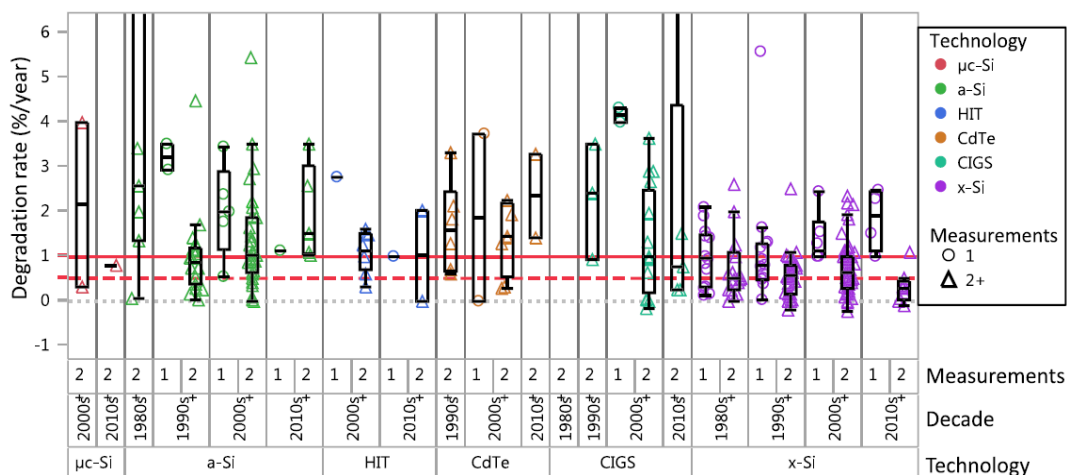


Figura 6. Valores de tasas de degradación obtenidas para varias tecnologías fotovoltaicas en distintos enclaves del mundo. Se indica la década de puesta en marcha de cada sistema fotovoltaico y el número de mediciones realizadas en cada caso para obtener dichas tasas de degradación [43].

Además de la sensibilidad de las tecnologías FV a la distribución espectral de la irradiancia solar, se ha de mencionar que estas sufren una pérdida de potencia durante las primeras horas de exposición a sol real. Una vez estabilizada la potencia, el ritmo al que esta decae en una determinada tecnología FV tiene unas implicaciones económicas evidentes. En efecto, dicho declive influye en la producción de electricidad a lo largo del ciclo de vida del proyecto y, por tanto, determina en gran manera la capacidad que este posee para ser financiable. De ahí que disponer de una garantía sobre el valor de R_D resulte crucial para un posible inversionista en el caso de que la planta fotovoltaica vaya

a ser construida en un futuro. También es frecuente el caso en que el inversionista en cuestión pondere el adquirir una instalación que ya se encuentre en funcionamiento y cuya potencia no esté garantizada a lo largo de un horizonte temporal dado. En ese caso, se necesita conocer valores fiables de R_D para la tecnología en la que se basa la planta, a fin de poder estimar la generación de la electricidad hasta el fin de su vida útil (típicamente 25 años). Para este fin, se debe recurrir a valores obtenidos de R_D sobre el terreno, los cuales dependen principalmente de la tecnología, pero también del clima, la edad y calidad del material fotovoltaico, las incertidumbres de medición, las metodologías de evaluación del parámetro, el montaje, etc. [43]. En la Figura 6 se muestra un resumen de resultados de la tasa de degradación características para varias tecnologías FV a partir de un amplio compendio de estudios realizados en distintos enclaves del mundo cuyas características climáticas difieren entre sí, mientras que otras son parecidas. Se puede observar que el valor de la tasa de degradación recorre un amplio margen, siendo la dispersión más acusada en el caso de las tecnologías de LD.

Debido a todo lo expuesto anteriormente, cuantificar adecuadamente la degradación -esto es, la lenta y gradual pérdida de potencia en CEM- que ha sufrido un módulo o generador fotovoltaico es una garantía tanto para la industria fotovoltaica como para instaladores e inversores, siendo un indicador más de la durabilidad y capacidad que poseen estos sistemas para desempeñar su papel como agentes productores de electricidad durante un determinado período de tiempo. La estimación de la degradación que sufren los módulos o los generadores fotovoltaicos es compleja debido a la diversidad de factores que influyen en ella [44], como se ha comentado. En este sentido se ha corroborado una dependencia de las características propias de cada tecnología fotovoltaica con el declive en potencia sufrido [45], donde además de los factores externos durante su explotación, el proceso y modo de construcción empleado durante el encapsulado y el laminado de la cubierta frontal y posterior tiene una influencia marcada [46]. Esta es la causa de la existencia de una diversidad notable de valores de tasa de degradación que se recoge en la literatura científica, tal como se expone en ciertas investigaciones realizadas [43,45,47,48], por tan solo citar algunos ejemplos. Además de lo anteriormente comentado, algunos estudios apuntan a que los métodos utilizados para la estimación de los valores de R_D también ejercen una influencia directa sobre la estimación de esta [48-50], como también el criterio de filtrado de los datos monitorizados [51]. Otro elemento clave en la estimación de la tasa de degradación es el período de análisis considerado, sobre todo para el caso de las tecnologías de LD donde se requiere que el módulo o generador fotovoltaico se encuentre estabilizado. De esta forma se evita incluir en dicho valor el impacto de la degradación inicial inducida por

la luz (LID, por las siglas en inglés de *Light Induced Degradation*) que todos los materiales fotovoltaicos experimentan en los primeros momentos de exposición a la irradiación solar, como se comentó al comienzo del párrafo anterior. Según el estándar IEC 61646 [52], la estabilización de las tecnologías de LD ocurre cuando tras realizar medidas de la potencia máxima en CEM tomadas a lo largo de dos períodos consecutivos en que el espécimen a analizar es expuesto al menos a una irradiación de $43 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}$ en cada período –manteniendo la temperatura entre 40°C y 60°C – ocurre lo siguiente: el valor absoluto de la diferencia entre el valor máximo y el mínimo de las referidas medidas dividida por el promedio de estas no excede el 2%. En comparación con el silicio cristalino, las tecnologías de LD exhiben cambios importantes cuando son expuestas a la luz solar por primera vez [53]. Entre ellos cabe destacar descensos de potencia máxima en CEM de hasta un 30% en los primeros seis meses de operación en el caso del a-Si a causa del efecto Staebler-Wronski [54]. Por el contrario, los módulos de CIGS a menudo experimentan ligeros incrementos de dicha potencia durante los primeros meses de exposición [55]. También se han documentado casos en los que el CdTe ha necesitado hasta 25 meses de exposición para llegar a un estado estable [49,56]. Por eso, para estimar el valor de R_D sería recomendable exponer al sol el módulo o generador fotovoltaico de LD durante al menos dos años -o de algún modo, cerciorarse de que el espécimen a analizar se halla estabilizado- antes de obtener medidas cuyo procesado permita obtener valores confiables de dicho parámetro. En cualquier caso, un trabajo muy reciente concluye que “en primera aproximación, los valores individuales de la tasa de degradación calculados en una zona climática pueden ser considerados como representativos de la tecnología [fotovoltaica de la que se trate] en general [en dicha zona].” [57]

Las metodologías para estimar los valores de R_D se dividen en dos grandes grupos: a) de interior, mediante la aplicación de pruebas aceleradas, y b) de campo, mediante la monitorización de la operación prolongada de especímenes fotovoltaicos bajo la luz solar natural [58,59]. Este último procedimiento es necesario para obtener resultados merecedores de credibilidad y que sean representativos del comportamiento real en exteriores del material a analizar a largo plazo [46,50,53,60-72]. El monitoreo de la operación a sol real de módulos o generadores fotovoltaicos durante largos períodos de tiempo utilizado para estimar valores de R_D en campo puede realizarse generalmente de dos maneras, a saber: mediante trazado de curvas I - V de módulos FV individuales de forma periódica junto con algunos parámetros ambientales dejando los módulos FV en circuito abierto [61,69,71,73] o en operación en el punto de máxima potencia [46,53,62,64]. Los parámetros eléctricos y medioambientales relacionados con el

funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos pueden registrarse en intervalos de tiempo de forma regular. De este modo se monitoriza el comportamiento en exterior a largo plazo de módulos o generadores fotovoltaicos para construir series temporales -habitualmente, mensuales- con una determinada métrica de rendimiento derivada de los datos de operación recogidos y filtrados adecuadamente. Así, se asume que la degradación de los módulos fotovoltaicos será la causa del declive de estas series cronológicas a lo largo del tiempo. Desafortunadamente, las métricas de rendimiento presentan una marcada estacionalidad, ligada a los efectos espectrales, posibles metaestabilidades, etc., y sobre todo, especialmente dependiente de la temperatura [51,60]. Por tanto, se necesita recurrir a técnicas estadísticas, habitualmente enfocadas en separar la componente estacional de la tendencia en la serie temporal construida. Si dicha tendencia puede describirse razonablemente bien mediante una línea recta, el valor de R_D se deriva de la pendiente de la línea en cuestión.

Una de las técnicas estadísticas más utilizadas para estimar el valor de R_D en la literatura científica es el método de regresión lineal (RL) [74]. No obstante, a pesar de su sencillez, este método no es recomendable por su gran sensibilidad a los valores atípicos (*outliers*, en inglés) y a los puntos del comienzo y final de la serie temporal (*high leverage points*, en inglés), pudiendo falsear los resultados obtenidos. Existen otros métodos como son los de descomposición estadística, que permiten separar la estacionalidad de la tendencia de una serie cronológica. Dichas técnicas de descomposición estadística han dado mejores resultados a la hora de estimar valores de R_D , traduciendo la pendiente de dicha tendencia en el declive de la potencia anual, expresada en unidades de %/año [58,64,66,67,69]. De esta forma se logra una disminución de la incertidumbre asociada al calcular los valores de la tasa de degradación anual utilizando datos agrupados en series temporales, si se comparan con el método de RL [46,75]. Dentro de estos métodos se encuentran la Descomposición Estacional Clásica (CSD, por las siglas en inglés de *Classical Seasonal Decomposition*) [63], el alisamiento exponencial de Holt-Winters (HW) [59], la Media Móvil Integrada Autorregresiva (ARIMA, por las siglas en inglés de *Autoregressive Integrated Moving Average*) [75] y el método *Locally Estimate Scatterplot Smoothing* (LOESS) [58].

Como se ha comentado, el proceso de filtrado de datos es fundamental en la estimación de la tasa de degradación que sufren los sistemas FV. Esto permite minimizar la estacionalidad de los datos monitorizados de los sistemas FV en estudio, excluyendo valores atípicos debidos al clima extremo o al mal funcionamiento del sistema [48,51,60,76]. Los criterios de filtrado se aplican principalmente a los valores de la irradiancia [51], o se establecen rangos limitados de variables que son clave en el

funcionamiento de estos, tales como, la temperatura, valores de corriente, tensión, potencia, velocidad del viento, etc. [45]. En general, la métrica de funcionamiento de PVUSA (siglas en inglés de *Photovoltaics for Utility Scale Applications*) [58,77,78], requiere una irradiancia en el plano superior a $700 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ para minimizar la influencia del espectro solar y los efectos angulares [79]. En ese sentido, Jordan y Kurtz [51], establecen un filtrado de la irradiancia en el plano de la superficie receptora de $1200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, tomando este valor como límite superior, para reducir el efecto ocasional del brillo de las nubes. También se debe realizar un filtrado estableciendo un límite inferior de la irradiancia, tomando $300 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, tal como recomiendan algunos autores [49,66,67,69,73]. Al proceder así, se logra excluir el funcionamiento del sistema a baja irradiancia, el impacto de las pérdidas angulares causadas por valores de *AOI* mayores que 60° y fenómenos de sombreado que suceden principalmente en horas cercanas al amanecer y al atardecer por la interposición de objetos cercanos frente al sol, o simplemente por recubrimiento de nieve [80].

Se han realizado muchos esfuerzos para abordar la evaluación sobre el terreno de los valores de R_D para las tecnologías fotovoltaicas de LD. Sin embargo, algunos de ellos han publicado resultados basados en períodos de medición de sólo un año [46], tres años [49,68,71,73,81] o cuatro años [61,66,67,70]. Algunas de estas campañas experimentales relativamente cortas hacen que los resultados obtenidos sean poco fiables, ya que las tecnologías de LD pueden requerir períodos más largos para alcanzar un estado estable, como se ha señalado más arriba. En ese sentido, los datos recogidos durante la fase de preestabilización junto con los correspondientes al estado estable se utilizan con frecuencia en el análisis estadístico, lo que impide separar la degradación inicial inducida por la luz de la degradación fotovoltaica a largo plazo [46,49,66-68,70,71,81,82]. Desgraciadamente, la mayoría de estas contribuciones ni siquiera mencionan si se ha seguido o no algún patrón de limpieza, por lo que no se puede descartar el sesgo no intencionado causado por la suciedad. Además, la mayoría de estos trabajos se centran en el análisis de una única métrica de rendimiento, lo que impide realizar comparaciones. Por otra parte, a pesar de ser el supuesto básico en el que se basa el cálculo de los valores de R_D [43,83], la linealidad de la disminución del rendimiento ha sido muy poco explorada. Desafortunadamente, algunas contribuciones no estiman la incertidumbre relacionada con sus resultados, por lo que su exactitud no puede evaluarse adecuadamente. Finalmente, cabe señalar que algunos de estos trabajos utilizaron dispositivos de referencia basados en la tecnología de c-Si para medir la irradiancia en el plano en lugar de piranómetros, los cuales poseen una respuesta mucho más plana [46,70,81].

Pese a todos los esfuerzos descritos con anterioridad, puede concluirse que actualmente existe una afluencia de resultados que presentan algunas discrepancias en la estimación tanto de los efectos espectrales en los módulos o generadores fotovoltaicos de tecnologías de LD, como de los valores de la tasa de degradación anual sufrida por los mismos. Dichas discrepancias se deben básicamente al diverso uso de instrumentos, protocolos experimentales, escalas temporales, factores propios de los materiales FV e incluso de las condiciones de operación de los sistemas.

En este sentido, la presente investigación propone en primer lugar, estudiar la influencia de la irradiancia espectral en el comportamiento eléctrico de diferentes materiales fotovoltaicos (a-Si, CdTe, CIS y sc-Si) en dos ciudades que se suponen representativas de sitios soleados de interior y latitudes intermedias no afectados por características atmosféricas extremas. Para ello se plantea cuantificar para cada tecnología FV los factores de desacoplo espectral obtenidos experimentalmente y modelados en diferentes escalas de tiempo (instantánea, mensual y anual) derivados de a) medidas espectralradiométricas registradas durante una campaña experimental de 24 meses realizada en Madrid y Jaén y b) espectros sintéticos generados mediante SMARTS con datos atmosféricos de AERONET. Este modo de proceder novedoso permite realizar una comparativa de los resultados obtenidos experimentalmente y mediante modelado, contribuyendo a la validación de los resultados, confirmando más fiabilidad a estos últimos. En segundo lugar, se propone un estudio para estimar la degradación que sufren varias tecnologías de FV de LD en Jaén, subsanando algunas carencias observadas en la literatura especializada, descritas con anterioridad. En concreto se proponen series temporales mensuales construidas con las siguientes métricas: a) factor de rendimiento o *performance ratio* (PR) en DC, b) factor de rendimiento o PR corregido con temperatura en DC y c) potencia pico experimental, para dos SFCR que emplean materiales de a-Si y a-Si/ μ c-Si –monitorizados durante cinco años y medio– y cuatro módulos de LD basados en las tecnologías de a-Si, a-Si/ μ c-Si, CdTe y CIGS ensayados y medidos en exterior durante seis años y medio. Se ha tenido especial cuidado en emplear datos registrados correspondientes a la fase ya estabilizada de los especímenes investigados. De este modo, al utilizar con dichos datos las técnicas estadísticas de descomposición estacional clásica (CSD) y Year-on-Year (YOY) -a ser descrita posteriormente- es posible cuantificar la degradación anual de los especímenes FV reseñados. También se plantea explorar un aspecto esencial pero harto descuidado en la literatura, como es la linealidad de la degradación a través del tiempo. En efecto, este estudio de la linealidad del declive en potencia permite evaluar la idoneidad de las métricas propuestas y las técnicas estadísticas destinadas a estimar los valores de R_D .

2. OBJETIVOS

La estimación de los efectos espectrales exhibidos y los valores de las tasas de degradación anual sufridas por las tecnologías FV de LD son factores a tener presentes durante el desarrollo de proyectos fotovoltaicos, tanto a la hora de predecir la energía que se va a generar a largo plazo como para evaluar el comportamiento *a posteriori* del sistema fotovoltaico empleando distintas escalas temporales (mensual o anual, habitualmente), permitiendo un diagnóstico claro y la asignación de responsabilidades (contratista y/o fabricante de módulos fotovoltaicos) en caso de rendimientos por debajo de lo esperado. Es un hecho que ya nadie duda del alto grado de penetración en el *mix* eléctrico que la tecnología FV va a conseguir en un futuro cada vez más cercano. Para facilitar dicho grado de penetración -sobre todo al emplear tecnologías de LD- se necesitan métodos más refinados para estimar la producción eléctrica de origen solar. Resulta ocioso comentar que el refinamiento de dichos métodos pasa por incluir adecuadamente en ellos tanto el impacto del espectro como el declive en potencia que sufren los materiales FV a través del tiempo.

A partir de las consideraciones planteadas anteriormente, *el objetivo general de la Tesis Doctoral consiste en lograr una comprensión superior de los efectos espectrales y la degradación que experimentan los materiales FV basados en las tecnologías de silicio amorfo (a-Si), micromorfo (a-Si/ μ c-Si), Teluro de Cadmio (CdTe) y Cobre-Indio-Galio-Azufre/Selenio (CIS o CIGS) para enclaves afectados por el clima mediterráneo continentalizado y con una latitud comprendida entre 37° y 42° en valor absoluto.* Los resultados a obtener poseerán una exactitud suficiente para ser empleados en la Ingeniería Fotovoltaica a fin de estimar la generación de energía eléctrica producida con esta técnica. Cabe señalar que el clima mediterráneo continentalizado predomina en la mayor parte de la España peninsular. Sin embargo, también se da en la Sicilia central (Italia), en el centro de la península de Anatolia (Turquía) y en áreas altas de la zona central de Chile (Depresión Intermedia). Todas estas zonas se hallan altamente insoladas y comprendidas en un margen de latitudes similar al antes señalado. De ahí que los resultados obtenidos mediante el logro del objetivo de esta Tesis Doctoral puedan extrapolarse a otros sitios ubicados en las zonas antes mencionadas. No

obstante, quedan fuera de los estudios realizados aquellas ubicaciones de entre las anteriores que presenten características atmosféricas extremas (intrusiones masivas de polvo del desierto, alta contaminación, etc.). En efecto, la singularidad que dichas características les confiere las hace merecedoras de un estudio individualizado que excede el alcance de los trabajos aquí presentados.

El objetivo principal de la presente Tesis Doctoral se alcanzará mediante el logro de los siguientes objetivos específicos:

1. *Estimación de los efectos espectrales exhibidos por varias tecnologías fotovoltaicas de lámina delgada ubicadas en enclaves de las características descritas en el objetivo principal.* La distribución espectral de la irradiancia tiene un impacto en el comportamiento eléctrico de los materiales de LD bajo condiciones de iluminación a sol real. Tal como se comentó en la Introducción, merece ser recordado que los efectos espectrales dependen en gran medida del valor absoluto de la latitud del enclave y de la climatología del mismo, siempre que este no posea características atmosféricas extremas tales como episodios de polvo del desierto, contaminación extrema, etc. De ahí que el presente estudio se limite a unos valores de latitud y clima específicos. En concreto, se analizará la influencia de la irradiancia espectral en el comportamiento eléctrico de diferentes materiales fotovoltaicos (a-Si, CdTe, CIS y sc-Si) en Madrid y Jaén, dos ciudades españolas con clima mediterráneo continentalizado, representativas de sitios soleados de interior y latitudes intermedias, no afectadas por los fenómenos atmosféricos extremos anteriormente referidos. De esa forma, los resultados obtenidos podrían ser generalizables a sitios con características similares. La inclusión del estudio del impacto espectral sobre el sc-Si permite la comparación de la influencia de la distribución del espectro en los materiales de LD con aquella experimentada por la tecnología dominante en el mercado actual.

Específicamente, en los dos enclaves referidos en el párrafo anterior se cuantificarán para cada tecnología estudiada tanto los valores del factor de desacoplo espectral en distintas escalas de tiempo (instantánea, mensual y anual) obtenidos experimentalmente como aquellos obtenidos mediante modelado. De esta forma será posible realizar una comparación de los resultados empíricos obtenidos con los modelados, aspecto este del que carece la totalidad de los estudios consultados. Esta es una de las aportaciones de la presente Tesis Doctoral en este campo del conocimiento.

2. *Estimación de los valores de las tasas de degradación anual y análisis de la linealidad del declive en potencia experimentadas por varias tecnologías fotovoltaicas de lámina delgada para un enclave concreto de las características descritas en el objetivo principal.* Como se ha expuesto en la introducción, una investigación reciente señala que los valores de la tasa de degradación de una determinada tecnología FV calculados en un sitio ubicado en una zona climática dada pueden ser considerados como representativos de los que experimenta en dicha zona la tecnología en cuestión. Por otro lado, en dicha sección también se ha comentado que la inmensa mayoría de los valores disponibles en estudios publicados sobre los valores de R_D mediante medidas de campo para tecnologías de LD se basan en campañas experimentales relativamente cortas en las que la degradación inducida por la luz (LID) no se separa de la degradación fotovoltaica a largo plazo. Además, en dichos estudios a menudo no se estima la incertidumbre relacionada con los resultados. Por último, a pesar de ser el supuesto básico para la estimación de la referida tasa de degradación, la linealidad de este proceso ha sido muy raramente explorada.

Así, a través de la consecución de este objetivo se intentará superar las metodologías erróneas mencionadas más arriba. Específicamente, se llevará a cabo un análisis experimental sobre el declive en potencia que sufren varias tecnologías FV de LD (a-Si, a-Si/ μ c-Si, CdTe y CIGS) en Jaén a fin de conseguir un doble propósito: a) proporcionar valores más confiables de R_D y b) evaluar la idoneidad de algunas métricas de rendimiento y técnicas estadísticas destinadas a estimar dicho parámetro, dependiendo de la linealidad de la degradación exhibida por los módulos y sistemas analizados.

3. MATERIALES Y MÉTODOS

En esta sección se pretende hacer una breve descripción de los materiales y métodos empleados durante la presente Tesis Doctoral que han permitido el logro del objetivo general. Para ello, se exponen brevemente a continuación las metodologías utilizadas para alcanzar los objetivos específicos propuestos. Además, para cada uno de dichos objetivos se detalla la configuración experimental utilizada de la que se obtuvo el soporte empírico de la investigación propuesta.

3.1 Materiales y métodos empleados en el análisis de los efectos espectrales

Recientemente se han publicado numerosos trabajos que han analizado la influencia del espectro solar en el funcionamiento de módulos FV de diferentes tecnologías [40,84-87]. En esta Tesis Doctoral el enfoque seguido es similar al presentado por Alonso-Abella *et al.* [42], Ye *et al.* [21], Dirnberger *et al.* [30], Amillo *et al.* [32], y Fernández *et al.* [36]. Específicamente, se llevó a cabo una campaña experimental en Madrid y Jaén que proporcionó datos suficientes para calcular el factor de desacoplo espectral "instantáneo" utilizando medidas espectrorradiométricas de exterior combinadas con la respuesta espectral relativa medida en interior para módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologías. También se estimaron los valores de desacoplo espectral mensual y anual utilizando los valores de desacoplo espectral "instantáneo" integrándolos en escalas temporales mensuales y anuales, respectivamente. Como se comentó con anterioridad, la irradiancia espectral también se calculó para cada uno de los dos enclaves investigados utilizando espectros sintéticos, generados en este caso mediante SMARTS junto con parámetros atmosféricos obtenidos de la red AERONET, a saber: agua precipitable (*PW*, por las siglas en inglés de *Precipitable Water*, en cm) y espesor óptico del aerosol (*AOD*, por las siglas en inglés de *Aerosol Optical Depth*). De esta manera, se puede modelar la influencia del espectro en los materiales FV estudiados sobre bases instantáneas, mensuales y anuales. Se debe mencionar que Jaén no pertenece a dicha red. En consecuencia, a fin de generar espectros sintéticos para esta ciudad se tomaron series de datos correspondientes a Granada –la cual sí forma parte de AERONET– debido a su proximidad y climatología similar.

Los datos experimentales utilizados en este estudio fueron recogidos en dos instalaciones de exterior. La primera, se encuentra ubicada en la terraza del edificio de la Escuela Politécnica Superior de la Universidad de Jaén (Jaén, latitud 37,8°N, longitud 3,8°O, elevación 510 m e irradiación anual horizontal media de 1790 kWh·m⁻²). La segunda se halla en Madrid en las instalaciones que posee el Centro de Estudios Avanzados en Energía y Medio Ambiente (CIEMAT) en la Universidad Carlos III en Leganés (Madrid, latitud 40,4°N, longitud 3,7°O, elevación 655 m e irradiación anual horizontal media de 1716 kWh·m⁻²). Ambas localizaciones se caracterizan por poseer un clima mediterráneo continentalizado. Estas instalaciones cuentan con un sistema automático de adquisición de datos (SAD) encargado de medir y registrar los parámetros eléctricos y medioambientales. El registro continuo de la distribución espectral de la irradiancia global incidente y la irradiancia global incidente durante la campaña experimental establecida permitió disponer de una base empírica sólida para sustentar la investigación que se deseaba acometer.

La distribución espectral de la irradiancia global incidente se midió mediante un espectrorradiómetro EKO™ MS-700 en los dos enclaves mencionados en el párrafo anterior. Se llevó a cabo una campaña experimental de dos años, cuyos datos recopilados se extienden desde enero de 2012 hasta diciembre de 2013, ambos inclusive, y registrados en intervalos de tiempo de 5 minutos. Aunque el rango de medida para el cual el fabricante proporciona la calibración comprende 350-1050 nm, este espectrorradiómetro en realidad registra medidas espectrales en el margen de 300-1150 nm con un intervalo de medición de 3,3 nm. En este sentido, algunas pruebas descritas en la literatura (Ye *et al.* [21]; Krawczynski *et al.* [88]), arrojaron buenos resultados en términos de repetibilidad y reproducibilidad fuera del rango de medición de 350-1050 nm para este instrumento. En cualquier caso, según el certificado de calibración emitido por el fabricante previamente a la campaña experimental, las incertidumbres expandidas para las medidas espectrales obtenidas con el espectrorradiómetro ubicado en Jaén fueron las siguientes: ± 10.90%, ± 4.20% y ± 4.10%, para las bandas de longitudes de onda 350-450 nm, 450-900 nm y 900-1050 nm, respectivamente. El fabricante aportó valores similares de incertidumbre expandida para el instrumento ubicado en Madrid, antes de la referida campaña experimental: ± 10.77%, ± 4.10% y ± 4.04%, para las anteriores bandas de longitudes de onda, respectivamente. Por otro lado, las mediciones de irradiancia incidente se realizaron utilizando un piranómetro Kipp & Zonnen™ CMP 21 (estándar secundario), tanto en Madrid como en Jaén. Las incertidumbres expandidas estimadas de los referidos piranómetros instalados en Madrid y Jaén eran iguales a ± 1.8% y ± 1.5%, respectivamente, de acuerdo con los

certificados de calibración proporcionados por el fabricante previamente al desarrollo de la campaña de medidas. Tanto el espectrorradiómetro como el piranómetro se encuentran orientados al sur e inclinados 30° sobre la horizontal. El disponer de datos empíricos en dos localizaciones relativamente semejantes, en lo tocante al clima y latitud, confiere a las conclusiones obtenidas una generalización más amplia. La configuración experimental se muestra en la Figura 7.



Figura 7. Instrumentos de medida de irradiancia de banda ancha y espectral utilizados en los dos enclaves considerados: a) espectrorradiómetro y piranómetro emplazados en ambos extremos superiores de la estructura metálica, ubicados en Madrid y b) espectrorradiómetro y piranómetro ubicados en Jaén.

Las mediciones registradas con valores de irradiancia global incidente inferiores a $300 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ se han desestimado, ya que estos bajos niveles de irradiancia son prácticamente irrelevantes cuando se trata de la producción anual de energía fotovoltaica, para sitios como los que aquí se examinan [69,89,90]. Específicamente, menos del 10% de la irradiación anual para ambos enclaves [40,90-92] es colectada por debajo del valor de irradiancia anterior. Por lo tanto, el error en el que se incurre al desechar estas medidas es insignificante. Además, al aplicar este filtrado de datos -usualmente ligados a valores de AOI mayores que 60° - se reduce la incertidumbre de los resultados.

Como se comentó en la Introducción, los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Así, su producción de electricidad depende en cierta medida de cómo G_i se distribuye a lo largo de las distintas longitudes de onda. Para evaluar los efectos espectrales se utiliza el parámetro conocido como factor de desacoplo espectral (MM , por las siglas en inglés de *Mismatch Factor*). Este parámetro se define según el estándar IEC 60904-7 [93], para lo cual se utiliza un piranómetro como dispositivo de referencia para medida de la irradiancia global incidente, para el cual se puede asumir una respuesta espectral plana. En estas, MM se define como sigue [22]:

$$MM = \frac{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda)SR(\lambda)d\lambda \int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E^*(\lambda)d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E^*(\lambda)SR(\lambda)d\lambda \int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E(\lambda)d\lambda} \quad (1),$$

donde λ_1 [nm] y λ_2 [nm] son los límites inferior y superior de la respuesta espectral donde es sensible el dispositivo fotovoltaico, λ_3 [nm] y λ_4 [nm] son los límites inferior y superior de longitud de onda, respectivamente, dentro de los cuales el dispositivo de referencia es espectralmente sensible, $SR(\lambda)$ [$A \cdot W^{-1}$] es la respuesta espectral del dispositivo fotovoltaico, $E(\lambda)$ [$W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$] es la distribución espectral de la irradiancia solar (experimental o modelada), y $E^*(\lambda)$ [$W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$] es la distribución espectral de la irradiancia según el estándar AM1,5G, tal y como se establece en la norma IEC 60904-3 [7].

El resultado de la Ec. (1) se interpreta así: cuando $MM > 1$ se dice que existe ganancia espectral, ya que la irradiancia efectiva para la conversión fotovoltaica es mayor que la irradiancia global incidente. Por otro lado, $MM < 1$ implica la existencia de pérdidas espectrales, ya que sucede lo contrario. Si $MM = 1$ no hay ganancias ni pérdidas espectrales, ya que G_i se distribuye espectralmente según el estándar AM1,5G [7].

La Ec. (1) puede simplificarse si suponemos que G_i [$W \cdot m^{-2}$] es la irradiancia global incidente calculada mediante la integral de $E(\lambda)$ entre los límites λ_3 y λ_4 , G_i^* [$W \cdot m^{-2}$] es la irradiancia global incidente en CEM ($1 \text{ kW} \cdot m^{-2}$) y los términos I_{sc} e I_{sc}^* [A] son la corriente de cortocircuito generada por el dispositivo fotovoltaico bajo las condiciones medidas de irradiancia espectral $E(\lambda)$ y en CEM, respectivamente. Por lo tanto, MM también se puede escribir de la siguiente manera:

$$MM = \frac{G_i^* \cdot I_{sc}}{G_i \cdot I_{sc}^*} \quad (2),$$

En esta investigación el factor de desacoplo espectral instantáneo se ha cuantificado utilizando la Ec. (1), a partir de espectros medidos en exteriores y la respuesta espectral de módulos FV medida en interior. Cabe mencionar que los valores de $SR(\lambda)$ de los cuatro módulos FV comercializados representativos de las tecnologías estudiadas (a-Si, CdTe, CIS y sc-Si) se obtuvieron en el laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del CIEMAT de Madrid. En la Figura 8 se muestran las respuestas espectrales relativas $SR_r(\lambda)$ –esto es, los valores de $SR(\lambda)$ normalizados por su valor máximo– para los cuatro módulos FV considerados en este estudio aludidos anteriormente. Cabe destacar que

se ha despreciado el impacto ejercido por la temperatura sobre los valores de $SR_i(\lambda)$, renuncia que conduce a errores absolutamente despreciables.

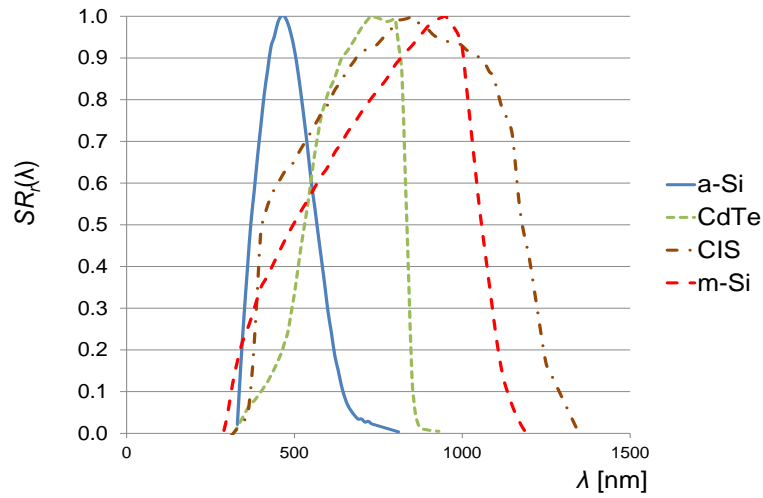


Figura 8. Respuesta espectral relativa para los módulos FV ensayados en este estudio, obtenida mediante medidas de interior, proporcionadas por el Laboratorio Energía Solar Fotovoltaica del CIEMAT.

Hasta ahora se ha tratado de valores instantáneos de MM . Sin embargo, a la hora de estudiar el impacto del espectro en la generación de electricidad de los materiales fotovoltaicos resulta esencial emplear escalas temporales mensuales y anuales. En este sentido, resulta sumamente útil definir los factores espectrales en períodos integrados de forma mensual (MM_m) y anual (MM_a) como sigue:

$$MM_m = \frac{\int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E^*(\lambda) d\lambda \sum_{i=1}^{N_m} \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_i(\lambda) SR(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E^*(\lambda) SR(\lambda) d\lambda \sum_{i=1}^{N_m} \int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E_i(\lambda) d\lambda} \quad (3),$$

donde $E_i(\lambda)$ [$W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$] es el i -ésimo valor de la irradiancia espectral (experimental o modelada) y N_m es el número de distribuciones espectrales medidas o modeladas durante un mes.

$$MM_a = \frac{\int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E^*(\lambda) d\lambda \sum_{i=1}^{N_y} \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_i(\lambda) SR(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E^*(\lambda) SR(\lambda) d\lambda \sum_{i=1}^{N_y} \int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E_i(\lambda) d\lambda} \quad (4),$$

donde N_y es el número de distribuciones espectrales medidas o modeladas durante un año. Obviamente, según lo anteriormente comentado, los valores de MM_m y MM_a

superiores/inferiores a 1 implican ganancias/pérdidas espectrales cuando se utilizan un mes y un año como intervalos de integración, respectivamente.

En este sentido, las ganancias espectrales anuales modeladas ($\Delta_{Sp,a,mod}$) pueden cuantificarse a partir del factor de desacoplo espectral anual modelado ($MM_{a,mod}$), empleado la siguiente ecuación:

$$\Delta_{Sp,a,mod} = (MM_{a,mod} - 1) \times 100 \quad (5),$$

mientras que las ganancias espectrales experimental anuales ($\Delta_{Sp,a,exp}$) pueden computarse a partir de la siguiente expresión:

$$\Delta_{Sp,a,exp} = \left(\frac{\sum_{i=1}^N H_i \cdot MM_{m,exp,i}}{\sum_{i=1}^N H_i} - 1 \right) \times 100 \quad (6),$$

donde H_i [Wh·m⁻²] es la irradiación incidente registrada correspondiente al i -ésimo mes de la campaña experimental, N es el número de meses durante el espacio temporal analizado y $MM_{m,exp,i}$ es el factor de desacoplo espectral mensual obtenido de forma empírica correspondiente al i -ésimo mes de la campaña experimental. Obviamente, los valores positivos o negativos de $\Delta_{Sp,a,mod}$ y $\Delta_{Sp,a,exp}$ indican ganancias o pérdidas espectrales anuales, respectivamente.

Según lo comentado en la Sección 2, la evaluación del impacto de los efectos espectrales en las tecnologías FV bajo estudio se ha realizado utilizando dos métodos diferentes. En ambos se parte de las respuestas espectrales típicas de los módulos FV estudiados, obtenidas en laboratorio. El primer método consiste en utilizar estas respuestas espectrales conjuntamente con medidas experimentales de distribuciones espectrales recogidas en Jaén y Madrid para determinar los valores del factor de desacoplo espectral MM , MM_m y MM_a . En el segundo se ha hecho uso del modelo SMARTS para obtener espectros sintéticos, y estimar los valores de MM_m y MM_a . De esta forma se pueden comparar los resultados experimentales y los modelizados.

3.2 Materiales y métodos empleados en el análisis de la degradación

De acuerdo con el segundo objetivo específico trazado en el marco de la presente Tesis Doctoral, se propone estimar la tasa de degradación anual que exhiben varias tecnologías de LD. En específico se estudian cuatro módulos y dos generadores fotovoltaicos basados en tecnologías de LD que operan bajo condiciones de exterior en un enclave con una latitud en torno a los 37°N y poseedor de clima mediterráneo continentalizado. Este estudio se realiza en la ciudad de Jaén, cuyo clima no se encuentra afectado por fenómenos atmosféricos extremos. Además, en esta

investigación se propone estudiar, la linealidad de la curva de degradación que experimenta cada tecnología. Dicho estudio permite evaluar la idoneidad de las métricas de rendimiento y las técnicas estadísticas destinadas a estimar los valores de R_D . Hasta donde conocemos, los problemas de la no linealidad de las curvas de degradación se encuentran identificados [94], pero prácticamente sin abordar en la literatura especializada. Esta es una de las novedades de la presente Tesis Doctoral.

Para el logro del presente objetivo se contó con la monitorización de cuatro módulos FV y dos sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR). Los materiales de los módulos son: a-Si, a-Si/ μ c-Si, CdTe y CIGS; esto es, un módulo por cada una de las cuatro tecnologías consideradas y cuyas potencias máximas nominales en CEM vienen dadas por 60, 121, 70 y 120 W, respectivamente. Dichos módulos se hallan instalados sobre una estructura como la que se muestra en la Figura 9a. Los generadores de los SFCR están compuestos por módulos de a-Si y a-Si/ μ c-Si, tal como se muestra en la Figura 10a, y cuyas potencias máximas nominales en CEM son igual a 900 y 880 W, respectivamente. Todos los especímenes referidos se encuentran ubicados en la terraza del edificio de la Escuela Politécnica Superior de la Universidad de Jaén (UJA) en los espacios reservados para el Grupo de Investigación y Desarrollo en Energía Solar (IDEA), colocados sobre una estructura fija con orientación sur e inclinación de 30° , con lo cual se maximiza la colección de radiación solar a lo largo del año.

Los módulos referidos en el párrafo anterior se vienen ensayando y midiendo desde noviembre 2011 hasta la actualidad, a pesar de hallarse expuestos en exterior desde junio de 2010. Para el registro de los datos relativos a la operación de dichos especímenes se emplea un sistema de adquisición de datos (SAD) que permite la monitorización de los módulos, desarrollado por el Grupo IDEA, mostrado en la Figura 9b. Este sistema de medida ha sido el encargado de la adquisición y registro de los parámetros eléctricos de los especímenes en estudio mediante el trazado de las curvas I - V , así como del almacenamiento de los parámetros medioambientales que influyen en la operación y funcionamiento de los antedichos módulos FV. Específicamente, los parámetros medioambientales que han sido monitorizados son los siguientes: presión barométrica (P , en Pa), irradiancia horizontal ($G(0)$, en $W \cdot m^{-2}$), irradiancia global incidente G_i junto a su distribución espectral $E(\lambda)$, humedad relativa (RH , en %), la temperatura ambiente (T_{amb} , en $^\circ C$), la temperatura de modulo (T_{mod} , en $^\circ C$) y la velocidad del viento (w_s , en $m \cdot s^{-1}$). El referido SAD permite la adquisición y almacenamiento de los datos antes mencionados en intervalos de tiempo de 5 minutos simultáneamente con el trazado de la curva I - V , como se describe más adelante. La irradiancia global incidente se colectó mediante un piranómetro de termopila Kipp & Zonnen™ CMP 21, coplanario

a los referidos módulos, el cual resulta ser el mismo instrumento que se ha descrito en la Sección 3.1. Por su parte, la temperatura de módulo se midió en la cubierta posterior de cada módulo FV, utilizando para ello un sensor termorresistivo Pt100.



Figura 9. Instalaciones de los especímenes FV investigados: a) módulos de los cuatro materiales fotovoltaicos estudiados, hospedados en las instalaciones de la UJA y b) SAD para los módulos FV de LD. Esta configuración experimental permite el trazado de curvas I - V junto con la adquisición de las variables medioambientales bajo cuya influencia dichas curvas son capturadas.

El proceso de trazado de la curva I - V se realizó empleando una carga capacitiva comercial (PVE™ PVPM 2540C) de cuya gestión se encarga una aplicación desarrollada en LabVIEW™ ejecutada desde un ordenador personal (PC, del inglés *Personal Computer*). Por otra parte, la adquisición de las variables medioambientales se llevó a cabo de forma simultánea al proceso anterior, por medio de los correspondientes sensores conectados a un registrador de datos (Agilent 34970A). Al igual que la carga capacitiva, este se halla controlado desde la aplicación mencionada, permitiendo la comunicación con el PC, garantizando así la captura y almacenamiento de las medidas realizadas. En este estudio se ha considerado una campaña experimental de 80 meses en un espacio temporal comprendido entre noviembre de 2011 y junio de 2018, ambos inclusive.

Por otro lado, cada uno de los GFV de los sistemas estudiados se encuentran conectado a un inversor monofásico SMA™ Sunny Boy SB1200 con conexión a la red eléctrica y sistema de seguimiento del punto de máxima potencia. Para estos sistemas las medidas son registradas empleando un SAD que monitoriza los principales parámetros eléctricos y medioambientales para los referidos SFCR con medidas promediadas y almacenadas cada 5 minutos. Dentro de los parámetros operacionales registrados para cada SFCR se tienen los principales parámetros eléctricos: corriente y tensión en el punto de máxima potencia para el GFV, y la potencia en corriente alterna. En el caso de los parámetros medioambientales se registran los valores de irradiancia global incidente sobre el plano del generador fotovoltaico, medidos con un piranómetro de termopila Kipp & Zonen™

CMP 11 (primera clase), la velocidad del viento, la temperatura ambiente y la temperatura en la cubierta posterior de dos módulos fotovoltaicos para cada GFV, utilizando para ello un sensor termorresistivo Pt100 proporcionado por SMA. En la Figura 10b se muestran los inversores a los que se hallan conectados ambos GFV, junto a caja de protecciones AC y medidores de energía inyectada a la red, además del registrador automático de datos (*data logger*, en inglés) con conexión a Internet. Cabe señalar que para dichos sistemas no se dispone de medidas a sol real de la curva característica *I-V* para cada GFV. El referido SAD se basa en el registrador automático de datos SWebBox- TES101232 de SMA. Para ambas instalaciones FV se cuenta con un amplio conjunto de datos monitorizados, de los cuales se tienen registros desde julio de 2011. Para el estudio acometido se ha considerado una campaña experimental cuya duración supera los 80 meses, en específico se han tomado datos monitorizados desde julio de 2011 a junio de 2018, ambos inclusive. Esto proporciona un volumen de datos significativo sobre el que se sustenta la investigación que aquí se detalla.



Figura 10. SFCR con GFV de LD instalados en la terraza de la Universidad de Jaén: a) GFV de a-Si (fila superior de módulos) y a-Si/ μ c-Si (fila inferior de módulos) y b) Inversores a los que se hallan conectados sendos GFV, junto a caja de protecciones AC y medidores de energía inyectada a la red. A la derecha se aprecia el registrador automático de datos conectado a Internet.

Para obtener valores de R_D representativos de la degradación anual que experimentan cada uno de los materiales FV de LD operando bajo condiciones de exterior considerados en esta investigación se han seguido ciertas pautas durante la campaña experimental dignas de mención. Por un lado, se dispone de más de cinco años de datos operando de forma estabilizada. De esta forma se excluyeron los efectos del fenómeno LID al estimar los valores de R_D . Para llevar a cabo dicha estimación se utilizaron períodos de datos monitorizados de cinco años y medio y seis años y medio para los campos y módulos fotovoltaicos, respectivamente. Adicionalmente, la irradiancia global incidente ha sido registrada utilizando piranómetros de termopila, mantenidos con

calibraciones y limpiezas periódicas. En este sentido, durante toda la campaña experimental se han realizado limpiezas semanales de los domos de los piranómetros, habiendo sido estos recalibrados en 2014 y 2017. En línea con lo anterior, la superficie frontal de los módulos ensayados individualmente y aquellos integrados en generadores fotovoltaicos se ha limpiado con regularidad. Así, los especímenes FV se limpiaron manualmente con una frecuencia bimensual, excepto cuando se produjeron precipitaciones. También se analizaron en profundidad los datos monitorizados realizando un filtrado de los mismos, eliminando valores anómalos, correspondientes a situaciones de sombreado, funcionamiento defectuoso, etc. Por último, las medidas a bajas irradiancias ($<300 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$) fueron desechadas [40,53,90-92], las cuales son irrelevantes en el concierto energético anual. Dichas medidas suelen registrarse durante la puesta en marcha del inversor, en la fase previa al cese de inyección al ocultarse el sol, así como durante condiciones nubosas de operación.

Como se ha comentado anteriormente, se han desarrollado multitud de trabajos encaminados a estimar la tasa de degradación anual [46,49,67,69,73,95-99], para varias tecnologías FV de LD en disímiles enclaves y condiciones climáticas. El enfoque seguido aquí para lograr el segundo de los objetivos secundarios guarda cierta similitud con los trabajos presentados por Makrides *et al.* [63]. En específico, se utilizaron series temporales con valores mensuales de las métricas siguientes: factor de rendimiento o *performance ratio* en DC (PR_{DC}), factor de rendimiento o *performance ratio* en DC corregido en temperatura ($PR_{DC,CEM}$) y la potencia pico estimada de forma experimental (P_{EXP}^* , en W), las cuales se detallan a continuación:

a) Factor de rendimiento o *performance ratio* mensual DC (PR_{DC}). Se basa en el estándar IEC 61724:1 [100].

$$PR_{DC} = \frac{E_A / P_N^*}{H_I / G_I^*} = \frac{\sum_{mes} P_{A,n} / P_N^*}{\sum_{mes} G_{I,n} / G_I^*} \quad (7)$$

donde P_N^* [W] es la potencia máxima en CEM del módulo o generador fotovoltaico de acuerdo con la hoja de características del fabricante, E_A [Wh] es la energía DC mensual a la salida del módulo o generador fotovoltaico, H_I [$\text{Wh}\cdot\text{m}^{-2}$] es la irradiación incidente mensual, $P_{A,n}$ [W] es el n -ésimo valor medido de la potencia a la salida del módulo o generador fotovoltaico y $G_{I,n}$ [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$] es el n -ésimo valor medido de la irradiancia global incidente.

b) Factor de rendimiento o *performance ratio* mensual DC en CEM ($PR_{DC,CEM}$):

Muy parecido al anterior, con este parámetro se trata de compensar la estacionalidad introducida en la serie temporal por la temperatura:

$$PR_{DC,CEM} = \frac{\sum_{mes} \frac{P_{A,n}}{P_N^*(1 + \gamma(T_{mod,n} - 25))}}{\sum_{mes} \frac{G_{I,n}}{G_I^*}} \quad (8),$$

donde $T_{mod,n}$ [°C] es el n -ésimo valor medido de la temperatura de módulo, y γ [°C⁻¹] es el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura, según las especificaciones del fabricante de los módulos empleados.

c) Potencia pico mensual experimental (P_{EXP}^*)

La potencia pico mensual (P_{EXP}^* , en W) obtenida de forma experimental permite reducir los efectos de la estacionalidad causados principalmente por la distribución espectral de la irradiancia, el AOI y la temperatura. Cuando se dispone del registro de la temperatura de módulo e irradiancia en el plano, la P_{EXP}^* mensual puede estimarse de la siguiente manera: a) se corrigen los valores de $P_{A,n}$ a 25°C según la Ec. (9) [101], y posteriormente, b) obteniendo el mejor ajuste de la Ec. (10) para los valores recopilados de $P_{A,n}$ y $G_{I,n}$ durante un mes.

Para estimar P_{EXP}^* mensual se realiza un filtrado de datos, limitando $G_{I,n}$ a valores superiores a 700 W·m⁻². De esta forma la distribución del espectro solar de la irradiancia en el plano coincide de forma muy aproximada con el espectro de referencia AM1,5G para la ciudad de Jaén [40,69]. Este procedimiento ha sido usado satisfactoriamente por Kichou *et al.* [66,67], Silvestre *et al.* [69], Tahri *et al.* [71], Kichou *et al.* [49] y Silvestre *et al.* [73].

$$P_{A,n} [G_{I,n}, 25^\circ C] = \frac{P_{A,n}}{1 + \gamma(T_{mod,n} - 25)} \quad (9),$$

$$P_{A,n} [G_{I,n}, 25^\circ C] = \frac{P_{EXP}^*}{G_I^*} \cdot G_{I,n} \quad (10),$$

Dada la marcada estacionalidad que experimentan las métricas anteriores en el curso del año, se utilizaron dos técnicas estadísticas para cuantificar el valor de R_D en exterior de cada espécimen FV, basadas en el método de Descomposición Estacional Clásica (CSD) [58,63,99] y el método *Year-on-Year* (YOY) [43,83,99]. A través del método CSD se obtuvieron los valores de R_D a partir de la pendiente de la línea que interpola la

tendencia. Así, si k es el orden de una media móvil centrada, la tendencia de una serie temporal Y en el instante t (T_t) puede escribirse como:

$$T_t = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{k} \sum_{i=t-j}^{t+j-1} Y_i + \frac{1}{k} \sum_{i=t-j+1}^{t+j} Y_i \right) \quad (11),$$

donde j se define como la mitad del orden de la media móvil, $j = k/2$ y $k = 12$ (número de meses de un año).

Por su parte, el enfoque YOY se basa en el cambio porcentual de la métrica de rendimiento analizada que esta experimenta entre dos de sus valores para un mes concreto, correspondientes a dos años consecutivos. Este cálculo se repite con los restantes valores mensuales correspondientes al año en cuestión y a los siguientes. Así, la mediana de la distribución de estos cambios porcentuales interanuales se considera que representa el declive en potencia a largo plazo de la tecnología FV bajo estudio

Comentados las métricas y métodos utilizados, solo queda definir cómo se cuantificó el valor de R_D . El declive de potencia proporcionado por dicho parámetro se estimó para el caso del método CSD mediante la Ec. (12). En ella se parte de un ajuste lineal de la tendencia extraída de acuerdo con la expresión $y = ax + b$, donde a es la pendiente de la recta (W/mes), x es el mes en cuestión y el término b es la ordenada en el origen (W). La incertidumbre estadística relacionada con el valor estimado de R_D se calculó mediante los errores estándar para el estimador de la pendiente y la ordenada en el origen de acuerdo con el procedimiento detallado en [102], suponiendo un factor de cobertura $k_c = 2$, lo que proporciona un intervalo de confianza del 95%. Por otro lado, con la técnica YOY se empleó el método *bootstrap* [103] con las distribuciones de las medianas obtenidas para estimar un intervalo de confianza del 95% en donde se halla el valor de R_D , tal como describen Jordan *et al.* [43].

$$R_D = \frac{12a}{b} \cdot 100 \quad (12),$$

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se muestran y discuten brevemente los resultados obtenidos una vez abordados los objetivos secundarios propuestos en la presente Tesis Doctoral.

4.1 Cuantificación del impacto espectral sobre varias tecnologías fotovoltaicas de lámina delgada ubicadas en enclaves afectados por el clima mediterráneo continentalizado y con latitudes intermedias

De forma general, los resultados obtenidos mediante el desarrollo de esta investigación demuestran que los efectos espectrales presentan una marcada componente estacional, tal y como era de esperar. Esta influencia de la irradiancia espectral es muy notable en los módulos FV a-Si y CdTe estudiados, dado que son materiales FV con un mayor ancho de banda prohibida y menor banda de absorción que los restantes investigados. Se identifica una variación de *MM* para estos materiales FV cuyos mínimos se registran en los meses de invierno y máximos en los meses estivales. Este comportamiento tiene lugar a causa de la prevalencia del espectro solar con predominio de longitudes de onda largas -espectros desplazados hacia el rojo- en temporada invernal y prevalencia de longitudes de ondas cortas -espectros desplazados hacia el azul-, en períodos estivales. Por otro lado, los módulos CIS y sc-Si, muestran una sensibilidad estacional a la distribución del espectro solar mucho menos pronunciada, con un comportamiento temporal contrario en cuanto a valores mínimos y máximos registrados, si se comparan con las tecnologías antes comentadas. Concretamente para estos dos últimos materiales FV, los valores máximos de *MM* tienen lugar en invierno, cuando los espectros desplazados hacia el rojo prevalecen en sitios de interior soleados ubicados en latitudes intermedias como los considerados en este estudio, mientras que los mínimos ocurren en la vecindad de 1 durante el resto del año, dada la prevalencia durante dichos períodos de espectros desplazados hacia el azul. Merece la pena señalar el alto grado de similitud entre el comportamiento espectral de estos dos últimos materiales a lo largo del tiempo. En suma, las tecnologías a-Si y CdTe experimentan una mayor estacionalidad de *MM* a lo largo del año que las basadas en CIS y sc-Si.

Desde el punto de vista de la ingeniería fotovoltaica, la discusión de los resultados mostrados en el párrafo anterior no es especialmente relevantes. Los diseñadores fotovoltaicos están más interesados en los efectos espectrales a lo largo de escalas de tiempo mensuales y anuales que en sus valores instantáneos. En este sentido, las Figuras 11 y 12 pueden resultar útiles, toda vez que se utiliza una escala de integración mensual para evaluar la influencia del espectro para las cuatro tecnologías consideradas en Madrid y Jaén. Estas dos Figuras muestran los valores experimentales de MM_m calculados a partir de los datos registrados durante los años 2012 y 2013, junto con los valores modelados de este parámetro obtenidos mediante el modelo SMARTS y las entradas de parámetros atmosféricos procedentes de AERONET.

A continuación se comentan los resultados obtenidos relativos a los efectos espectrales para períodos de integración mensual. En primer lugar, se da repaso a los resultados obtenidos de forma experimental empleando medidas de exterior de la distribución espectral de irradiancia global incidente y la respuesta espectral relativa para los módulos FV ensayados. Posteriormente se dará cuenta de los resultados obtenidos de forma modelada mediante el uso de espectros sintéticos generados utilizando SMARTS en combinación con las referidas respuestas espectrales.

Analizando los resultados en escalas de integración mensuales, se observa una clara tendencia estacional del impacto de la distribución del espectro solar en cada tecnología fotovoltaica al igual que ocurría para los efectos espectrales instantáneos. Los módulos de tecnología a-Si y CdTe presentan una influencia más marcada en este sentido. En concreto, según los resultados experimentales de MM_m para el a-Si en Madrid, se registra una ganancia espectral máxima de 4,4% – acaecida en junio de 2012- y una mínima de -11,8% ocurrida en diciembre de 2013. Mientras tanto, para esta misma tecnología FV en Jaén se registran ganancias espectrales comprendidas entre -7,6% y 3,5%, registradas en enero y junio de 2012, respectivamente. Si se comparan los resultados cuantitativamente, se obtienen mayores pérdidas espectrales en invierno en Madrid que en Jaén. Se sabe que cuanto mayor es la latitud, menor es la elevación del sol, y por ende, una latitud más alta conduce a valores más altos de AM . Dichos valores mayores de AM generan espectros más desplazados hacia el rojo que los existentes en sitios con latitud más baja, lo cual conduce a una peor conversión FV para este material. Este es el caso de Madrid (latitud 40,4°N) en comparación con Jaén (latitud 37,8°N). Sin embargo, la ganancia espectral mensual máxima estimada para el a-Si es ligeramente menor en Jaén que en Madrid. Aunque en principio los espectros desplazados a longitudes de ondas cortas deberían prevalecer en sitios con menor latitud conduciendo a mayores ganancias espectrales para esta tecnología, las intrusiones frecuentes e

intensas del polvo del Sahara que afectan esporádicamente el sur de España en verano, configuran espectros más desplazados hacia el rojo y bien pueden explicar este hecho [92].

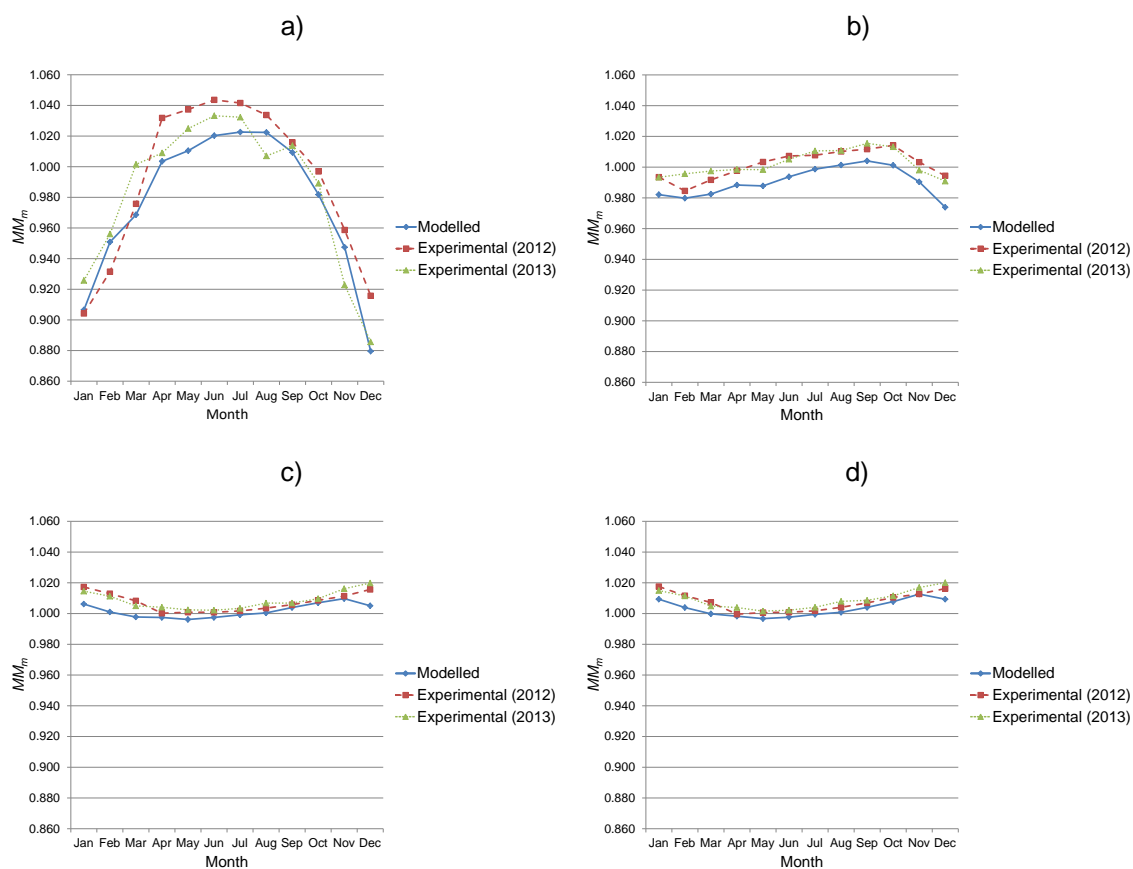


Figura 11. Valores experimentales y modelados del factor de desacoplo espectral mensual en Madrid para los módulos considerados: a) a-Si, b) CdTe, c) sc-Si y d) CIS.

Para el caso de la tecnología CdTe en Madrid los resultados experimentales de MM_m arrojan ganancias espectrales que oscilan entre -1,5% en febrero de 2012 y 1,5% en octubre de 2012 y 2013. En Jaén se registran ganancias espectrales muy parecidas a las anteriores, oscilando en el intervalo de -1,4% y 1,6%, valores estos ocurridos en febrero y octubre de 2012, respectivamente.

La distribución del espectro ejerce una influencia mensual más plana sobre los efectos espectrales exhibidos por las tecnologías CIS y sc-Si. Específicamente, se obtuvieron ganancias espectrales para ambas tecnologías en los sitios estudiados inferiores al 2% en los meses de invierno, mientras que prácticamente no se registran pérdidas en el resto del año, toda vez que los valores de MM_m se sitúan en la vecindad de 1 en los meses restantes.

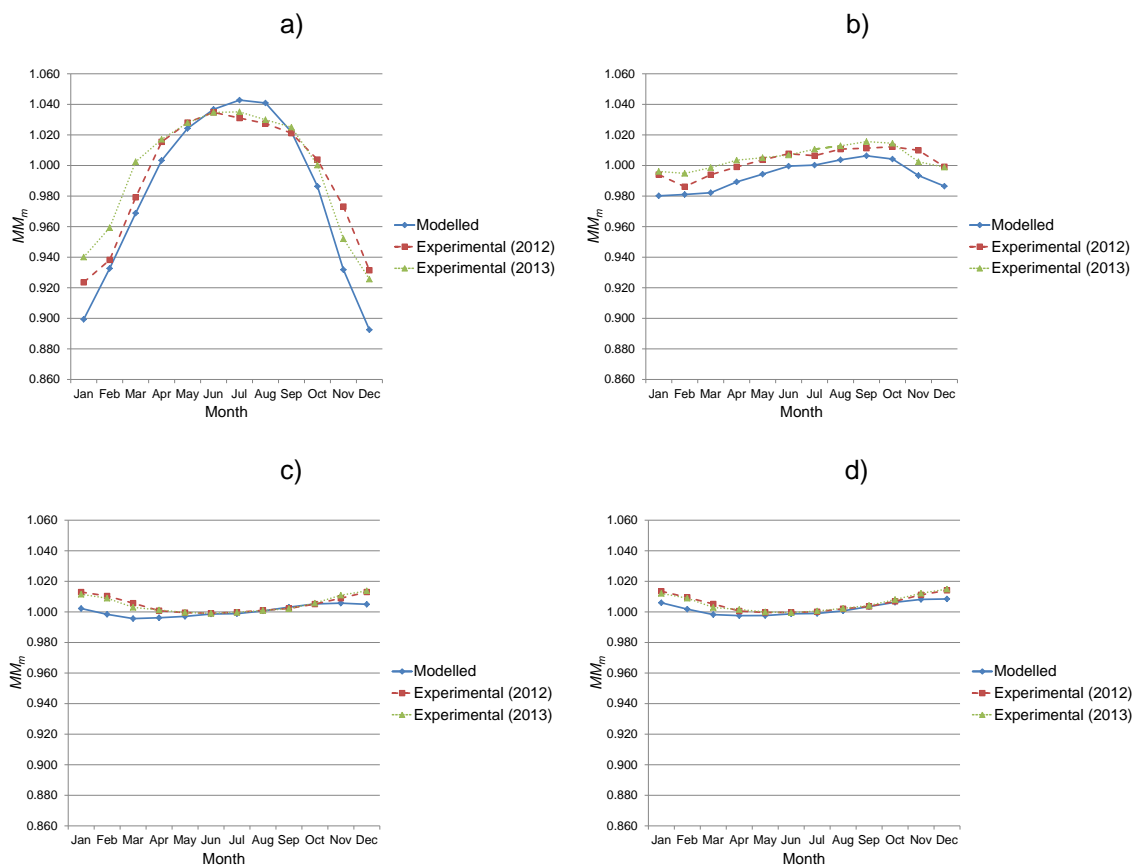


Figura 12. Valores experimentales y modelados del factor de desacoplo espectral mensual en Jaén para los modulo considerados: a) a-Si, b) CdTe, c) sc-Si y d) CIGS.

Una comparación cuantitativa entre los valores modelados y experimentales de MM_m para todos los materiales considerados indica que los primeros subestiman ligeramente a los segundos, en general. La coincidencia más cercana se logra para los módulos de tecnologías sc-Si y CIS, mientras que las mayores desviaciones -hasta 4% en algún mes de invierno e inferior a 2% durante los meses de verano-, se hallan para la tecnología a-Si, especialmente en Madrid. Finalmente, se aprecia una diferencia prácticamente constante de 1% entre los valores modelados y experimentales de MM_m para la tecnología CdTe para ambos enclaves estudiados.

Tabla 2. Valores experimentales y modelados de las ganancias espectrales anuales en Madrid y Jaén para los módulos FV estudiados, expresadas porcentualmente.

	a-Si		CdTe		sc-Si		CIS	
	$\Delta_{Sp,a,exp}$	$\Delta_{Sp,a,mod}$	$\Delta_{Sp,a,exp}$	$\Delta_{Sp,a,mod}$	$\Delta_{Sp,a,exp}$	$\Delta_{Sp,a,mod}$	$\Delta_{Sp,a,exp}$	$\Delta_{Sp,a,mod}$
Madrid	-0.4	-1.2	+0.3	-0.8	+0.8	+0.1	+0.8	+0.2
Jaén	+0.6	-0.7	+0.5	-0.6	+0.3	+0.0	+0.4	+0.1

Evaluando el impacto del espectro para una escala de tiempo anual, se puede verificar que dicho impacto se atenúa, si se este se compara con los resultados mensuales comentados anteriormente. Los valores experimentales de las ganancias espectrales para todas las tecnologías FV se encuentran próximos a cero, tal como muestra la Tabla 2. Así, se observan ganancias espectrales anuales mayores que -0,4% (a-Si), pero que en ningún caso superan el 0,8% (CIS y sc-Si), para el enclave ubicado en Madrid. Para el caso de Jaén se registran ganancias en el rango de 0,3% (sc-Si) y 0,6% (a-Si), para todas las tecnologías. Por otro lado, los valores modelados coinciden razonablemente bien con los resultados experimentales, existiendo una diferencia máxima de 1,3% para los módulos FV a-Si en Jaén, y mínima de 0,3% para los basados en sc-Si y CIS en el mismo sitio. Para el caso de Madrid se obtiene una diferencia similar a la antes comentada para Jaén. Los resultados discutidos pueden ser interpretados de manera cualitativa, lo que lleva a la conclusión de que los científicos y proyectistas fotovoltaicos pueden ignorar los efectos espectrales anuales en términos prácticos para sitios tales como Madrid y Jaén. Los resultados modelados del impacto espectral anual también confirman este hallazgo, ya que los valores están estrechamente alineados con los obtenidos de forma experimental. Es muy probable que estos resultados puedan ser aplicados a la mayor parte de España, o incluso a sitios afectados por un clima mediterráneo continentalizado y cuya latitud se halle entre 37° y 42° en valor absoluto. Como ya se comentó en la Sección 3, el margen de latitudes antes señalado abarca sitios como Sicilia central (Italia), el centro de la península de Anatolia (Turquía) y áreas altas de la zona central de Chile (Depresión Intermedia). Todas estas zonas poseen una climatología similar y se hallan altamente insoladas. Como ya se comentó, aquellas ubicaciones de entre las anteriores que presenten características atmosféricas extremas (intrusiones masivas de polvo del desierto, alta contaminación, etc.) serían acreedoras de un estudio individualizado que excede el alcance de los trabajos aquí presentados.

La publicación en la que se recogen todos los extremos comentados en esta Sección es la siguiente:

Nofuentes G., de la Casa J., **Solís-Alemán E.M.**, Fernandez E.F. Spectral impact on PV performance in mid-latitude sunny inland sites: experimental vs. modelled results. Energy 2017; 141: 1857-1868. DOI: [dx. doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.078](https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.078)

4.2 Evaluación de la degradación anual y la linealidad del declive en potencia experimentadas por varias tecnologías fotovoltaicas de lámina delgada ubicadas en un enclave afectado por el clima mediterráneo continentalizado y con latitud intermedia

Analizando los resultados y las tendencias de las métricas evaluadas con los datos recogidos durante la campaña experimental, los GFV experimentan un notable descenso de P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ hasta finales de 2012 [66,67], producto del efecto Staebler-Wronski [104], unido a cambios cíclicos producto del recocido térmico. A partir de 2013, los referidos GFV se encuentran estabilizados, como se muestra en [66,67]. Los antedichos ciclos se superponen a un descenso menos pronunciado para las métricas de rendimiento una vez los materiales alcanzan la estabilización. Como se muestra en la Figura 13, las tres métricas evolucionan de manera similar, entre máximos y mínimos que se suceden durante la temporada estival e invernal, respectivamente. Por su parte, las ganancias y pérdidas espectrales que ocurren en verano e invierno, respectivamente [92] se hallan en fase con los incrementos y decrementos de P^*_{EXP} causados por el referido recocido térmico, lo que justifica el comportamiento de los valores de PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$. Este comportamiento típico ha sido ampliamente reportado en la literatura para los especímenes fotovoltaicos evaluados en varias ubicaciones con diferentes climas [46,53,61,69,71].

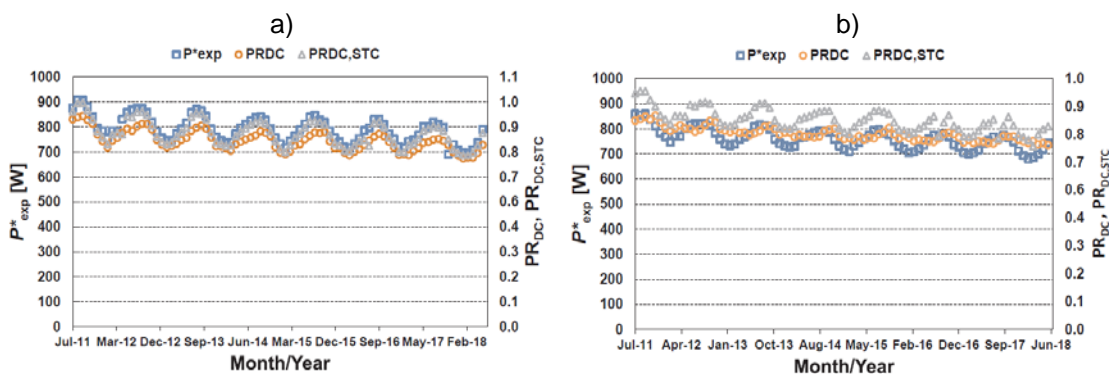


Figura 13. Series temporales mensuales de las métricas P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para los GFV estudiados: a) a-Si y b) a-Si/ μ c-Si.

Para el caso de los módulos FV ensayados no se aprecia ninguna degradación inicial destacable, ya que estos fueron expuestos bajo iluminación a sol real durante 17 meses (junio 2010-octubre 2011) antes de iniciar la campaña experimental. En este sentido, podría asumirse que se encuentran estabilizados. En línea con lo descrito en el párrafo anterior, como se aprecia en la Figura 14 existe un comportamiento estacional claro, siendo este más o menos acusado dependiendo de la tecnología FV. Las consideraciones relativas a este comportamiento estacional de las métricas analizadas discutidas en el párrafo anterior para los dos GFV también son válidas para los módulos

FV de a-Si y a-Si/ μ c-Si. Sin embargo, se observan metaestabilidades mucho menos pronunciadas durante la evolución de P^*_{EXP} mensual a través del tiempo para el módulo de CdTe, siendo cualitativamente similares a las reportadas en varios trabajos [53,63]. Curiosamente, las tres métricas de rendimiento bajo estudio experimentan un ligero pero constante aumento hasta enero de 2017 para el módulo fotovoltaico CIGS. En este sentido, las tendencias obtenidas aquí para P^*_{EXP} y $PR_{DC,CEM}$ mensual coinciden cualitativamente con las descritas por Ishii *et al.* [61] y por Schweiger *et al.* [53], para este tipo de material FV. Sin embargo, otros estudios muestran un descenso constante de las métricas para módulos CIGS desde su exposición a sol real [24,69,71,72].

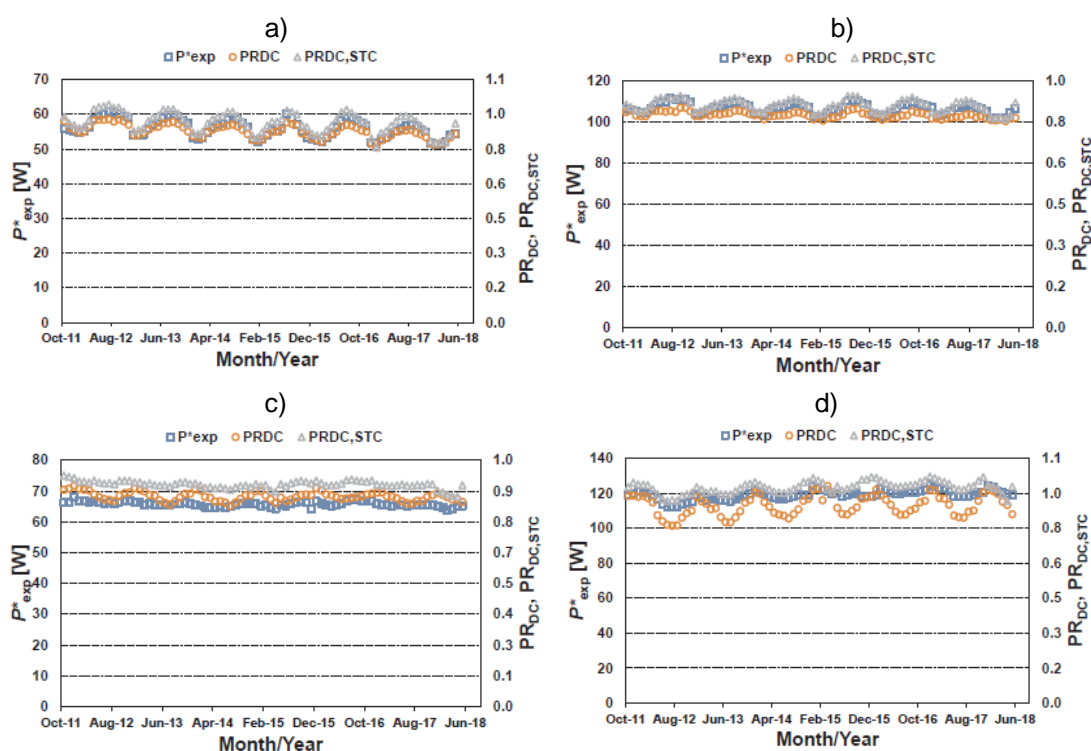


Figura 14. Series temporales mensuales de las métricas P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para los módulos FV estudiados. a) a-Si, b) a-Si/ μ c-Si, c) CdTe y d) CIGS.

Los valores de R_D fueron estimados empleando datos experimentales recogidos desde enero de 2012 a junio de 2018 (ambos inclusive) para los GFV y desde enero de 2013 a junio de 2018 (ambos inclusive) para los módulos FV, respectivamente. De este modo se trató de procesar parámetros correspondientes a especímenes estabilizados. En relación a los referidos valores de R_D cabe destacar que tanto para los GFV como módulos FV no se aprecian diferencias significativas entre los resultados obtenidos al aplicar la técnica CSD a cada una de las series temporales P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para cada tecnología considerada. Esta observación también es válida para el método YOY. Igualmente, para cada espécimen FV bajo análisis, los valores de R_D calculados con cada una de las dos técnicas estadísticas se hallan razonablemente bien alineados, con

excepción del módulo de tecnología CdTe donde se registra un valor de $R_D \sim 0,10\%/año$ y $\sim 0,70\%/año$ aplicando CSD y YOY, respectivamente. En cualquier caso, a la hora de discutir los resultados, en el párrafo que sigue se ha asumido que los valores obtenidos mediante la aplicación de la técnica YOY a la serie temporal P^*_{EXP} representan el declive anual experimentado. Esto se justifica dado que dicha métrica corrige la estacionalidad causada por variables como la temperatura, el espectro y AOI . Además, según algunos autores, la técnica YOY limita el impacto del polvo y la suciedad, de las derivas de los sensores de irradiancia, etc. Incluso un estudio reciente señala –a través de un único caso de estudio– cómo dicha técnica podría ser indicada para evitar los efectos de las no linealidades de la curva de degradación. Todo ello indica que en conjunto, el método YOY podría producir estimaciones de degradación más consistentes que otros enfoques utilizados [66,67,69,95,97].

Un análisis detallado de los resultados muestra que la mayor tasa de degradación la experimentan los GFV de a-Si y a-Si/ μ c-Si junto al módulo FV de a-Si ($1,32 \pm 0,48\%/año$, $1,22 \pm 0,23\%/año$ y $1,50 \pm 0,27\%/año$, respectivamente). Estos valores se aproximan a los compendiados -alrededor de $1\%/año$ - para la degradación anual de dichos materiales FV por Jordan *et al.* [43]. Por el contrario, en otros análisis se encontraron valores de R_D que se sitúan entre $2,0$ - $5,7\%/año$ y $1,7$ - $4,9\%/año$ para el a-Si y el a-Si/ μ c-Si, respectivamente [46,61,63-72,105]. Los valores de la tasa de degradación anual de los módulos FV de a-Si/ μ c-Si y CdTe calculados aquí se sitúan en torno al $0,7\%/año$, lo que está muy por debajo del valor medio de $\sim 3\%/año$ reportado por Jordan *et al.* [43] para esta última tecnología fotovoltaica. Los valores de la disminución de la potencia experimentada por el CdTe publicados en algunos trabajos anteriores oscilan desde $2\%/año$ hasta un severo $10,6\%/año$ [46,49,63,69,70]. La tendencia inicial al alza de las métricas de rendimiento del módulo fotovoltaico de CIGS bajo escrutinio da como resultado un valor de R_D de $-0,92 \pm 0,48\%/año$. Dicho valor negativo de este último parámetro implica una ligera ganancia de potencia. Por contra, varios estudios realizados en distintos enclaves del globo muestran una disminución en el rendimiento de esta tecnología FV que va desde $0,4\%/año$ hasta $7,3\%/año$ [24,46,49,63,69,70,72]. Curiosamente, Ishii *et al.* [61] obtuvieron en su estudio valores de R_D de $-0,25\%/año$ y $-0,30\%/año$ para dos módulos fotovoltaicos CIGS del mismo fabricante ensayados y medidos en Tsukuba, Japón (latitud $36,1^\circ$ N, longitud $139,5^\circ$ E). En la misma línea, Schweiger *et al.* [53] también describieron una tendencia inicial de incremento del rendimiento durante un período de dos años de duración para cuatro módulos de CIGS distribuidos en cuatro enclaves con climas diferentes cada uno. Jordan *et al.* [43] también

mencionan casos en que se encontraron valores de R_D alrededor de -1%/año para este material.

Como se ha visto, las tasas de degradación estimadas en esta investigación son menores que las consideradas en muchos estudios previos para los cuatro materiales fotovoltaicos aquí analizados. La razón que justifica esta diferencia radica principalmente en que la mayoría de los estudios mencionados incluyen en sus cálculos los períodos de preestabilización de los especímenes FV investigados.

Para evaluar la linealidad de las curvas de degradación que sufre cada muestra FV ensayada se ha propuesto investigar las series temporales de las métricas en varios intervalos temporales comprendidos dentro de la campaña experimental completa, utilizando las dos técnicas estadísticas para calcular los valores de R_D . Los espacios temporales o subperíodos considerados en este estudio son: tres, cuatro, cinco y cinco años y medio para los SFCR y tres, cuatro, cinco, seis y seis años y medio para los módulos FV. En las Figuras 15 y 16 se muestran los valores resultantes de la tasa de degradación obtenidos mediante la aplicación de las técnicas CSD y YOY a las series temporales de las tres métricas propuestas en los períodos antes comentados. Los resultados indican que los GFV presentan el siguiente comportamiento: a) para los períodos analizados los GFV ya habían alcanzado la estabilización y b) los dos especímenes FV muestran una degradación aproximadamente lineal a lo largo de los períodos analizados, tal como indica la Figura 17, donde se muestran las tendencias de P^*_{EXP} extraída por medio de la técnica de CSD para cada GFV, durante un período de cinco años y medio. Por otra parte, cabe señalar que los intervalos de confianza de R_D obtenidos mediante los dos métodos estadísticos aplicados a las series temporales evaluadas se solapan razonablemente bien para cada GFV en todos los períodos analizados. No obstante, se debe señalar que la incertidumbre asociada al resultado de R_D obtenida con el método YOY es sensiblemente mayor al calculado a través del método CSD. Por lo tanto, en principio, el valor de R_D calculado a lo largo de cinco años y medio utilizando cualquiera de los antedichos métodos aplicado a cualquiera de las tres métricas, podría ser representativo del declive real sufrido por ambos GFV.

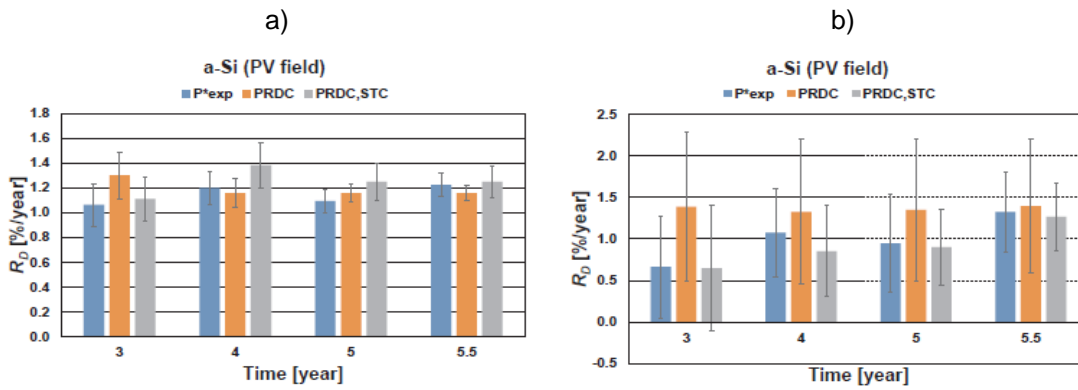


Figura 15. Valores de R_D para el GFV de a-Si bajo estudio, utilizando las series temporales P^*_{EXP} , $PRDC$ y $PRDC,CEM$ para subperíodos de tres, cuatro, cinco y cinco años y medio aplicando: a) el método CSD y b) el método YOY. Todos los subperíodos comienzan en enero de 2013.

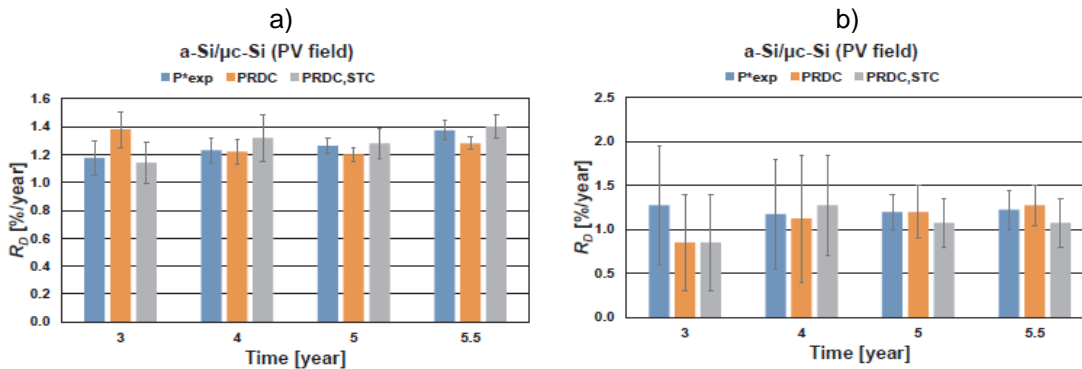


Figura 16. Valores de R_D para el GFV de a-Si/ μc -Si en estudio, utilizando las series temporales P^*_{EXP} , $PRDC$ y $PRDC,CEM$ para subperíodos de tres, cuatro, cinco y cinco años y medio aplicando: a) el método CSD y b) el método YOY. Todos los subperíodos comienzan en enero de 2013.

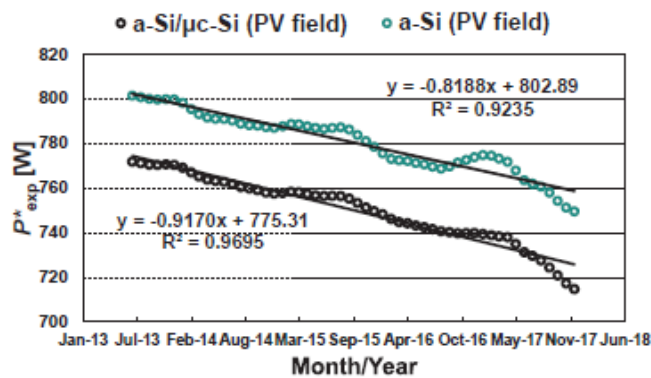


Figura 17. Regresión lineal aplicada a tendencia extraída mediante CSD de las series temporales de P^*_{EXP} durante el período de cinco años y medio para los GFV bajo estudio. Obsérvese el alto valor de R^2 , indicativo del buen ajuste lineal de las tendencias en cuestión.

Para el caso de los módulos FV analizados, en las Figuras 18-21 se muestran los valores de R_D obtenidos por cada método estadístico aplicado a las tres series temporales para cada subperíodo analizado. Las notables fluctuaciones de los resultados obtenidos por

medio de la técnica CSD durante los períodos evaluados merecen algunos comentarios. Así, para el módulo FV de a-Si, los valores de R_D alcanzan un máximo de $\sim 2,7\%/año$ para las tres métricas durante los períodos de cuatro y cinco años, convergiendo posteriormente hasta un valor de $1,2\%/año$. Un comportamiento cualitativo similar sigue el módulo FV de a-Si/ μ -Si, el cual converge hasta un valor de $R_D \sim 0,3\%/año$ una vez transcurridos cinco años. En el caso del módulo FV CdTe el valor de R_D se sitúa en torno al $0,1\%$ sólo a partir del quinquenio. Por el contrario, el módulo FV CIGS muestra un comportamiento inicial incremental durante los períodos de tres y cuatro años para posteriormente converger hacia una tasa de degradación que se sitúa en torno a $-1\%/año$. Por el contrario, y en general, se observa que los valores de R_D utilizando la técnica YOY muestran un solapamiento razonable en cada espacio temporal analizado. En cualquier caso, merece la pena ser destacado nuevamente que los intervalos de confianza de esta técnica son significativamente superiores a los obtenidos con el método CSD.

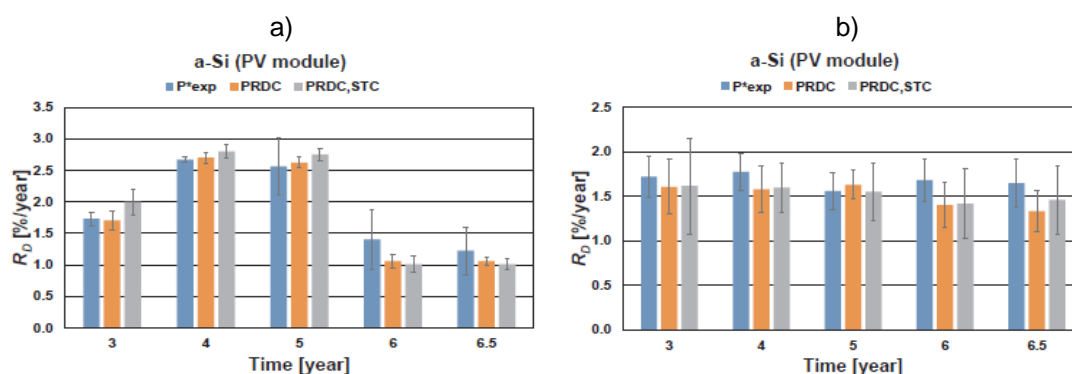


Figura 18. Valores de R_D para el módulo FV a-Si en estudio, utilizando las series temporales P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para subperíodos de tres, cuatro, cinco, seis y seis años y medio aplicando: a) el método CSD y b) el método YOY. Todos los subperíodos comienzan en enero de 2012.

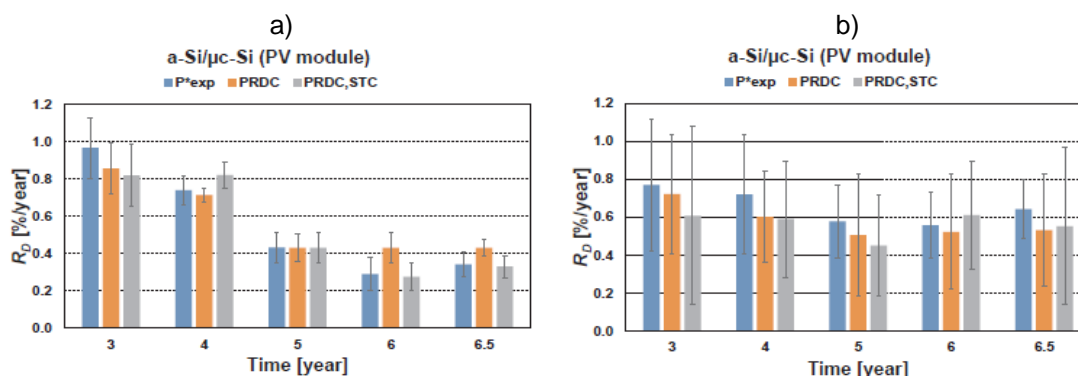


Figura 19. Valores de R_D para el módulo FV a-Si/ μ -Si en estudio, utilizando las series temporales P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para subperíodos de tres, cuatro, cinco, seis y seis años y medio aplicando: a) el método CSD y b) el método YOY. Todos los subperíodos comienzan en enero de 2012.

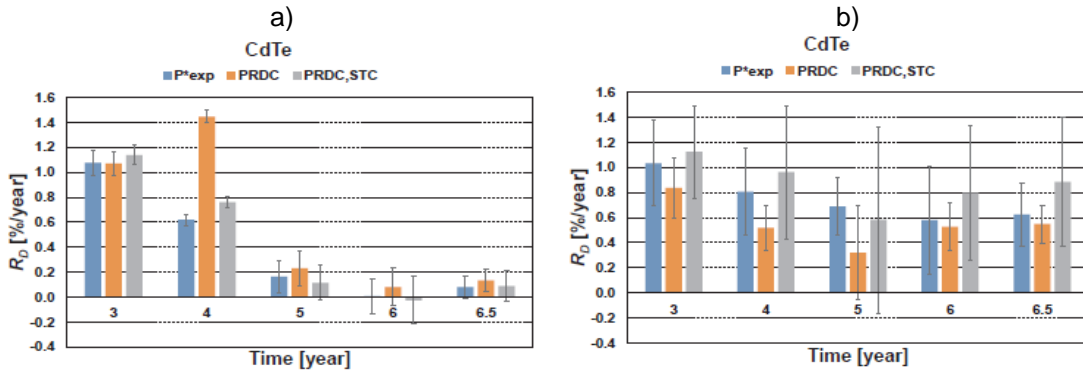


Figura 20. Valores de R_D para el módulo FV CdTe en estudio, utilizando las series temporales P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para subperíodos de tres, cuatro, cinco, seis y seis años y medio aplicando: a) el método CSD y b) el método YOY. Todos los subperíodos comienzan en enero de 2012.

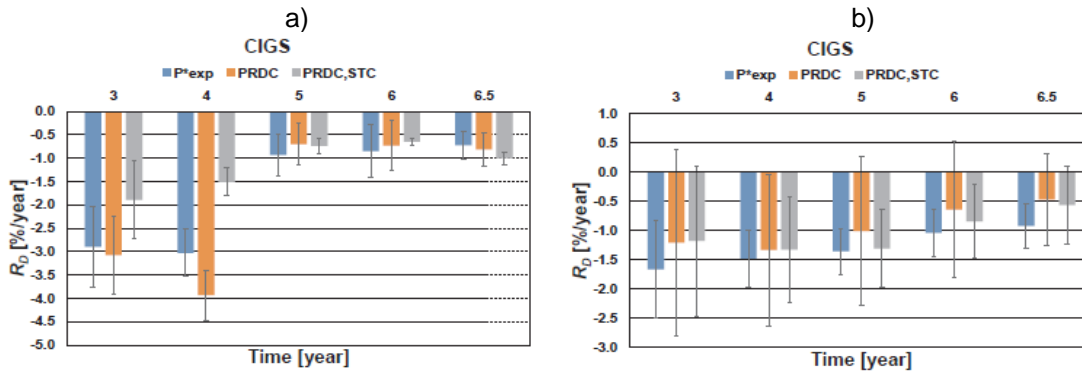


Figura 21. Valores de R_D para el módulo FV CIGS en estudio, utilizando las series temporales P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para subperíodos de tres, cuatro, cinco, seis y seis años y medio aplicando: a) el método CSD y b) el método YOY. Todos los subperíodos comienzan en enero de 2012.

Es bien sabido que las no linealidades en la degradación pueden hacerse evidentes al comienzo de la exposición en exterior de los dispositivos FV de LD, para posteriormente iniciar un declive de potencia lineal. Sin embargo, dependiendo de los mecanismos de degradación, esta puede distar de ser lineal en dichas fases posteriores [94], siendo este el caso de los cuatro módulos FV que aquí se estudian. Para sustentar esta afirmación, en la Figura 22 se muestran las tendencias de P^*_{EXP} extraída por medio de la técnica CSD para cada módulo FV, durante un período de seis años y medio. Los bajos valores del coeficiente de determinación (R^2) obtenido -notablemente pobre para el CdTe- muestran cómo tales tendencias no se describen adecuadamente mediante una regresión lineal. Es más, en estos cuatro casos se viola la misma definición de tasa de degradación, ya que esta asume la linealidad en el paulatino declive de potencia que experimentan los materiales FV a largo plazo. Aunque no se representan aquí, los patrones de las tendencias de las series de PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ para los cuatro módulos

estudiados, son cualitativamente similares al de P^*_{EXP} . En consecuencia, la discusión anterior también es válida para estas métricas.

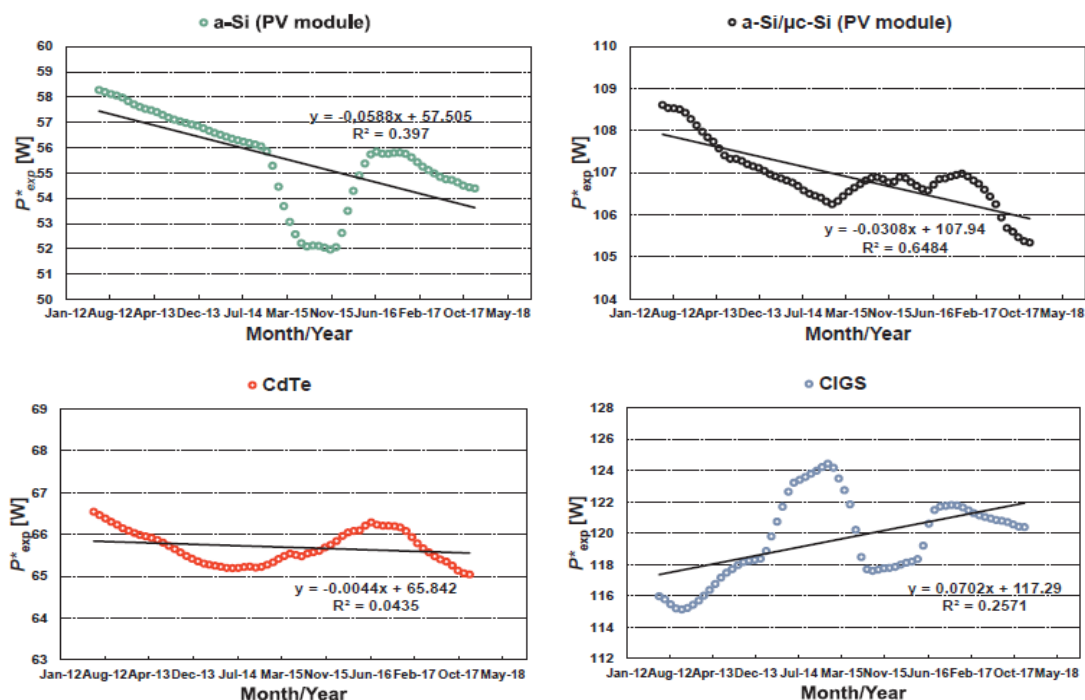


Figura 22. Regresión lineal aplicada a la tendencia de la serie temporal P^*_{EXP} extraída mediante con el método CSD durante el período de seis años y medio para los cuatro módulos FV bajo estudio.

El itinerario temporal de la degradación exhibido por los módulos FV contrasta con la linealidad mostrada por los dos GFV según las métricas estudiadas y merece ser brevemente discutida. En este sentido, cabe señalar que, como se ha comentado anteriormente, este tema ha sido muy poco tratado en la literatura, pero algunos estudios son dignos de mención. Así, el proceso de degradación de un módulo o sistema fotovoltaico puede verse influido por la carga bajo la que opera [106]. Por ejemplo, la tecnología FV de a-Si en condiciones de circuito abierto bajo iluminación puede causar condiciones de desequilibrio [46] y dar lugar a mayores tasas de degradación que bajo carga continua [107]. Cabe mencionar que la no linealidad más severa se muestra en el módulo FV de CdTe que se está analizando: en este sentido cabe recordar que, según plantean algunos estudios [108,109], pueden pasar de 1 a 3 años hasta que los materiales fotovoltaicos de CdTe alcancen la estabilización y comience la tendencia lineal en el declive de su potencia.

En suma, podemos comentar que dado el comportamiento que presentan los módulos FV ensayados, la estimación de valores de R_D mediante técnicas estadísticas que asuman el supuesto básico para su cálculo -a saber: la linealidad del itinerario temporal de la degradación- pueden dar lugar a resultados inexactos. Este sería el caso de los

métodos tales como RL, CSD, HW, ARIMA, LOESS-. Por ello, parece ser adecuado proponer el uso de la técnica YOY para cuantificar el declive de potencia anual tanto si este presenta un comportamiento lineal a través del tiempo como si no.

La publicación en la que se recogen todos los extremos comentados en esta Sección es la siguiente:

Solís-Alemán E.M, de la Casa J., Romero-Fiances I., Silva J.P., Nofuentes G.
A study on the degradation rates and the linearity of the performance decline of various thin film PV technologies. Solar Energy 2019; 188: 813-824. DOI: [dx.doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.067](https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.067).

5. CONCLUSIONES

En la presente Tesis Doctoral se ha propuesto alcanzar una comprensión superior de los efectos espectrales y la degradación que experimentan los materiales FV de LD basados en las tecnologías de a-Si, a-Si/ μ c-Si, CdTe y CIS (o CIGS) para enclaves afectados por el clima mediterráneo continentalizado, con una latitud comprendida entre 37° y 42° en valor absoluto y sin características atmosféricas extremas (intrusiones masivas de polvo del desierto, alta contaminación, etc.). A continuación se exponen brevemente las principales conclusiones alcanzadas durante los trabajos de investigación desarrollados.

Para evaluar el impacto de la distribución espectral de la irradiancia en el comportamiento de varios materiales FV (a-Si, CdTe, CIS y sc-Si), se ha analizado en primer lugar el factor de desacoplo espectral instantáneo que estos exhiben en Madrid y Jaén, dos emplazamientos de las características descritas en el párrafo anterior. En segundo lugar, se ha evaluado dicho impacto sobre los referidos materiales FV en escalas temporales mensuales y anuales. Para ello se ha desarrollado una campaña experimental donde se registró la irradiancia espectral y la irradiancia global incidente, medidas con un espectrorradiómetro y un piranómetro de termopila, respectivamente. Dichas medidas fueron tomadas periódicamente en intervalos de 5 minutos durante un período de dos años en Madrid y Jaén. Por otro lado, las respuestas espectrales relativas de las tecnologías FV consideradas se obtuvieron mediante ensayos de interior de módulos en un laboratorio. Todo ello proporcionó la base empírica necesaria para cuantificar la influencia ejercida por la distribución espectral de la irradiancia sobre los materiales FV. Asimismo, se han estimado los referidos factores de desacoplo espectral mediante espectros sintéticos generados con el modelo SMARTS y series de datos correspondientes a parámetros atmosféricos proporcionados por AERONET, logrando así evaluar la consistencia de los resultados obtenidos experimentalmente.

Para todos los casos se observa que el factor de desacoplo espectral presenta una clara tendencia estacional para las tecnologías estudiadas en ambos sitios, independientemente de si se consideran escalas temporales instantáneas o mensuales.

5. CONCLUSIONES

Atendiendo a los resultados experimentales obtenidos, se registran ganancias espectrales mensuales para la tecnología de a-Si cuyos valores máximos y mínimos tienen su ocurrencia en meses estivales -alrededor del 4%- e invernales -aproximadamente un -12%-, respectivamente, en la ciudad de Madrid. Mientras tanto, para esta misma tecnología se registran ganancias espectrales comprendidas en el margen de -7,6% y 3,5% ocurridas en meses de invierno y verano, respectivamente, en Jaén.

Para los módulos CIS y sc-Si la distribución del espectro ejerce una influencia mensual más plana sobre los efectos espectrales. En efecto, para todos los casos se obtienen ganancias espectrales mensuales ligeramente inferiores al 2% en los meses invernales, siendo apenas perceptible el impacto del espectro desde abril a agosto, ambos inclusive. Por otro lado, para los módulos de CdTe, dichas ganancias se hallan –para los dos enclaves estudiados– en un margen comprendido aproximadamente entre -1,5% y 1,5%, registradas en los meses de febrero y octubre, respectivamente. De los resultados anteriores, podemos concluir que, como era esperable, existe una dependencia entre la anchura de la banda prohibida de las tecnologías FV y el impacto que ejerce la distribución del espectro sobre estas, de forma que cuanto más estrecha es la banda de absorción, más apreciables son los efectos espectrales.

Por otro lado, los resultados modelados del factor de desacoplo espectral mensual indican que estos están alineados con los obtenidos de forma experimental, aunque los primeros subestiman ligeramente los segundos, en general. La mayor concordancia se alcanza para el sc-Si y el CIS, mientras que las mayores desviaciones ocurren para la tecnología de a-Si ubicada en Madrid -hasta 4% en los meses de invierno e inferior a 2% durante los meses de verano-. Se aprecia una diferencia prácticamente constante de 1% entre los valores modelados y experimentales de MM_m para la tecnología CdTe para ambos enclaves estudiados.

Analizando el impacto de los efectos espectrales en una escala temporal anual, se verifica que dicho impacto se amenora para todos los casos. Se obtienen ganancias espectrales anuales experimentales en el rango de $\pm 1\%$ para todos los materiales FV investigados. Por otro lado, los valores modelados coinciden razonablemente bien con los resultados experimentales.

Según los resultados comentados podemos concluir que existe una atenuación progresiva de los efectos espectrales a medida que aumenta el espacio temporal de análisis. De hecho, en términos prácticos dichos efectos espectrales pueden incluso ignorarse para escalas de tiempo anuales en sitios tales como Madrid y Jaén. Es muy

probable que estos resultados puedan ser generalizados a la mayor parte de España y a sitios de las características descritas en el primer párrafo de esta sección. Desde el punto de vista ingenieril este es un resultado importante, ya que puede simplificar enormemente la estimación de la producción de electricidad anual para estos materiales FV en emplazamientos con clima y latitudes como las descritas, utilizando métodos relativamente sencillos que no tengan en cuenta la distribución del espectro.

Por otro lado, se ha estudiado la degradación de las tecnologías de LD en exterior, para un enclave concreto de las características descritas al inicio de esta sección. En específico se ha estudiado el declive de potencia que sufren dos GFV de a-Si, a-Si/ μ -Si y cuatro módulos FV basados en las tecnologías a-Si, a-Si/ μ -Si, CdTe y CIGS, cuyos emplazamientos se hallan en la ciudad de Jaén. Se ha pretendido estimar valores confiables de R_D , además de evaluar la idoneidad de algunas métricas de rendimiento y técnicas estadísticas destinadas a estimar dicho parámetro, dependiendo de la linealidad de la degradación exhibida por los GFV monitorizados y módulos FV ensayados. Para ello se ha llevado a cabo una campaña experimental para la monitorización de parámetros eléctricos y medioambientales desde julio de 2011 a junio de 2018 y desde noviembre de 2011 a junio de 2018 para los GFV y módulos FV, respectivamente. Para estimar los valores de R_D de todas las muestras FV bajo escrutinio se han utilizado datos monitorizados tras tiempos de exposición al exterior en torno a 18 meses tanto para los GFV como para los módulos, con el fin de intentar separar los fenómenos LID del período de estabilización. En concreto, en la evaluación de los valores de este parámetro únicamente se han tenido en cuenta los datos registrados desde enero de 2012 a junio de 2018 (ambos inclusive) para los módulos FV –expuestos a sol real desde junio de 2010– y desde enero de 2013 a junio de 2018 (ambos inclusive) para los GFV –expuestos a sol real desde julio de 2011.

En este estudio se han utilizado series temporales mensuales de las métricas PR_{DC} , $PR_{DC,CEM}$ y P^*_{EXP} , para evaluar el declive de las tecnologías FV estudiadas. A estas series temporales se les han aplicado las técnicas estadísticas CSD y YOY para períodos temporales de cinco años y medio y seis años y medio para los GFV y los módulos FV, respectivamente, correspondientes con los períodos temporales reseñados al final del párrafo anterior. Según este análisis, ambos enfoques arrojan resultados similares para cada espécimen FV investigado, independientemente de la métrica de rendimiento analizada, con excepción del módulo fotovoltaico CdTe. Así, las mayores tasas de degradación ocurren en los GFV de a-Si y de a-Si/ μ -Si, junto al módulo FV a-Si, cuyos valores se sitúan en torno a 1,32%/año, 1,22%/año y 1,50%/año, respectivamente. Por contra, el módulo FV de a-Si/ μ -Si muestra un menor declive de potencia (\sim 0,6%/año)

5. CONCLUSIONES

de forma similar al módulo fotovoltaico de CdTe. Así, para este último espécimen, la pérdida anual de potencia es prácticamente despreciable según la técnica CSD, mientras que dicho parámetro se sitúa en torno al 0,7%/año según el método YOY. En general, estos resultados son inferiores a los reportados en la literatura, ya que muchos de los estudios consultados incluyen datos correspondientes a la fase de preestabilización de las muestras FV al estimar R_D . Curiosamente, la potencia del módulo FV de CIGS aumenta durante el período de medición analizado, a razón de un 0,92%/año

Por otro lado, para el caso de los GFV a-Si y a-Si/ μ c-Si se aprecia un comportamiento estable de los valores de R_D obtenidos para los enfoques CSD y YOY aplicados a cuatro subperíodos de evaluación propuestos. Dichos subperíodos agrupan los datos monitorizados en ventanas temporales de tres, cuatro, cinco y cinco años y medio, dentro del período de monitorización considerado (enero de 2013 a junio de 2018, ambos inclusive). Este hecho sugiere que el declive que experimentan las métricas de rendimiento ocurre de forma lineal a lo largo de los cuatro subperíodos estudiados. La linealidad de las tendencias de las series temporales P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ obtenidas mediante CSD en el período de cinco años y medio de operación también demuestran este hecho. Además, las incertidumbres de los valores de R_D para las tres métricas de rendimiento obtenidas por ambos enfoques estadísticos se superponen bastante bien para cada GFV durante los cuatro períodos investigados. Por lo tanto, podemos concluir que los valores de R_D estimados pueden ser utilizados para modelar adecuadamente el comportamiento de tales especímenes FV durante el período de medida.

Sin embargo, los módulos FV presentan un declive en potencia que difiere al antes comentado. En este caso, los valores de R_D obtenidos mediante el enfoque CSD conducen a diferentes resultados, en general, para los cinco subperíodos -tres, cuatro, cinco, seis y seis años y medio-, evaluados en cada módulo FV dentro del período de monitorización considerado (enero de 2012 a junio de 2018, ambos inclusive). Esto evidencia una violación del supuesto de linealidad, como lo demuestra claramente la tendencia no lineal de las series temporales P^*_{EXP} , PR_{DC} y $PR_{DC,CEM}$ obtenidas durante el período de medición investigado –seis años y medio– al utilizar la técnica CSD. Por el contrario, se hace evidente una superposición razonable entre los intervalos de confianza calculados para las tres métricas de rendimiento durante los cinco períodos investigados aplicando la técnica YOY. Así, el método YOY aplicado a las métricas de rendimiento para los módulos FV cuya degradación ocurre de forma no lineal proporciona valores de R_D dentro del rango de incertidumbre en los cinco subperíodos analizados y para el período de medición completo. Por lo tanto, en principio, los valores calculados para este parámetro mediante el método YOY podrían utilizarse para

cuantificar adecuadamente el declive que experimentan los especímenes FV analizados, en condiciones de exposición en exterior. En cualquier caso, los intervalos de confianza relativamente amplios obtenidos para los valores de R_D utilizando el enfoque YOY con o sin linealidades pueden dar lugar a incertidumbres significativas cuando se modele el declive en potencia sufrido por los especímenes FV.

La discusión anterior debe ser tomada con cautela ya que la campaña experimental llevada a cabo aquí no es estadísticamente significativa -se ha utilizado una muestra de solo un módulo FV por tecnología- a la hora de obtener conclusiones generalizables sobre la idoneidad de los métodos a aplicar para obtener valores de la tasa de degradación en presencia de no linealidades.

6. LÍNEAS FUTURAS DE TRABAJO

Partiendo de las investigaciones desarrolladas en la presente tesis doctoral y en vista de la relevancia de los resultados alcanzados, se propone el desarrollo de varias líneas de trabajo para futuras investigaciones, detalladas a continuación.

En primer lugar y tal como se ha comentado, el número de especímenes evaluados ha sido poco significativo. Al estimar el impacto del espectro se han considerado únicamente las respuestas espectrales de cuatro módulos FV, uno por cada material bajo estudio y ubicación, mientras que en el estudio de la degradación se han empleado de igual forma cuatro módulos FV además de dos GFV por cada tecnología, para una misma ubicación. Por lo tanto, el tamaño de la muestra de materiales ensayados en dichos estudios no es estadísticamente representativo. En ese sentido, se propone como línea futura de trabajo realizar los estudios aquí desarrollados analizando un mayor número de especímenes por cada material FV. De esta forma se ampliaría el cuerpo de conocimiento disponible, pudiendo ganar más generalidad las conclusiones obtenidas en esta Tesis Doctoral.

También se propone realizar dichos estudios en otras ubicaciones cuya climatología y características espectrales difieran a las aquí analizadas, como por ejemplo, zonas subtropicales. Efectivamente, en estas áreas del planeta existe una prevalencia considerable de espectro solar desplazado a longitudes de onda corta, de modo que los efectos espectrales pueden no ser despreciables una vez integrados en espacios temporales anuales. Por otro lado, los mecanismos de degradación son distintos dependiendo de la climatología. En efecto, aún resta mucho por conocer sobre el declive de potencia que experimentan los materiales FV en estos enclaves subtropicales.

Adicionalmente, se propone incorporar la influencia de los efectos espectrales y la degradación sufrida por los especímenes FV obtenidos en este estudio a modelos empíricos simples orientados a estimar a largo plazo el comportamiento energético de los materiales FV de LD. La validación de los referidos modelos a los que se ha incorporado estas mejoras debería ser llevada a cabo a través del análisis de la concordancia entre los resultados modelados y los experimentales. Inicialmente esta

6. LÍNEAS FUTURAS DE TRABAJO

propuesta se plantea para una zona climática semejante a la tratada en esta investigación, caracterizada por un clima mediterráneo continentalizado, dentro de un margen de latitudes aproximado de 37°-42° en valor absoluto y privada de características atmosféricas extremas. No obstante, también podría desarrollarse para zonas climáticas como las comentadas en el párrafo anterior.

Por último, la presencia de no linealidades en el declive temporal de potencia a largo plazo exhibido por los materiales FV ha sido puesta de manifiesto en esta Tesis Doctoral. Como se ha señalado, este fenómeno viola la premisa básica sobre la que se asienta la definición de la tasa de degradación, a saber: la linealidad en dicho declive. Por tanto, se deberá investigar tanto la definición teórica como la estimación experimental de parámetros que cuantifiquen y modelen adecuadamente los procesos de degradación, tenga lugar esta de modo lineal o no.

7. NOMENCLATURA

AERONET: Siglas del inglés *Aerosol Robotic Network*

AM: Masa de aire (del inglés *Air Mass*) [adim]

AOI: Ángulo de incidencia (del inglés *Angle of Incidence*) [grados sexagesimales]

APE: Energía media del fotón (del inglés *Average Photon Energy*) [eV]

ARIMA: Media Móvil Integrada Autorregresiva (del inglés *Autoregressive Integrated Moving Average*)

a-Si: Silicio amorfo

a-Si/ μ c-Si: Heterounión silicio amorfo/silicio microcristalino

CdTe: Teluro de Cadmio

CEM: Condiciones estándares de medida

CIEMAT: Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas

CIS o CIGS: Diseleniuro de Cobre-Indio-Galio-Selenio/Azufre

CM-SAF: siglas del inglés *Satellite Application Facility on Climate Monitoring*

CSD: Descomposición Estacional Clásica (del inglés *Classical Seasonal Decomposition*)

c-Si: Silicio cristalino

DC: Corriente directa (del inglés *Direct current*)

EE UU: Estados Unidos de América

$E(\lambda)$: Distribución espectral de la irradiancia incidente (irradiancia espectral) [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{nm}^{-1}$]

$E^*(\lambda)$: Distribución espectral de la irradiancia incidente según el estándar AM1,5G [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{nm}^{-1}$]

E_A : Energía DC mensual a la salida del módulo FV o GFV [Wh]

$E_i(\lambda)$: i -ésimo valor de la distribución de la irradiancia (experimental o modelada) [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{nm}^{-1}$]

7. NOMENCLATURA

FF : Factor de Forma [adim]

FV: Fotovoltaica

GFV: Generador Fotovoltaico

$G(0)$: Irradiancia horizontal [$W \cdot m^{-2}$]

G_i : Irradiancia global incidente [$W \cdot m^{-2}$]

G_i^* : Irradiancia global incidente en CEM [$W \cdot m^{-2}$]

$G_{i,n}$: n -ésimo valor medido de la irradiancia global incidente [$W \cdot m^{-2}$]

$G_i(\lambda)$: Distribución espectral de la irradiancia [$W \cdot m^{-2}$]

H_i : Irradiación incidente registrada correspondiente al i -ésimo mes de la campaña experimental [$Wh \cdot m^{-2}$]

HIT: Heterounión con capa delgada intrínseca (del inglés *Hetero-junction with Intrinsic Thin-layer*)

HW: Alisamiento exponencial de Holt-Winters

I : Corriente [A]

IDEA: Investigación y Desarrollo en Energía Solar

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional (del inglés *International Electrotechnical Commission*)

I_{MPP} : Intensidad en el punto de máxima potencia [A]

I_{SC} : Intensidad de cortocircuito [A]

I_{SC}^* : Intensidad de cortocircuito en CEM [A]

I+D+i: Investigación, Desarrollo e Innovación

k_C : Factor de cobertura [adim]

LCOE: Coste normalizado de la electricidad (del inglés *Levelized Cost of Energy*) [$US\$ \cdot MWh^{-1}$]

LD: Lámina Delgada

LID: Degradación inicial inducida por la luz (del inglés *Light Induced Degradation*)

LOESS: Regresión local (del inglés *Locally Estimate Scatterplot Smoothing*)

pc-Si: Silicio policristalino

mc-Si: Silicio multicristalino

MM : Factor de desacoplo espectral (del inglés *Mismatch Factor*) [adim]

MM_a : Factor de desacoplo espectral anual [adim]

$MM_{a,mod}$: Factor de desacoplo espectral anual modelado [adim]

MM_m : Factor de desacoplo espectral mensual [adim]

$MM_{m,exp,i}$: Factor de desacoplo espectral mensual experimental correspondiente al i -ésimo mes de la campaña experimental [adim]

MPP: Punto de Máxima Potencia (del inglés *Maximum Power Point*)

N : Numero de meses durante el espacio temporal analizado [adim]

N_m : Número de distribuciones espectrales medidas o modeladas durante un mes [adim]

N_y : Número de distribuciones espectrales medidas o modeladas durante un año [adim]

P : Presión barométrica [Pa]

$P_{A,n}$: n -ésimo valor medido de la potencia a la salida del módulo o GFV [W]

PC: Ordenador personal (del inglés *Personal Computer*)

P_{EXP}^* : Potencia pico mensual experimental [W]

P_{MPP} : Potencia máxima [W]

P_N^* : Potencia máxima en CEM del módulo FV o GFV [W]

PPA: Acuerdos de compraventa de energía (del inglés *Purchase Power Agreement*)

PR : Factor de rendimiento del sistema (del inglés *Performance Ratio*) [%]

PR_{DC} : Factor de rendimiento en DC [%]

$PR_{DC,CEM}$: Factor de rendimiento en DC corregido en temperatura [%]

PVUSA: Siglas del inglés *Photovoltaics for Utility Scale Applications*

PW : Agua precipitable (del inglés *Precipitable Water*) [cm]

R^2 : Coeficiente de determinación

R_D : Tasa de degradación anual [%/año]

RH : Humedad relativa (del inglés *Relative Humidity*) [%]

RL: Regresión Lineal

SAD: Sistema Automático de Adquisición de Datos

sc-Si: Silicio monocristalino

7. NOMENCLATURA

SFCR: Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red

SMARTS: Siglas en inglés de *Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine*

$SR(\lambda)$: Respuesta espectral del dispositivo fotovoltaico [$A \cdot W^{-1}$]

$SRr[\lambda]$: Respuesta espectral relativa del dispositivo fotovoltaico [$A \cdot W^{-1}$]

T_{amb} : Temperatura ambiente [$^{\circ}C$]

T_C : Temperatura de célula [$^{\circ}C$]

T_{mod} : Temperatura de modulo [$^{\circ}C$]

$T_{mod,n}$: n-ésimo valor medido de la temperatura de modulo [$^{\circ}C$]

T : Tendencia de la serie temporal

UE: Unión Europea

UJA: Universidad de Jaén

V : Tensión [V]

V_{MPP} : Tensión en el punto de máxima potencia [V]

V_{OC} : Tensión de circuito abierto [V]

w_s : Velocidad del viento (del inglés *Wind Speed*) [m/s]

YOY: Siglas en inglés de *Year-on-Year*

Y : Serie temporal

$\Delta_{Sp,a,mod}$: Ganancias espectrales anuales modeladas [%]

$\Delta_{Sp,a,exp}$: Ganancias espectrales anuales experimentales [%]

γ : coeficiente de variación de la potencia con la temperatura [$^{\circ}C^{-1}$]

λ_1 : Límite inferior de la respuesta espectral del dispositivo fotovoltaico [nm]

λ_2 : Límite superior de la respuesta espectral del dispositivo fotovoltaico [nm]

λ_3 : Límite inferior de longitud de onda donde el dispositivo de referencia es espectralmente sensible [nm]

λ_4 : Límite superior de longitud de onda donde el dispositivo de referencia es espectralmente sensible [nm]

μc -Si: Silicio microcristalino

8. REFERENCIAS

- [1] British Petroleum, (2019). "BP Statistical Review of World Energy," 68th ed. Último acceso: (11/12/2019). Disponible: [<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>].
- [2] International Energy Agency, (2018). "Global Energy & CO2 Status Report 2018," ed. Último acceso: (06/12/2019). Disponible: [https://www.eenews.net/assets/2019/03/26/document_cw_01.pdf].
- [3] Fraunhofer ISE, (2019). "Photovoltaics Report 14/11/2019," ed: Fraunhofer ISE. Último acceso: (12/12/2019). Disponible: [<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>].
- [4] Solar Power Europe, (2019). "Global Market Outlook for Solar Power / 2019-2023," ed. Último acceso: (20/12/2019). Disponible: [https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2019/09/20190510_SolarPower-Europe_Global-Market-Outlook-for-Solar-Power-2019-2023.pdf?cf_id=4895].
- [5] IHS Markit, (2019). "Predictions for the PV industry in 2019," ed: IHS Markit. Último acceso: (05/12/2019). Disponible: [<https://ihsmarkit.com/Info/predictions-pv-industry-2019.html>].
- [6] Lazard, (2018). "Lazard's levelized cost of energy analysis-version 12.0," ed: Lazard. Último acceso: (12/12/2019). Disponible: [<https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>].
- [7] IEC 60904-3, (2008). "Ed. 2.0. Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data." Geneva (Switzerland): IEC Standard.
- [8] D.G. Erbs, S.A. Klein, and J.A. Duffie, (1982). "Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation," *Solar Energy*, vol. 28, pp. 293-302.

8. REFERENCIAS

- [9] B.Y. Liu and R.C. Jordan, (1960). "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation," *Solar Energy*, vol. 4, pp. 1-19.
- [10] J.F. Orgill and K.G. Hollands, (1977). "Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface," *Solar Energy*, vol. 19, pp. 357-359.
- [11] J.K. Page, (1964). "The Estimation of Monthly ea Values of Daily Total Short Wave Radiation on Vertical and Inclined Surfaces from Sunshine Records for Latitudes 40°N -40°S," *Proceedings of the UN Conference on New Sources of Energy*, vol. Paper No. 598, pp. 378-390.
- [12] D.T. Reindl, W.A. Beckman, and J.A. Duffie, (1990). "Diffuse fraction correlations," *Solar Energy*, vol. 45, pp. 1-7.
- [13] J.M. Servant, (1986). "CALCULATION OF THE CELL TEMPERATURE FOR PHOTOVOLTAIC MODULES FROM CLIMATIC DATA," in *Intersol Eighty Five*, E. Bilgen and K. G. T. Hollands, Eds., ed Oxford: Pergamon, pp. 1640-1643.
- [14] E. Skoplaki and J.A. Palyvos, (2009). "Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations," *Renewable Energy*, vol. 34, pp. 23-29.
- [15] R. Gottschalg, T. R. Betts, D.G. Infield, and M.J. Kearney, (2005). "The effect of spectral variations on the performance parameters of single and double junction amorphous silicon solar cells," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 85, pp. 415-428.
- [16] First Solar, ed. Último acceso: (16/11/2019). Disponible: [<http://www.firstsolar.com/-/media/First-Solar/Technical%20Documents/Series-6-Datasheets/Series-6-Datasheet.ashx>].
- [17] F. Almonacid, P. Rodrigo, and E.F. Fernández, (2016). "Determination of the current-voltage characteristics of concentrator systems by using different adapted conventional techniques," *Energy*, vol. 101, pp. 146-160.
- [18] E. Fernández, F. Almonacid, A. Soria-Moya, and J. Terrados, (2015). "Experimental analysis of the spectral factor for quantifying the spectral influence on concentrator photovoltaic systems under real operating conditions," *Energy*, vol. 90, pp. 1878-1886.
- [19] P.M. Rodrigo, E. Fernández, F. Almonacid, and P.J. Pérez-Higueras, (2017). "Quantification of the spectral coupling of atmosphere and photovoltaic system

- performance: Indexes, methods and impact on energy harvesting," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 163, pp. 73-90.
- [20] A.K. Tossa, Y.M. Soro, L. Thiaw, Y. Azoumah, L. Sicot, D. Yamegueu, C. Lishou, Y. Coulibaly, and G. Razongles, (2016). "Energy performance of different silicon photovoltaic technologies under hot and harsh climate," *Energy*, vol. 103, pp. 261-270.
- [21] J.Y. Ye, T. Reindl, A.G. Aberle, and T.M. Walsh, (2014). "Effect of Solar Spectrum on the Performance of Various Thin-Film PV Module Technologies in Tropical Singapore," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 4, pp. 1268-1274.
- [22] IEC 60904-3, (2008). "Photovoltaic devices—Part 7: Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices. Ed. 2.0." Geneva (Switzerland): IEC Standard.
- [23] F. Fabero, N. Vela, and F. Chenlo, (1995). "Influence of solar spectral variations on the conversion efficiency of a-Si and m-Si PV devices: a yearly and hourly study," in *13th European PVSEC*, Niza, pp. 2281-2284.
- [24] R. Gottschalg, T.R. Betts, A. Eeles, S.R. Williams, and J. Zhu, (2013). "Influences on the energy delivery of thin film photovoltaic modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 119, pp. 169-180.
- [25] T. Minemoto, S. Nagae, and H. Takakura, (2007). "Impact of spectral irradiance distribution and temperature on the outdoor performance of amorphous Si photovoltaic modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 91, pp. 919-923.
- [26] T. Minemoto, H. Takahashi, Y. Nakada, and H. Takakura, (2010). "Outdoor performance evaluation of photovoltaic modules using contour plots," *Current Applied Physics*, vol. 10, pp. S257-S260.
- [27] S. Nann and K. Emery, (1992). "Spectral effects on PV-device rating," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 27, pp. 189-216.
- [28] N.M. Pearsall, K.A. Emery, and M. Davies, (1987). "Influence of Reference Cell and Spectrum on the Measurement of Solar Cells," in *Seventh E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference*, Dordrecht, pp. 298-303.
- [29] T. Ishii, K. Otani, T. Takashima, and Y. Xue, (2013). "Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, pp. 481-489.

8. REFERENCIAS

- [30] D. Dirnberger, G. Blackburn, B. Müller, and C. Reise, (2015). "On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV technologies," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 132, pp. 431-442.
- [31] D. Dirnberger, B. Müller, and C. Reise, (2015). "On the uncertainty of energetic impact on the yield of different PV technologies due to varying spectral irradiance," *Solar Energy*, vol. 111, pp. 82-96.
- [32] M. Ana Amillo, T. Huld, P. Vourlioti, R. Müller, and M. Norton, (2015). "Application of Satellite-Based Spectrally-Resolved Solar Radiation Data to PV Performance Studies," *Energies*, vol. 8, pp. 3455-3488.
- [33] C. Gueymard, (1995). SMARTS2, a simple model of the atmospheric radiative transfer of sunshine: algorithms and performance assessment: Rep. FSEC-PF-270-95, Florida Solar Energy Center.
- [34] C. Gueymard, (2001). "Parameterized transmittance model for direct beam and circumsolar spectral irradiance," *Solar Energy*, vol. 71, pp. 325-346.
- [35] B.N. Holben, T.F. Eck, I. Slutsker, D. Tanré, J.P. Buis, A. Setzer, E. Vermote, J.A. Reagan, Y.J. Kaufman, T. Nakajima, F. Lavenue, I. Jankowiak, and A. Smirnov, (1998). "AERONET-A Federated Instrument Network and Data Archive for Aerosol Characterization," *Remote Sensing of Environment*, vol. 66, pp. 1-16.
- [36] E. Fernández, A. Soria-Moya, F. Almonacid, and J. Aguilera, (2016). "Comparative assessment of the spectral impact on the energy yield of high concentrator and conventional photovoltaic technology," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 147, pp. 185-197.
- [37] J. Polo, M. Alonso-Abella, A. Ruiz-Arias, and J.L. Balenzategui, (2017). "Worldwide analysis of spectral factors for seven photovoltaic technologies," *Solar Energy*, vol. 142, pp. 194-203.
- [38] C. Gueymard, (2004). "Corrigendum to "Direct solar transmittance and irradiance predictions with broadband models. Part I: detailed theoretical performance assessment" [*Solar Energy* 74 (2003) 355–379]," *Solar Energy*, vol. 76, p. 513.
- [39] M. Koussa, D. Saheb-Koussa, and S. Hadji, (2017). "Experimental investigation of simple solar radiation spectral model performances under a Mediterranean Algerian's climate," *Energy*, vol. 120, pp. 751-773.
- [40] G. Nofuentes, B. García-Domingo, J.V. Muñoz, and F. Chenlo, (2014). "Analysis of the dependence of the spectral factor of some PV technologies on the solar spectrum distribution," *Applied Energy*, vol. 113, pp. 302-309.

-
- [41] F. Chenlo, G. Nofuentes, B. García-Domingo, J. De La Casa, and M. Torres-Ramírez, (2013). "Dependence of the Spectral Factor on the Average Photon Energy in Some PV Technologies Deployed in Sunny Inland Sites," in *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, París, pp. 3541-3544.
- [42] M. Alonso-Abella, F. Chenlo, G. Nofuentes, and M. Torres-Ramírez, (2014). "Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: The case of four specific sites," *Energy*, vol. 67, pp. 435-443.
- [43] D.C. Jordan, S.R. Kurtz, K. Vansant, and J.D. Newmiller, (2016). "Compendium of photovoltaic degradation rates," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 24, pp. 978-989.
- [44] A. Skoczek, T. Sample, and E.D. Dunlop, (2009). "The results of performance measurements of field-aged crystalline silicon photovoltaic modules," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 17, pp. 227-240.
- [45] G. Belluardo, P. Ingenhoven, W. Sparber, J. Wagner, P. Weihs, and D. Moser, (2015). "Novel method for the improvement in the evaluation of outdoor performance loss rate in different PV technologies and comparison with two other methods," *Solar Energy*, vol. 117, pp. 139-152.
- [46] J.Y. Ye, T. Reindl, A.G. Aberle, and T.M. Walsh, (2014). "Performance Degradation of Various PV Module Technologies in Tropical Singapore," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 4, pp. 1288-1294.
- [47] D.C. Jordan and S.R. Kurtz, (2013). "Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, pp. 12-29.
- [48] G. Makrides, B. Zinsser, G.E. Georghiou, M. Schubert, and J.H. Werner, (2010). "Degradation of different photovoltaic technologies under field conditions," in *2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 2332-2337.
- [49] S. Kichou, P. Wolf, S. Silvestre, and A. Chouder, (2018). "Analysis of the behaviour of cadmium telluride and crystalline silicon photovoltaic modules deployed outdoor under humid continental climate conditions," *Solar Energy*, vol. 171, pp. 681-691.
- [50] M. Schweiger, U. Jahn, and W. Herrmann, (2011). "Factors affecting the performance of different thin-film PV technologies and their impact on the energy yield," in *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg, Germany, pp. 3640–3645.

8. REFERENCIAS

- [51] D.C. Jordan and S.R. Kurtz, (2014). "The Dark Horse of Evaluating Long-Term Field Performance—Data Filtering," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 4, pp. 317-323.
- [52] IEC 61646, (2013). "Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules – design qualification and type approval. IEC Standard." Geneva (Switzerland): IEC Standard.
- [53] M. Schweiger, J. Bonilla, W. Herrmann, A. Gerber, and U. Rau, (2017). "Performance stability of photovoltaic modules in different climates," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, pp. 968-981.
- [54] D.L. Staebler and C.R. Wronski, (1977). "Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si," *Applied Physics Letters*, vol. 31, pp. 292-294.
- [55] P. Zabierowski, U. Rau, and M. Igalson, (2001). "Classification of metastabilities in the electrical characteristics of ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se₂ solar cells," *Thin Solid Films*, vol. 387, pp. 147-150.
- [56] J.A. Del Cueto and B. Von Roedern, (2006). "Long-term transient and metastable effects in cadmium telluride photovoltaic modules," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 14, pp. 615-628.
- [57] P. Ingenhoven, G. Belluardo, G. Makrides, G.E. Georghiou, P. Rodden, L. Frearson, B. Herteleer, D. Bertani, and D. Moser, (2019). "Analysis of Photovoltaic Performance Loss Rates of Six Module Types in Five Geographical Locations," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 9, pp. 1091-1096.
- [58] A. Phinikarides, N. Kindyni, G. Makrides, and G.E. Georghiou, (2014). "Review of photovoltaic degradation rate methodologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, pp. 143-152.
- [59] A. Phinikarides, G. Makrides, N. Kindyni, and G.E. Georghiou, (2014). "Comparison of trend extraction methods for calculating performance loss rates of different photovoltaic technologies," in *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, pp. 3211-3215.
- [60] D.C. Jordan, R.M. Smith, C.R. Osterwald, E. Gelak, and S.R. Kurtz, (2010). "Outdoor PV degradation comparison," in *2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 002694-002697.
- [61] T. Ishii, T. Takashima, and K. Otani, (2011). "Long-term performance degradation of various kinds of photovoltaic modules under moderate climatic conditions," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 19, pp. 170-179.

- [62] U. Jahn, M. Schweiger, and W. Herrmann, (2012). "Final results of high precision indoor and outdoor performance characterization of various thin-film PV module technologies," in *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Frankfurt, Germany, pp. 3233–3238.
- [63] G. Makrides, B. Zinsser, M. Schubert, and G.E. Georghiou, (2014). "Performance loss rate of twelve photovoltaic technologies under field conditions using statistical techniques," *Solar Energy*, vol. 103, pp. 28-42.
- [64] V. Sharma, O.S. Sastry, A. Kumar, B. Bora, and S.S. Chandel, (2014). "Degradation analysis of a-Si, (HIT) hetero-junction intrinsic thin layer silicon and m-C-Si solar photovoltaic technologies under outdoor conditions," *Energy*, vol. 72, pp. 536-546.
- [65] M.Z. Hussin, S. Shaari, A. M. Omar, and Z.M. Zain, (2015). "Amorphous silicon thin-film: Behaviour of light-induced degradation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 388-402.
- [66] S. Kichou, E. Abaslioglu, S. Silvestre, G. Nofuentes, M. Torres-Ramírez, and A. Chouder, (2016). "Study of degradation and evaluation of model parameters of micromorph silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Jaén, Spain," *Energy Conversion and Management*, vol. 120, pp. 109-119.
- [67] S. Kichou, S. Silvestre, G. Nofuentes, M. Torres-Ramírez, A. Chouder, and D. Guasch, (2016). "Characterization of degradation and evaluation of model parameters of amorphous silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure," *Energy*, vol. 96, pp. 231-241.
- [68] A. Limmanee, N. Udomdachanut, S. Songtraai, S. Kaewniyompanit, Y. Sato, M. Nakaishi, S. Kittisontirak, K. Sriprapha, and Y. Sakamoto, (2016). "Field performance and degradation rates of different types of photovoltaic modules: A case study in Thailand," *Renewable Energy*, vol. 89, pp. 12-17.
- [69] S. Silvestre, S. Kichou, L. Guglielminotti, G. Nofuentes, and M. Alonso-Abella, (2016). "Degradation analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Spanish continental climate conditions," *Solar Energy*, vol. 139, pp. 599-607.
- [70] T. Ozden, B.G. Akinoglu, and R. Turan, (2017). "Long term outdoor performances of three different on-grid PV arrays in central Anatolia – An extended analysis," *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 182-195.

8. REFERENCIAS

- [71] A. Tahri, S. Silvestre, F. Tahri, S. Benlebna, and A. Chouder, (2017). "Analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long term exposure in semi-arid climate conditions," *Solar Energy*, vol. 157, pp. 587-595.
- [72] D.A. Quansah and M.S. Adaramola, (2019). "Assessment of early degradation and performance loss in five co-located solar photovoltaic module technologies installed in Ghana using performance ratio time-series regression," *Renewable Energy*, vol. 131, pp. 900-910.
- [73] S. Silvestre, A. Tahri, F. Tahri, S. Benlebna, and A. Chouder, (2018). "Evaluation of the performance and degradation of crystalline silicon-based photovoltaic modules in the Saharan environment," *Energy*, vol. 152, pp. 57-63.
- [74] A. Kyprianou, A. Phinikarides, G. Makrides, and G.E. Georghiou, (2014). "Robust principal component analysis for computing the degradation rates of different photovoltaic systems," in *Proceedings of the 29th EU-PVSEC Conference*, Amsterdam.
- [75] D.C. Jordan and S.R. Kurtz, (2010). "Analytical improvements in PV degradation rate determination," in *2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 002688-002693.
- [76] K.O. Davis, S.R. Kurtz, D.C. Jordan, J.H. Wohlgemuth, and N. Sorloaica-Hickman, (2013). "Multi-pronged analysis of degradation rates of photovoltaic modules and arrays deployed in Florida," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, pp. 702-712.
- [77] A.N. Dunea, D.N. Dunea, V.I. Moise, and M.F. Olariu, (2001). "Forecasting methods used for performance's simulation and optimization of photovoltaic grids," in *2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings (Cat. No.01EX502)*, p. 5 pp. vol.4.
- [78] W. Huaxin, (2017). " Análisis comparativo del funcionamiento de distintas tecnologías de paneles solares operando en las mismas condiciones," Tesis Doctoral, Departamento de Ingeniería Agroforestal, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica, Alimentaria y de Biosistemas. Universidad Politécnica de Madrid.
- [79] C.M. Whitaker, T.U. Townsend, J.D. Newmiller, D.L. King, W.E. Boyson, J.A. Kratochvil, D.E. Collier, and D.E. Osborn, (1997). "Application and validation of a new PV performance characterization method," in *Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1997*, pp. 1253-1256.

- [80] S. Shrestha and G. Tamizhmani, (2015). "Selection of best methods to calculate degradation rates of PV modules," in *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, pp. 1-4.
- [81] P. Ferrada, F. Araya, A. Marzo, and E. Fuentealba, (2015). "Performance analysis of photovoltaic systems of two different technologies in a coastal desert climate zone of Chile," *Solar Energy*, vol. 114, pp. 356-363.
- [82] E. Urrejola, J. Antonanzas, P. Ayala, M. Salgado, G. Ramírez-Sagner, C. Cortés, A. Pino, and R. Escobar, (2016). "Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in Santiago, Chile," *Energy Conversion and Management*, vol. 114, pp. 338-347.
- [83] D.C. Jordan, C.Deline, S.R. Kurtz, G.M. Kimball, and M. Anderson, (2018). "Robust PV Degradation Methodology and Application," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 8, pp. 525-531.
- [84] C. Cornaro and A. Andreotti, (2013). "Influence of Average Photon Energy index on solar irradiance characteristics and outdoor performance of photovoltaic modules," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, pp. 996-1003.
- [85] T. Ishii, K. Otani, A. Itagaki, and K. Utsunomiya, (2013). "A simplified methodology for estimating solar spectral influence on photovoltaic energy yield using average photon energy," *Energy Science & Engineering*, vol. 1, pp. 18-26.
- [86] R. Moreno-Sáez, M. Sidrach-De-Cardona, and L. Mora-López, (2013). "Data mining and statistical techniques for characterizing the performance of thin-film photovoltaic modules," *Expert Systems with Applications*, vol. 40, pp. 7141-7150.
- [87] R. Moreno-Sáez and L. Mora-López, (2014). "Modelling the distribution of solar spectral irradiance using data mining techniques," *Environmental Modelling & Software*, vol. 53, pp. 163-172.
- [88] M. Krawczynski, M.B. Strobel, and R. Gottschalg, (2009). "Intercomparison of Spectroradiometers for Outdoor Performance Monitoring," in *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany.
- [89] G. Nofuentes, M. Fuentes, J. Aguilera, and J.V. Muñoz, (2009). "An Assessment on Simple Modeling Approaches to the Electric Behavior of Two CIS PV Modules in a Sunny Climate," *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 131.

8. REFERENCIAS

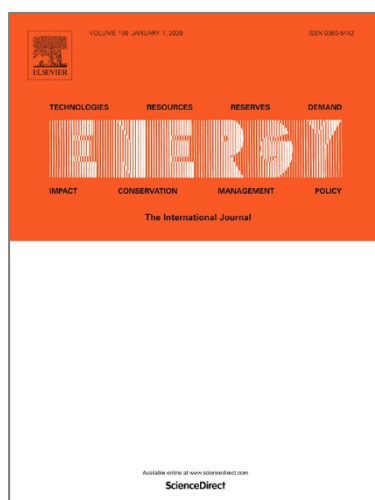
- [90] M. Torres-Ramírez, G. Nofuentes, J.P. Silva, S. Silvestre, and J.V. Muñoz, (2014). "Study on analytical modelling approaches to the performance of thin film PV modules in sunny inland climates," *Energy*, vol. 73, pp. 731-740.
- [91] G. Nofuentes, J. De La Casa, M. Torres-Ramirez, and M. Alonso-Abella, (2013). "Solar Spectral and Module Temperature Influence on the Outdoor Performance of Thin Film PV Modules Deployed on a Sunny Inland Site," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2013, p. 12.
- [92] G. Nofuentes, C.A. Gueymard, J. Aguilera, M.D. Pérez-Godoy, and F. Charte, (2017). "Is the average photon energy a unique characteristic of the spectral distribution of global irradiance?," *Solar Energy*, vol. 149, pp. 32-43.
- [93] IEC 60904-7, (2008). "Photovoltaic devices e part 7: computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices. 3rd Edition." Geneva (Switzerland): IEC Standard.
- [94] D.C. Jordan, T.J. Silverman, B. Sekulic, and S.R. Kurtz, (2017). "PV degradation curves: non-linearities and failure modes," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, pp. 583-591.
- [95] A. Bouaichi, A. El Amrani, M. Ouhadou, A. Lfakir, and C. Messaoudi, (2020). "In-situ performance and degradation of three different photovoltaic module technologies installed in arid climate of Morocco," *Energy*, vol. 190.
- [96] A. Bouaichi, A. Merrouni, C. Hajjaj, H. Zitouni, A. Ghennioui, A. Amrani, and C. Messaoudi, (2019). "In-situ inspection and measurement of degradation mechanisms for crystalline and thin film PV systems under harsh climatic conditions," *Energy Procedia*, vol. 157, pp. 1210-1219.
- [97] S. Choi, T. Ishii, R. Sato, Y. Chiba, and A. Masuda, (2018). "Performance degradation due to outdoor exposure and seasonal variation in amorphous silicon photovoltaic modules," *Thin Solid Films*, vol. 661, pp. 116-121.
- [98] A. Limmanee, S. Songtraï, N. Udomdachanut, S. Kaewniyompanit, Y. Sato, M. Nakaishi, S. Kittisontirak, K. Sriprapha, and Y. Sakamoto, (2017). "Degradation analysis of photovoltaic modules under tropical climatic conditions and its impacts on LCOE," *Renewable Energy*, vol. 102, pp. 199-204.
- [99] G. Makrides, M. Theristis, J. Bratcher, J. Pratt, and G.E. Georghiou, (2018). "Five-year performance and reliability analysis of monocrystalline photovoltaic modules with different backsheet materials," *Solar Energy*, vol. 171, pp. 491-499.

- [100] IEC 61724-1, (2017). "Photovoltaic System Performance Monitoring – Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis; ." Geneva (Switzerland): IEC Standard.
- [101] F. Martínez-Moreno, E. Lorenzo, J. Muñoz, and R. Moretón, (2012). "On the testing of large PV arrays," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 20, pp. 100-105.
- [102] ISO, (2008). *Guide 98-3. Uncertainty of measurement - Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995). Guid. 98-3 130.*
- [103] B. Efron, (1979). "Bootstrap Methods: Another Look at the Jackknife," *Ann. Statist.*, vol. 7, pp. 1-26.
- [104] D.L. Staebler and C.R. Wronski, (1977). "Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si," *Applied Physics Letters*, vol. 31.
- [105] R. Rawat, R. Singh, O.S. Sastry, and S.C. Kaushik, (2017). "Performance evaluation of micromorph based thin film photovoltaic modules in real operating conditions of composite climate," *Energy*, vol. 120, pp. 537-548.
- [106] D.C. Jordan and S.R. Kurtz, (2016). "PV module stability and reliability," in *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems. Modelling, Measurement and Assessment*, Nicola Pearsall, Ed., 1st ed Woodhead Publishing, pp. 71-101.
- [107] L. Fanni, I. Pola, E. Burà, T. Friesen, and D. Chianese, (2009). "Investigation of Annealing and Degradation Effects on a-Si PV Modules in Real Operating Conditions," in *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September* Hamburg, Germany, pp. 3596 - 3599.
- [108] N. Strevel, L. Trippel, and M. Gloeckler, (2012). "Performance Characterization and Superior Energy Yield of First Solar PV Power Plants in High-Temperature Conditions," *Photovoltaics International*, vol. 17.
- [109] L. Ngan, N. Strevel, K. Passow, A.F. Panchula, and D.C. Jordan, (2014). "Performance characterization of cadmium telluride modules validated by utility-scale and test systems," in *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, pp. 1957-1962.

PARTE II. PUBLICACIONES REALIZADAS EN EL MARCO DE LA TESIS DOCTORAL

En esta Parte se anexan las contribuciones realizadas en el marco de la presente Tesis Doctoral. Dichas contribuciones son un compendio de dos artículos publicados en revistas de reconocido prestigio indexadas en el ISI *Journal Citation Reports Science Edition* de la Web of Science (WoS). En adelante se hace referencia a dichos artículos, al factor de impacto de las revistas donde fueron publicados y a la posición que estas ocupan dentro de las categorías científicas a las que pertenecen.

Nofuentes G., de la Casa J., **Solís-Alemán E.M.**, Fernandez E.F. Spectral impact on PV performance in mid-latitude sunny inland sites: experimental vs. modelled results. *Energy* 2017; 141: 1857-1868. DOI: [dx. doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.078](https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.078)

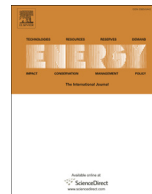


Estado: Publicado

Índice de Impacto (JCR *Science Edition* 2017): 4.968

Categoría científica: *Energy & fuels*. **Posición:** 18/97 (primer cuartil)

Categoría científica: *Thermodynamics*. **Posición:** 4/59 (primer decil)



Spectral impact on PV performance in mid-latitude sunny inland sites: Experimental vs. modelled results

Gustavo Nofuentes^{a, b, *}, Juan de la Casa^{a, b}, Ernesto M. Solís-Alemán^c,
Eduardo F. Fernández^{a, b}

^a IDEA Research Group, University of Jaén, Campus de Las Lagunillas, 23071-Jaén, Spain

^b Centre for Advanced Studies in Energy and Environment, University of Jaén, Campus Las Lagunillas, 23071-Jaén, Spain

^c University of Matanzas, Department of Mechanical Engineering, Matanzas, Cuba

ARTICLE INFO

Article history:

Received 21 June 2017

Received in revised form

12 November 2017

Accepted 13 November 2017

Available online 16 November 2017

Keywords:

PV materials

Spectral irradiance measurement and modelling

Spectral gains

Average photon energy

ABSTRACT

The influence of spectral irradiance on the performance of different PV materials—amorphous silicon, CdTe, CIS, and monocrystalline silicon—is studied in two cities assumed representative of mid-latitude inland sunny sites not affected by extreme atmospheric characteristics. Experimental and modelled spectral mismatch factors at different timescales—instantaneous, monthly, and annual—were derived from a) outdoor spectra recorded over a 24-month experimental campaign conducted in Madrid and Jaén (Spain) and b) synthetic spectra computed using SMARTS and input atmospheric data from AERONET. The experimental annual spectral gains presented here lie within $\pm 1\%$ for all PV materials under scrutiny in both sites, in close agreement with modelled results. In practical terms, this may lead to simpler PV modelling approaches by neglecting spectral effects on an annual basis in sites with spectral characteristics similar to Madrid's and Jaén's. Modelled spectral impacts on PV performance previously reported for these two cities are qualitatively well aligned with our findings. Interestingly, absolute differences between the results regarding the annual spectral influence on monocrystalline silicon and CdTe in both sites obtained by means of a model based on satellite-based spectrally resolved irradiance data and the experimental results for these materials presented here stay below 0.3%.

© 2017 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

The spectral distribution of incoming solar irradiance—in short, 'spectral irradiance'—influences the performance of photovoltaic (PV) materials. This occurs due to the differences between the distributions of the actual solar spectra under which a PV device operates and those of the standard AM1.5G solar spectrum [18], used for rating purposes. It is well known that spectral effects are more noticeable in materials with larger bandgaps, and consequently, narrower spectral responses. Further, such effects are reduced as longer intervals of integration are used, i.e. instantaneous, daily, monthly, and annual timescales. Nevertheless, the impact of the varying spectral irradiance should be considered to produce accurate predictions of the expected electricity output of such devices in the long term. However, this is not always easy as

spectral irradiance records available in meteorological databases are very scarce. Additionally, using spectral measurements in PV performance models turns out to be a more complex task than simply using broadband irradiance data [1,9,37,40].

Spectral effects have been widely explored in the literature [7,10], and some recent valuable studies addressing the spectral influence on PV performance have been conducted worldwide. Ishii et al. [20] presented an in-depth study dealing with the variation in the daily spectral mismatch factor and the average photon energy (APE, in eV) for different PV materials under fine and cloudy weather in nine sites in Japan. Nofuentes et al. [33] looked into the experimental dependence of the spectral mismatch factor on APE for Jaén (Spain) by analysing a one-year period of spectral measurements. Abella et al. (2014) modelled the monthly and annual spectral impact on different PV technologies for Stuttgart (Germany), Madrid (Spain), Jaén (Spain), and Tamanrasset (Algeria). These authors also used spectra recorded over one year to show the monthly and annual influences of the spectrum on the outdoor behaviour of single-junction PV devices relative to the spectral

* Corresponding author. IDEA Research Group, University of Jaén, Campus de Las Lagunillas, 23071-Jaén, Spain.

E-mail address: gnofuen@ujaen.es (G. Nofuentes).

impact underwent by a typical polycrystalline silicon cell. Ye et al. [42] presented results of a one-year measurement period to assess the influence of spectral irradiance on the PV output—at monthly and annual timescales—of thin-film materials in tropical Singapore. Likewise, Dirnberger et al. [5] analysed the monthly and annual spectral influence on the performance of different PV technologies for Freiburg im Breisgau (Germany) by using spectral data recorded over a three-and-a-half-year experimental campaign. Amillo et al. [3] used satellite-based solar radiation-modelled data to produce maps of geographical variation in the annual average spectral mismatch. A recent publication [11] used the Simple Model of Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine (SMARTS) at five locations of the Aerosol Robotic Network (AERONET) to assess the spectral impact on the energy yield of high concentrator PV and conventional PV technology. In this direction, a much wider approach has been recently carried out [35] by using SMARTS at 124 sites of AERONET to analyse the geographical patterns of spectral gains/losses experienced by different PV technologies worldwide.

Spectrally resolved irradiance observations are scarce, leading to analyses such as those presented in the examples above, in which different instruments, experimental protocols, and/or timescales are generally used. Moreover, some of these analyses are mainly based on simulation techniques and might require further empirical validation. This is probably why some of them differ even qualitatively when modelling the influence of the spectrum. For instance, Amillo et al. [3] calculated spectral gains for amorphous silicon (a-Si) ranging from 3%–4% in Europe, whereas Polo et al. [35] obtained spectral losses lying within 1%–7% for this material in the same area. In this respect, analyses conducted using ground-based spectral measurements for Freiburg im Breisgau [5] and Loughborough (UK) [13] reported positive gains for a-Si in these sites. Nevertheless, it is widely known that spectral models are limited to representing cloudy conditions [15,23].

Based on the above discussion, further ground-measured spectral irradiance data collection is needed, as encouraged in most publications detailed earlier. This work is aimed at enlarging the existing knowledge database by analysing the spectral irradiance data recorded over a two-year experimental campaign conducted in Madrid (Spain) and Jaén (Spain), which may well be considered representative of mid-latitude sunny inland sites not affected by extreme atmospheric characteristics. One of the most innovative aspects of this study is derived from the fact that the monthly and annual spectral impacts on PV performance for these two Spanish sites are additionally obtained through synthetic spectra and then compared against the empirical monthly and annual spectral influence on the PV materials considered. As commented earlier, some of the above-mentioned studies lack a proper assessment of the consistency of their results. In this sense, this study benefits from the comparison of the obtained experimental results against the modelled ones. In addition, the empirical results presented here are compared with previously published modelled spectral impacts on PV performance for the sites under scrutiny. Thus, the results presented in this paper contribute to the validation of such modelling approaches. Moreover, the conclusions obtained presumably hold for locations with sunny inland climates similar to those of Madrid and Jaén.

The approach followed hereafter is similar to that presented by Alonso-Abella et al. [2], Ye et al. [42], Dirnberger et al. [5], Amillo et al. [3], and Fernández et al. [11]. Specifically, the two-year experimental campaign carried out in Madrid and Jaén provides sufficient data so that the ‘instantaneous’ spectral mismatch factor is calculated from outdoor measurements and indoor-measured relative spectral responses of PV modules of different technolo-

gies. The experimental monthly and annual spectral impacts on the performance of such PV modules are derived from these calculations by using monthly and annual intervals of integration. Further, the spectral irradiance at each site is calculated using the SMARTS model in conjunction with input atmospheric data from AERONET. The influence of the spectrum on the PV modules considered is then modelled on monthly and annual bases. The results derived from spectrally resolved ground-based observations of irradiance and synthetic spectra are compared, which are then discussed and interpreted in comparison to the modelled ones published in the literature.

2. Materials and methods

2.1. Experimental setup and data filtering

The experimental data used in this study were collected in the outdoor research facilities installed in the High Technical School buildings of both University Carlos III (Madrid, Spain, latitude 40.4°N, longitude 3.7°W, with a continental climate and an average annual horizontal irradiation of 1716 kWh·m⁻²) and the University of Jaén (Jaén, Spain, latitude 37.8°N, longitude 3.8°W, with a Mediterranean–continental climate and an average annual horizontal irradiation of 1790 kWh·m⁻²). These installations were described in detail in a previous study [2].

The spectral irradiance was measured using an EKO™ MS-700 spectroradiometer in both sites. Although the measurement range reported by the manufacturer is within 350–1050 nm, this spectroradiometer actually records spectral instances from 300 to 1150 nm with a measurement interval of 3.3 nm. In this sense, some tests reported in the literature [24,42] yielded good results in terms of repeatability and reproducibility outside the 350–1050 nm waveband for this instrument. According to the certificate of calibration issued by the manufacturer, the expanded uncertainties for the spectral measurements obtained with Jaén's instrument are as follows: ±10.90%, ±4.20%, and ±4.10% for the 350–450 nm, 450–900 nm, and 900–1050 nm wavebands, respectively. Similar values were reported for Madrid's instrument: ±10.77%, ±4.10%, and ±4.04%, respectively. The incident irradiance measurements were performed through a Kipp & Zonnen™ CMP 21 pyranometer in Madrid and Jaén. Thus, the estimated expanded uncertainties of the pyranometers installed in Madrid and Jaén equal ±1.8% and ±1.5%, respectively, according to the calibration certificates provided by the manufacturer. The spectroradiometer and pyranometer were mounted facing south with a 30° tilt in each site. This inclination was selected to maximize the annual collection of irradiation [4]. The experimental campaign ranged from January 2012 to December 2013, inclusive, and data were logged every 5 min. Measurements recorded at values of incident irradiance below 300 W m⁻² were disregarded, as these low irradiance levels are pretty much irrelevant when it comes to the annual PV output produced in sunny locations such as those under scrutiny here [25,32,41]. Specifically, less than 10% of the annual irradiation is collected at irradiance levels below this lower threshold in both sites [31,33,34,39]. Thus, error incurred when neglecting such samples is negligible. Furthermore, dropping measurements at these low irradiance levels reduces the uncertainty introduced in the results to be presented hereafter. In doing so, the effects of the cosine response and irradiance linearity at low light levels of PV modules are minimised as well (Ishii et al., 2011; [33]). Indeed, in the vicinity of 1000 W m⁻² and near-to-perpendicular angle of incidence (AOI), the uncertainty related to the measured global incident irradiance may decrease down to 1%–2%, while it may rise up to 20% at low

irradiance levels with large values of AOI [16].

2.2. Experimental spectral irradiance

As commented above, the solar spectra were recorded from 300 to 1150 nm; these limits were imposed by the measurement range of the spectroradiometer. Nevertheless, as shown below in Subsection 2.5, the relative spectral responses of the mono-crystalline silicon (m-Si) and copper indium diselenide (CIS) PV modules under analysis extended beyond 1150 nm. Therefore, the spectral analysis detailed below required the extrapolation of each measured spectrum. This extrapolation follows the method proposed by Martín and Ruiz [26] in which the AM1.5G solar spectral distribution is considered as a reference. Thus, each measured spectrum was extrapolated beyond 1150 nm by modifying this reference spectrum according to the ratio of the integrated measured spectral irradiance in the range 700–1050 nm to the integrated AM1.5G spectrum throughout this wavelength range. This method was also used to investigate the dependence of the spectral mismatch factor (*MM*) on *APE* [33]. Nevertheless, given that the values of the spectral response of the m-Si and CIS PV modules studied were very small beyond 1150 nm, a minor uncertainty was introduced by taking into account this spectrum extrapolation in the calculation of the experimental spectral impact shown, as shown in Subsection 2.4.

2.3. Modelled spectral irradiance

Synthetic spectra were generated according to the procedure followed by Fernández et al. [11], which is summarised in what follows. Measurements of aerosol optical depth (AOD), precipitable water (PW), Ångström or wavelength exponent (α) [8], and other relevant atmospheric variables were obtained from the AERONET [17] data. In Madrid, the AERONET site from the Spanish Meteorological Service (AEMET) is ~20 km away from our outdoor research facilities and is located in a similar urban environment. However, values of atmospheric parameters of the AERONET site of the University of Granada (latitude 37°10'N, longitude 3°36'W, elevation 680 m) were assumed to be representative of Jaén [34] since the latter is 93 km to the north of the former and has the same Mediterranean–continental climate as Jaén's. AERONET offers measurements of key atmospheric parameters for three quality levels (Level 1, Level 1.5, and Level 2). Therefore, high-quality observed values of the relevant atmospheric parameters for the two sites under investigation were available to model the spectral irradiance.

To synthetically generate the spectral irradiance at every time instant, AM was calculated as a function of sun's zenith angle (θ_z , in degrees) every 10 min as [14,15].

$$AM = \left[\cos\theta_z + 0.48353 \cdot \theta_z^{0.095846} / (96.7412 - \theta_z)^{1.754} \right]^{-1} \quad (1)$$

and the daily values of AOD at 550 nm, PW, and α were drawn from the AERONET database, while the rest of atmospheric input parameters of the SMARTS model were kept constant at the reference

values (AM1.5G reference spectrum). Table 1 shows the number and quality of available data at each location. Once the above parameters were available, the daily time series of the global tilted spectral irradiance for the whole year was simulated with the SMARTS model. Combining high-quality ground-measured data from AERONET and the SMARTS model is a widely used approach intended to assess the influence the spectral irradiance exerts on the performance of PV devices, as shown in Section 1.

2.4. Spectral impact using different timescales

One method to assess the influence exerted by the spectrum on a PV device involves measuring the short-circuit current of such a device (I_{sc} , in A) at a given incident global irradiance. The deviation of the actual spectrum from the reference spectrum can be quantified by comparing the actual I_{sc} against that obtained by assuming that the spectral distribution of the incident global irradiance conforms to the AM1.5G reference. However, using this method makes it difficult to isolate the spectral impact from the influence of temperature and power degradation over time. Moreover, this task gets trickier for a-Si and micromorph PV modules as initial light-induced degradation, together with thermal annealing phenomena, may mask the spectral effects [22,31,36]. In this study, the influence of the spectrum was determined by another well-known method, based on computing *MM* from outdoor measured spectra and indoor measured spectral responses of PV modules. Following some previously proposed approaches [2,5,42], a negligible impact of the operating conditions on such spectral responses is assumed hereafter.

If the considered reference device is a pyranometer, in which a flat spectral response may be assumed, *MM* is defined according to the IEC 60904-7 standard [19], as follows:

$$MM = \frac{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda)SR(\lambda)d\lambda \int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E^*(\lambda)d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E^*(\lambda)SR(\lambda)d\lambda \int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E(\lambda)d\lambda} \quad (2)$$

where λ_1 [nm] and λ_2 [nm] are the lower and upper limits within which absorption takes place in the PV device, λ_3 [nm] and λ_4 [nm] are the wavelength limits within which the reference device is spectrally sensitive, $SR(\lambda)$ [$A \cdot W^{-1}$] is the spectral response of the PV device, $E(\lambda)$ [$W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$] is the spectral irradiance of the actual solar spectrum (experimental or modelled), and $E^*(\lambda)$ [$W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$] is the spectral irradiance of the standard AM1.5G spectrum, as stated in the IEC 60904-3 standard [18].

If only spectral issues are taken into account, values of *MM* higher than 1 mean spectral gains, while those below 1 mean spectral losses. In other words, $MM > 1$ means that the PV device performs better under the actual solar spectral distribution than that under the standard solar spectrum AM1.5G, without temperature correction. Conversely, $MM < 1$ means that the PV device performs better under the latter spectrum than under the former.

Eq. (2) can be simplified if we assume that G [$W \cdot m^{-2}$] is the incident global irradiance calculated by integrating $E(\lambda)$ between λ_3 and λ_4 , G^* [$W \cdot m^{-2}$] is the incident global irradiance at standard test conditions (STC), and I_{sc}^* [A] is the short-circuit current of the PV

Table 1

Number of days and quality of ground-measured data available at AERONET database in Madrid and Granada.

Location	Available time period (days)	Data quality
Madrid	552	Level 2.0 quality Assured Data (Highest)
Granada	1789	

device at STC. Thus, MM can be written as follows:

$$MM = \frac{G^* I_{sc}}{G I_{sc}^*} \quad (3)$$

For experimental values of MM , $E(\lambda)$ is recorded by a spectroradiometer, and then extrapolated as commented in Subsection 2.2, whereas G comes from the measurements taken by the pyranometer [5].

If the spectral impact is to be investigated on a monthly and an annual basis, two indices are especially helpful [2]: the monthly spectral mismatch factor (MM_m) and the annual spectral mismatch factor (MM_a). MM_m is given by

$$MM_m = \frac{\int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E^*(\lambda) d\lambda \sum_{i=1}^{N_m} \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_i(\lambda) SR(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E^*(\lambda) SR(\lambda) d\lambda \sum_{i=1}^{N_m} \int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E_i(\lambda) d\lambda} \quad (4)$$

where $E_i(\lambda)$ [$W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$] is the i -th spectral irradiance (experimental or modelled) and N_m is the number of spectral instances scanned or modelled over a month.

Likewise, MM_a is given by

$$MM_a = \frac{\int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E^*(\lambda) d\lambda \sum_{i=1}^{N_y} \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_i(\lambda) SR(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E^*(\lambda) SR(\lambda) d\lambda \sum_{i=1}^{N_y} \int_{\lambda_3}^{\lambda_4} E_i(\lambda) d\lambda} \quad (5)$$

where N_y is the number of spectral instances scanned or modelled over a year. Obviously, the values of MM_m and MM_a higher/lower than 1 imply spectral gains/losses when a month and a year are used as time intervals of integration, respectively. The relative spectral response—maximum $SR(\lambda)$ value is unity by scaling the measured spectral response—can also be used in the computation of MM , MM_m , and MM_a , as they can be easily derived from Eqs. (2), (4) and (5).

Eqs. (4) and (5) can also be rewritten in a simpler way, given the considerations detailed above:

$$MM_m = \frac{\sum_{i=1}^{N_m} I_{sc,i}}{\frac{I_{sc}^*}{G} \sum_{i=1}^{N_m} G_i} = \frac{\sum_{i=1}^{N_m} MM_i G_i}{\sum_{i=1}^{N_m} G_i} \quad (6)$$

$$MM_a = \frac{\sum_{i=1}^{N_y} I_{sc,i}}{\frac{I_{sc}^*}{G} \sum_{i=1}^{N_y} G_i} = \frac{\sum_{i=1}^{N_y} MM_i G_i}{\sum_{i=1}^{N_y} G_i} \quad (7)$$

where $I_{sc,i}$ [A] is the i -th value of the short-circuit current of the PV device generated under $E_i(\lambda)$, MM_i is the i -th value of the spectral mismatch factor calculated by means of Eq. (2) using $E_i(\lambda)$, and G_i [$W \cdot m^{-2}$] is the i -th value of the incident irradiance either recorded by the pyranometer (experimental) or calculated by integrating the spectral irradiance synthetically generated over the 300–4000 nm waveband (modelled). If the irradiance linear response at low light levels, together with soiling, and angular losses experienced by the PV device are negligible, $MM_i \cdot G_i$ is the irradiance that actually contributes to $I_{sc,i}$. For clarity, $MM_{m,exp}$ and $MM_{m,mod}$ are used to

denote the experimental and modelled values of MM_m , respectively. Likewise, $MM_{a,exp}$ and $MM_{a,mod}$ are used to denote the experimental and modelled values of MM_a , respectively.

The modelled percentage annual spectral gains ($\Delta_{Spectrum,year,mod}$) can be expressed as

$$\Delta_{Spectrum,year,mod} = (MM_{a,mod} - 1) \times 100 \quad (8)$$

However, values of $MM_{a,exp}$ evaluated for individual years might be misleading if important spectral data breaks occur in specific months [5]. If this is the case, the result of the computation of this parameter will be biased, depending on the month(s) in which the data are missing. Thus, the experimental percentage annual spectral gains ($\Delta_{Spectrum,year,exp}$) is a more accurate parameter than the latter to account for experimental spectral effects on an annual basis:

$$\Delta_{Spectrum,year,exp} = \left(\frac{\sum_{i=1}^{24} H_i MM_{m,exp,i}}{\sum_{i=1}^{24} H_i} - 1 \right) \times 100 \quad (9)$$

where H_i [$W \cdot h \cdot m^{-2}$] is the incident irradiation recorded corresponding to the i -th month of the experimental campaign and $MM_{m,exp,i}$ is the experimental monthly spectral mismatch factor corresponding to the i -th month of the experimental campaign. H_i is calculated by integrating the irradiance measurements recorded by the pyranometer at 5-min intervals during the i -th month. Note that Eq. (9) accounts for the duration of this specific experimental campaign (24 months). If the available data were collected over N years, the summation in this equation would be extended up to $12 N$. Obviously, positive/negative values of $\Delta_{Spectrum,year,exp}$ and $\Delta_{Spectrum,year,mod}$ imply annual spectral gains/losses.

2.5. Spectral responses and electrical characteristics at STC of materials studied

Obtaining the relative spectral responses ($SR_r(\lambda)$) of four different commercially available PV modules—made of a-Si, cadmium telluride (CdTe), CIS, and m-Si—was entrusted to the Centro de Investigaciones Energéticas y Medioambientales (CIEMAT) laboratories (Madrid, Spain). These relative spectral responses are depicted in Fig. 1 and were used in Eqs. (2), (4) and (5) to assess the instantaneous influence of the solar spectrum distribution on PV materials, together with the monthly and annual spectral impact. Table 2 gathers some significant electrical parameters of the PV

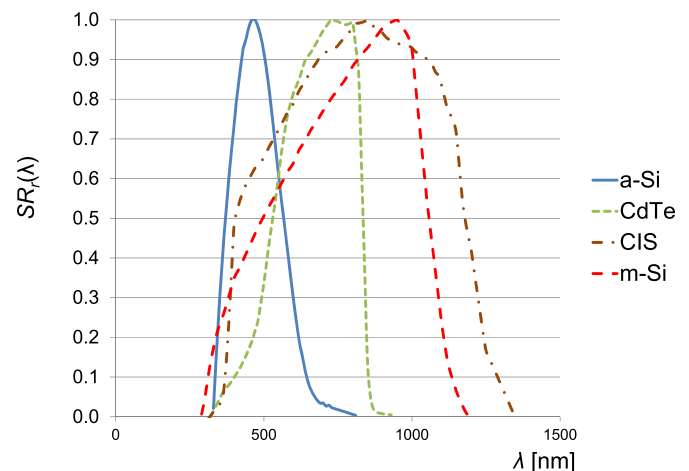


Fig. 1. Relative spectral responses of the four PV modules analysed in this study.

Table 2

Values measured at STC of maximum power (P_M^* , in W), open-circuit voltage (V_{OC}^* , in V) and short-circuit current (I_{SC}^* , in A) of the four PV modules analysed in this study. Values of their power temperature coefficient (γ , in $^{\circ}\text{C}^{-1}$) are also provided.

	a-Si	CdTe	m-Si	CIS
P_M^* [W]	$79.2 \pm 2.2\%$	$67.1 \pm 2.2\%$	$278.0 \pm 2.2\%$	$80.7 \pm 2.2\%$
V_{OC}^* [V]	$96.9 \pm 0.3\%$	$92.5 \pm 0.3\%$	$39.0 \pm 0.3\%$	$45.0 \pm 0.3\%$
I_{SC}^* [A]	$1.2 \pm 1.8\%$	$1.2 \pm 1.8\%$	$9.4 \pm 1.8\%$	$2.8 \pm 1.8\%$
γ [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]	-0.0023	-0.0025	-0.0042	-0.0039

modules studied measured at STC. Additionally, measured values of the temperature coefficient of the PV specimens under scrutiny are also provided in this Table.

2.6. APE

APE (in eV) was first proposed by Jardine et al. [21] as the ratio of the total irradiance of the spectrum to the photon flux density:

$$APE = \frac{\int_a^b E(\lambda) d\lambda}{q \int_a^b \phi(\lambda) d\lambda} \quad (10)$$

where $\phi(\lambda)$ [$\text{m}^{-2} \cdot \text{nm}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$] is the spectral photon flux density, q is the electronic charge, and a [nm] and b [nm] are the lower and upper wavelength limits, respectively, of the considered waveband.

As shown in Eq. (10), the value of this index for a specific spectrum depends on the lower and upper wavelength limits used for its calculation. Thus, the value of APE for the AM1.5G reference spectrum equals 1.88 eV for the 350–1050 nm waveband [27]. Hence, values of this index higher or smaller than that calculated under reference conditions indicate a ‘blue’ or ‘red shift’ in the spectral distribution, respectively.

3. Results and discussion

3.1. Experimental spectral mismatch factor

After the data filtering described in Section 3.1, 40,554 and 34,503 spectral measurements remained in the datasets from Jaén and Madrid, respectively. Some remarkable data breaks occurred in July–August 2012, December 2012, and July–August 2013 at the

Madrid site. Figs. 2–5 depict the values of MM obtained in Madrid and Jaén over the experimental campaign for the four PV technologies considered. As expected given their large band gap, the influence of spectral irradiance is highly noticeable in the a-Si and CdTe PV modules studied. On one hand, MM shows a seasonal variation so that low values down to 0.700 and 0.940 are identified in winter months for these PV modules, respectively. Such low values correspond to ‘red-rich’ spectra prevailing in both sites during the cold season. On the other hand, MM exceeds 1.150 on some days between February and November for the a-Si PV module, and increases to 1.040 for the CdTe PV module in September and October. Meanwhile, the CIS and m-Si PV modules studied show a far less pronounced seasonal sensitivity to the distribution of the solar spectrum. Indeed, most values of MM lie between 0.980 and 1.030 over the year. Higher values of this parameter take place in winter—when spectra with enhanced red light prevail in sunny inland sites located in mid-latitudes such as those considered in this study—while lower ones close to 1.000 are obtained during the rest of the year, when spectra shifted to shorter wavelengths predominate. It is worth noting the large degree of similarity between the spectral behaviour of these two materials over time, as depicted in Figs. 4 and 5.

3.2. Experimental and modelled monthly spectral mismatch factor

From a PV engineering viewpoint, Figs. 2–5 and the subsequent short discussion of results shown in the preceding paragraph are not very meaningful, as commented in Section 2. PV designers are more interested in spectral effects on a monthly and an annual basis, rather than looking into instantaneous spectral gains or losses. In this sense, Figs. 6 and 7 can prove more useful as monthly scales of integration are used to assess the influence of the spectrum for the four considered technologies in Madrid and Jaén. These two Figures show the experimental values of MM_m computed using the data recorded over 2012 and 2013 together with the modelled values of this parameter as obtained through the SMARTS model and the atmospheric inputs provided by the AERONET database.

A clear seasonal trend of the impact of the distribution of the solar spectrum on each PV technology is visible over the period under investigation. Regarding a-Si, $MM_{m,exp}$ ranges between 0.882 (December 2013) and 1.044 (June 2012) in Madrid, while this parameter spans from 0.924 (December 2012) to 1.035 (June 2012 and 2013) in Jaén. For CdTe, $MM_{m,exp}$ peaks during September 2013 in Madrid and Jaén—1.015 and 1.016, respectively—while it lowers down to a minimum –0.985 (Madrid) and 0.986 (Jaén) in February

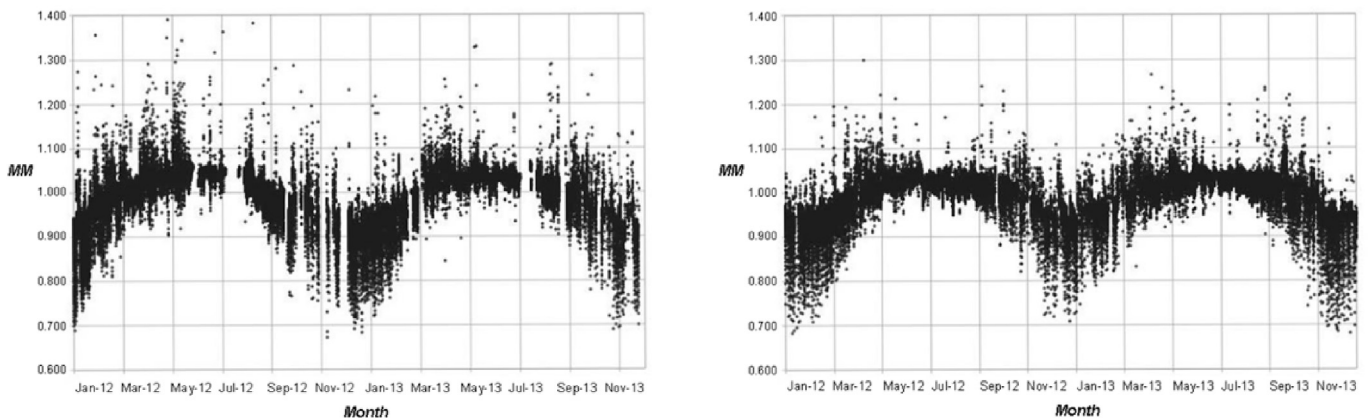


Fig. 2. Values of the spectral mismatch factor over the experimental campaign for the a-Si PV module considered in Madrid (left) and Jaén (right).

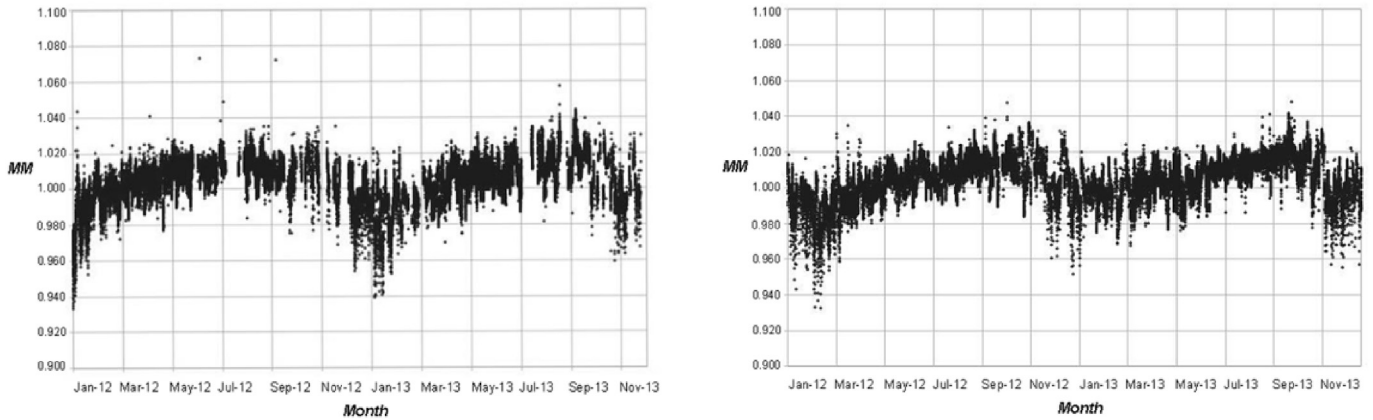


Fig. 3. Values of the spectral mismatch factor over the experimental campaign for the CdTe PV module considered in Madrid (left) and Jaén (right).

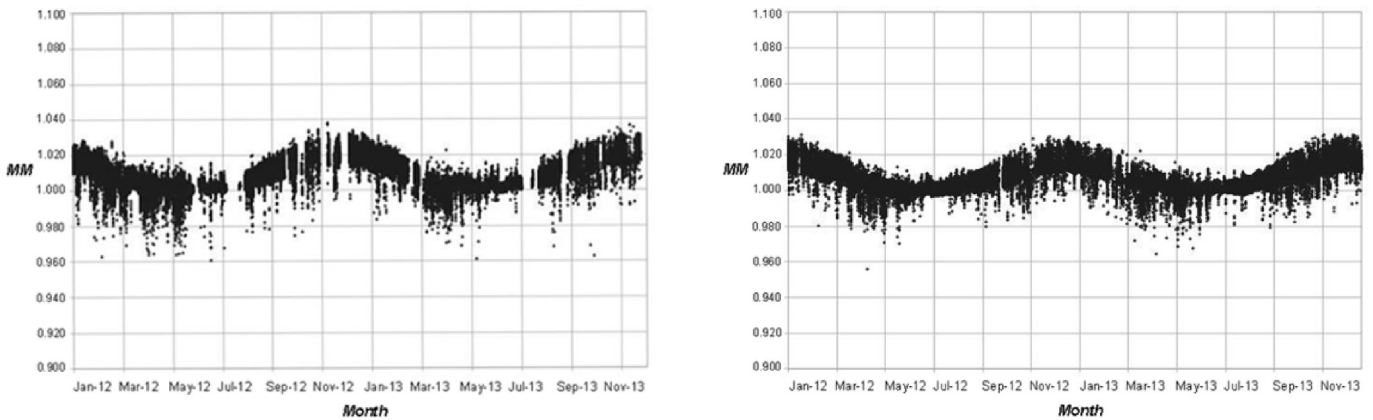


Fig. 4. Values of the spectral mismatch factor over the experimental campaign for the CIS PV module considered in Madrid (left) and Jaén (right).

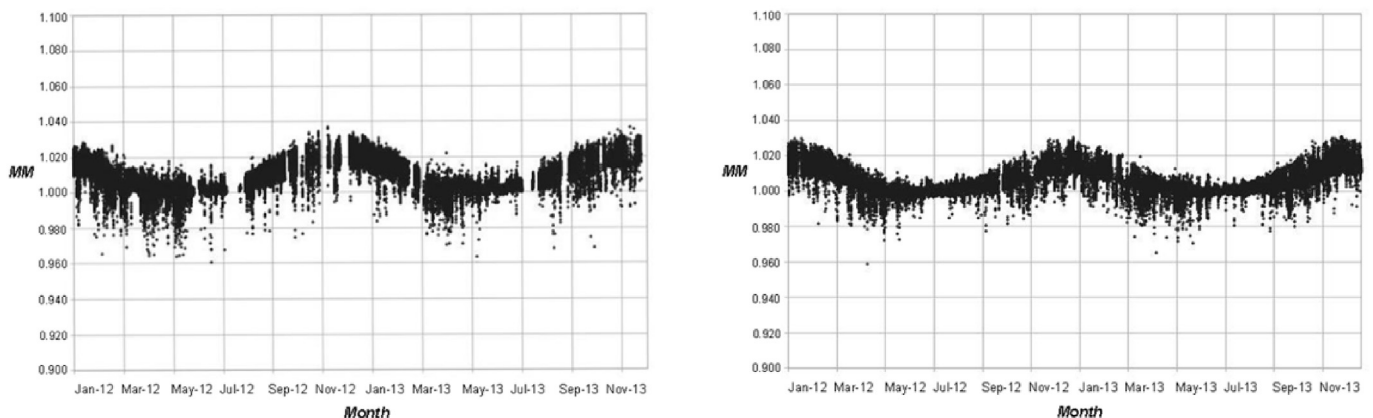


Fig. 5. Values of the spectral mismatch factor over the experimental campaign for the m-Si PV module considered in Madrid (left) and Jaén (right).

2012. The spectral irradiance exerts a flatter monthly influence in the m-Si and CIS PV modules. Specifically, $MM_{m,exp}$ peaks during December for both specimens in Madrid and Jaén, reaching values slightly lower than 1.020. However, this parameter stays in a close vicinity of 1.000 from April to August, inclusive, for these two technologies. The outstanding similarity of the monthly spectral behaviour of these two PV modules is also worthy of mention.

It is known that spectra with blue-rich content favour PV conversion in a-Si, while those with red-rich content lead to a worse

spectral performance in this material. In mid-latitude sites, short-wavelength light is enhanced during clear summer days, while spectra are shifted to longer wavelengths in clear winter days. Such days prevail in sunny inland locations with a relatively clean atmosphere such as those under investigation here; this explains the monthly spectral behaviour of a-Si. Of course, high instantaneous spectral gains—high values of MM —occur for a-Si during the cold season, as shown in Fig. 2. However, as these high experimental spectral gains take place under cloudy weather—at low irradiance

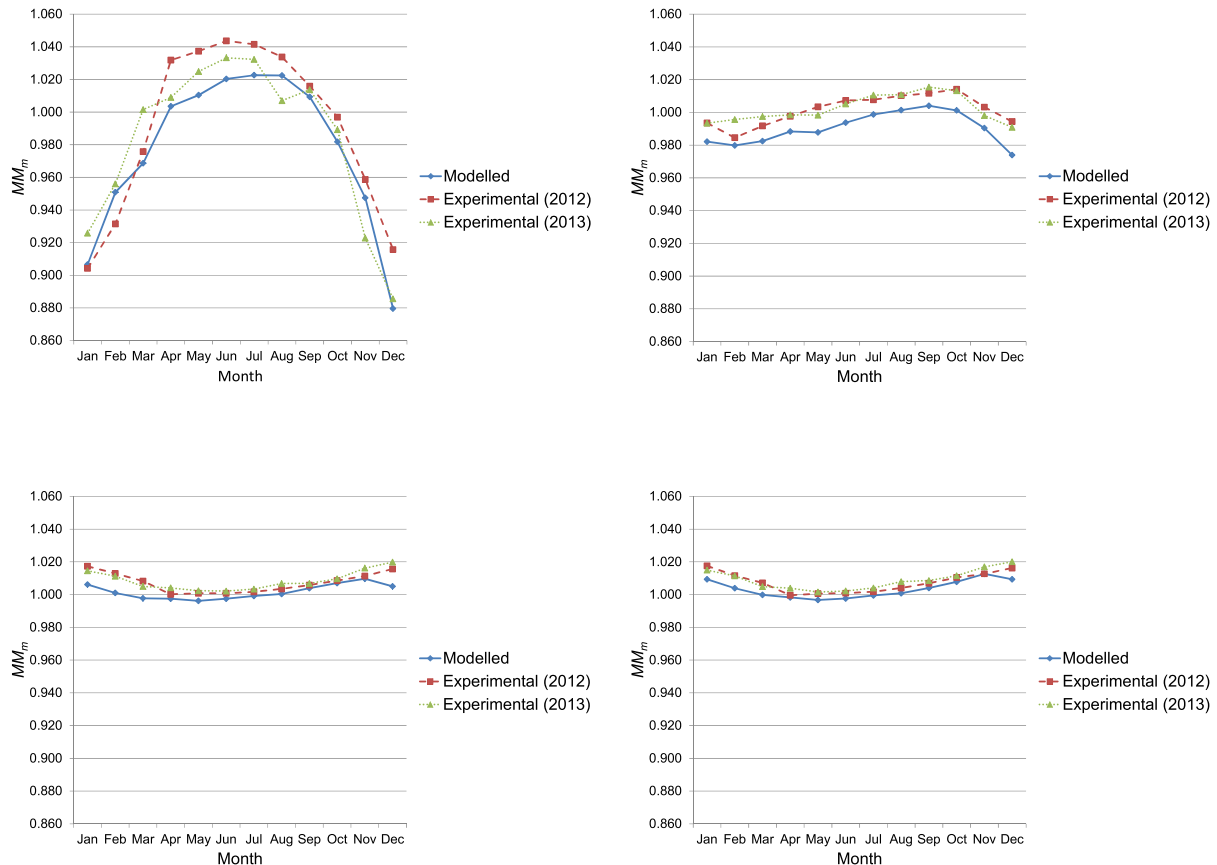


Fig. 6. Experimental and modelled values of the monthly spectral mismatch factor in Madrid for the modules considered: a-Si (top left), CdTe (top right), m-Si (bottom left), and CIS (bottom right).

levels—they are weighted weaker on a monthly basis. Additionally, the minimum value of $MM_{m,exp}$ is lower in Madrid than in Jaén. In this respect, the higher the latitude, the lower is the sun altitude. Then, higher latitude leads to higher values of AM , which in turn generate redder spectra than those of sites with lower latitude. This is the case of Madrid (latitude 40.4°N) when compared to Jaén (latitude 37.8°N). In this sense, although in principle 'bluer' spectra should prevail in sites with lower latitude, the maximum value of $MM_{m,exp}$ for the a-Si PV module is slightly lower in Jaén than in Madrid. The frequent and intense intrusions of Sahara dust—conductive to redder spectra—that affect southern Spain in summer can well explain this [34]. Anyway, the seasonal spread of the experimental monthly spectral gains—maximum value of $MM_{m,exp}$ minus its minimum value—exceeds 0.12 for the a-Si PV module studied in Madrid and Jaén, respectively. In contrast, the seasonal spread of $MM_{m,exp}$ for CdTe is less pronounced (0.03).

Similar considerations to those discussed above apply to the experimental monthly impact the spectrum exerts on the CIS and m-Si PV modules under study. In fact, these materials perform better—from a spectral viewpoint—under spectra shifted to longer wavelengths, which predominate in clear winter days in the two sites under consideration. The seasonal spread of the monthly experimental spectral gains experienced by these two PV modules—slightly less than 0.02 for both sites—is smaller than those of the a-Si and CdTe specimens.

Interestingly, a small upward notch is noticed in the trend of $MM_{m,exp}$ for the a-Si module, corresponding to August 2013 in

Madrid. A similar, although less pronounced alteration of the trend of such parameter, is also visible for the CdTe module in this site. Both m-Si and CIS specimens show a tiny peak in their value of $MM_{m,exp}$ in this month as well. This is likely to have been caused by a spike in AOD conducive to shifting spectra to longer wavelengths. Indeed, Madrid is a much larger city—with a population of ~3.5 million—than Jaén and experiences pollution episodes, especially in summer.

A very good agreement is noticeable between modelled and experimental values of MM_m , although the former slightly underestimates the latter, in general. The closest matching is achieved for m-Si and CIS, while the largest deviations—up to 4% in winter months and then down to 1%–2% during July and August—are found for a-Si, especially in Madrid during spring and summer of 2012. Finally, a pretty constant difference of ~1% becomes apparent between $MM_{m,exp}$ and $MM_{m,mod}$ for CdTe.

3.3. Experimental and modelled annual spectral impact

The annual spectral behaviour in Madrid and Jaén of the four PV modules studied is summarised in Table 3. Modelled values ($\Delta_{Spectrum,year,mod}$) are clearly lined up with the absorption band of the materials under investigation, while the overall experimental impact ($\Delta_{Spectrum,year,exp}$) is very close to zero for all technologies studied. A reasonably good matching is noticeable between the modelled and experimental results as a maximum divergence of 1.3% for a-Si occurs in Jaén, while a minimum deviation of 0.3% is

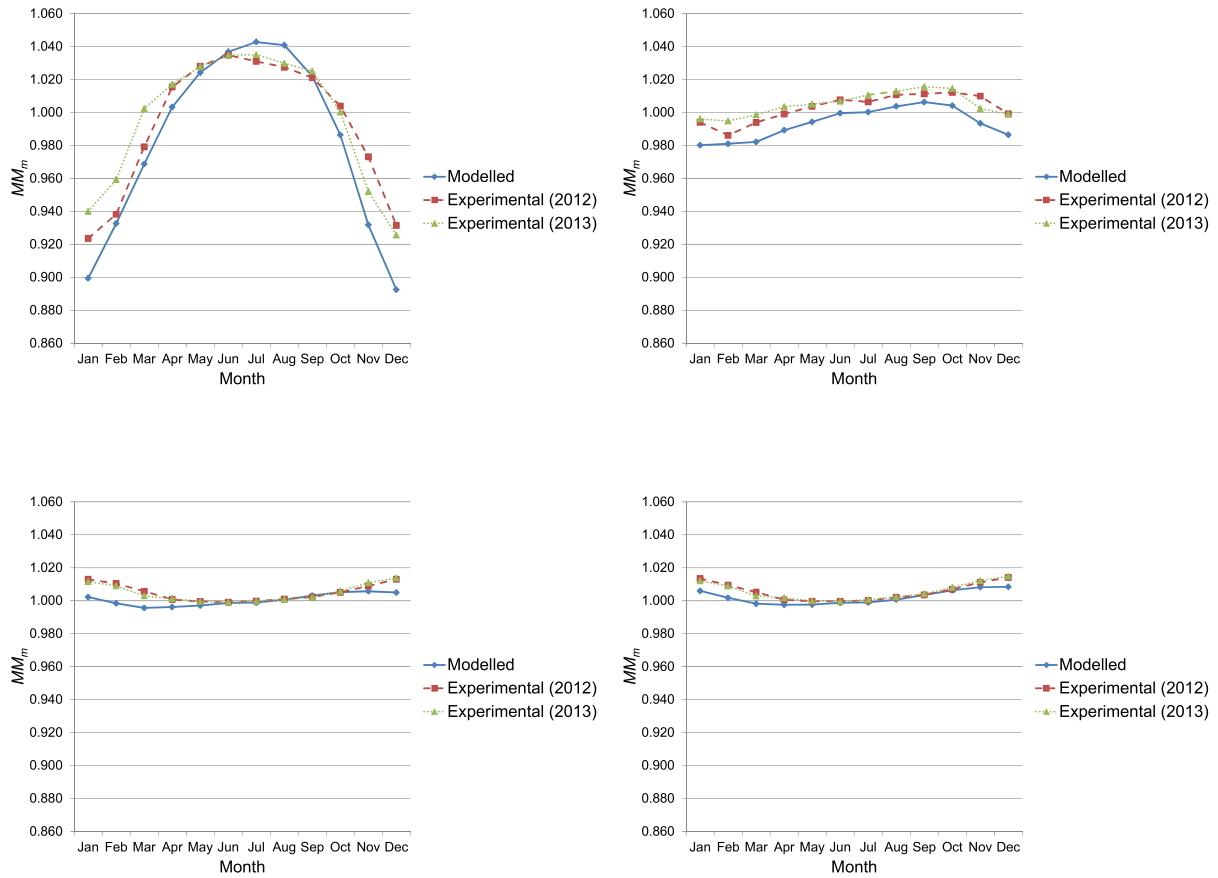


Fig. 7. Experimental and modelled values of the monthly spectral mismatch factor in Jaén for the modules considered: a-Si (top left), CdTe (top right), m-Si (bottom left), and CIGS (bottom right).

Table 3
Values of experimental and modelled percentage annual spectral gains in Madrid and Jaén for the PV modules studied.

	a-Si		CdTe		m-Si		CIS	
	$\Delta_{Spectrum,year,exp}$	$\Delta_{Spectrum,year,mod}$	$\Delta_{Spectrum,year,exp}$	$\Delta_{Spectrum,year,mod}$	$\Delta_{Spectrum,year,exp}$	$\Delta_{Spectrum,year,mod}$	$\Delta_{Spectrum,year,exp}$	$\Delta_{Spectrum,year,mod}$
Madrid	-0.4	-1.2	+0.3	-0.8	+0.8	+0.1	+0.8	+0.2
Jaén	+0.6	-0.7	+0.5	-0.6	+0.3	+0.0	+0.4	+0.1

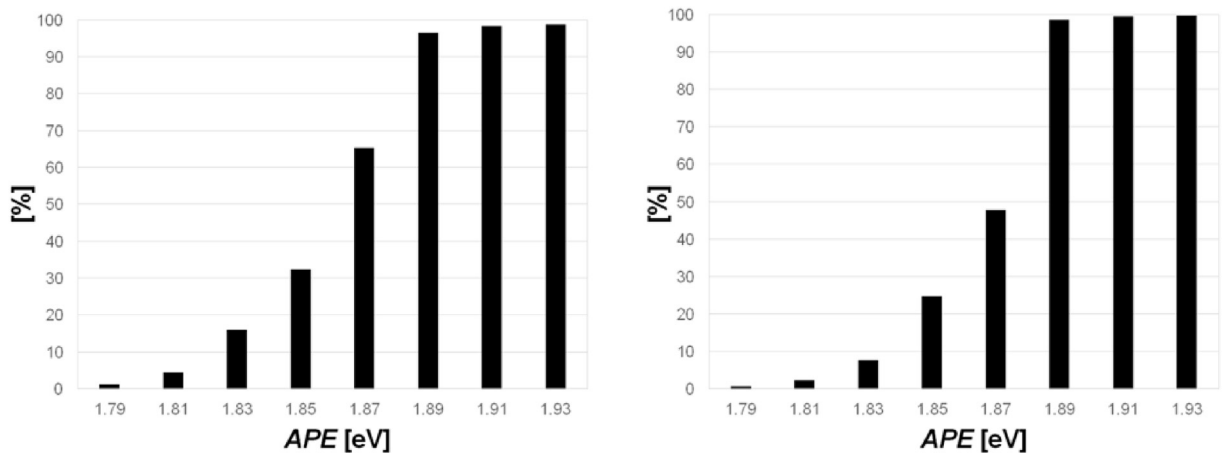


Fig. 8. Percentage cumulative distribution of H collected from January 2012 to December 2013 as a function of APE (class width = 0.02 eV) in Madrid (left) and Jaén (right).

noticed for m-Si and CIS in the same site. In this respect, further recorded data analysis may help assess the consistency of the empirical results, at least qualitatively. Thus, Fig. 8 depicts the percentage cumulative contribution of APE classes to the incident irradiation (H , in $\text{Wh}\cdot\text{m}^{-2}$) collected in Madrid and Jaén over the course of the experimental campaign. Note that APE has been calculated for each spectra sample for the 350–1050 nm waveband. Thus, ~65% and 48% of H have been generated with values of APE below 1.88 eV (AM1.5G spectrum) in Madrid and Jaén, respectively. Consequently, spectra are shifted to longer wavelengths in the former, while shorter wavelengths are enhanced in the latter [12]. This fact is largely consistent with the results gathered in Table 3. Thus, the performance of CIS and m-Si is enhanced under red-shifted spectra, which precisely exert an opposite impact on the performance of a-Si and CdTe; this is clearly the case for Madrid. Furthermore, ‘bluer’ spectra prevail in Jaén, thus favouring PV conversion for the latter materials.

Dirnberger et al. [6] found that uncertainty related to the results of computation of spectral effects depends on the PV technology under investigation and may be of the same order of magnitude as the spectral impact itself. These authors carried out a three-and-a-half-year experimental campaign similar to that described here in Freiburg im Breisgau (Germany, latitude 48.0°N) and found that 1.8%, 1.4%, 1.0%, and 1.2% might be assumed as typical values for the uncertainties related to the annual spectral gains of a-Si, CdTe, m-Si, and CIS. Therefore, the results of Table 3 lend themselves to be interpreted in a qualitative manner, thus leading to the conclusion that spectral effects may be ignored by PV developers in practical terms on an annual basis for Madrid and Jaén. The modelled results of the annual spectral impact also confirm this finding, as the values of $\Delta_{\text{Spectrum,year,exp}}$ are closely aligned with those of $\Delta_{\text{Spectrum,year,mod}}$. Such results presumably apply for the most part of Spain, or even for mid-latitude sites with sunny inland climates and a relatively clean atmosphere similar to Jaen's and Madrid's. This paves way for developing models to predict the annual PV performance in these sites without taking into account the impact of the spectrum [29,39].

3.4. Comparison against previously published results

As commented in Section 1, some valuable studies based on measurements or modelling in sites with temperate climates may be found in literature, although the quantitative results reported in these studies are difficult to compare with ours. Thus, in those contributions based on actual measurements, different approaches are followed for the experimental setup and protocols, i.e. duration of the experimental campaign, instruments used, tilt angle of the surface onto which these instruments are fixed, recording time intervals, and specific spectral response of the materials considered. Further, some results have been obtained only through simulation procedures with insufficient experimental validation. Last, some of these studies lack an assessment of the quality of the measurements and/or the uncertainty related to the results. Anyway, strong similarities with our results may be found in terms of seasonal variations in the monthly spectral effects reported in two previous studies for Madrid and Jaén [2,3]. However, note that the shape of the monthly trend presented by Abella et al. (2014) for CdTe in Madrid and Jaén does not match our results based on both ground-based measurements and simulations using SMARTS. Furthermore, monthly variations in the spectral impact presented in our study for this material, along with m-Si in these two sites, agree far better with those obtained by Amillo et al. [3] than those reported by Alonso-Abella et al. [2]. Regarding a-Si, only qualitative similarities exist between our results and those presented in these

two studies. Thus, a peak mismatch for a-Si occurs in summer, while the spectrum distribution exerts a negative impact for this material in winter. Conversely, PV performance is favoured by spectral effects in winter for c-Si and CIS, whilst minimum mismatch occurs in summer for these materials. These two published studies also agree with us on remarking the smaller seasonal spread of spectral gains for c-Si and CIS materials when compared to those experienced by a-Si and CdTe.

In order to gain a broader perspective of our study, the results obtained by some authors for some mid-latitude sites such as Stuttgart (Germany, latitude 48.8°N) [2], Freiburg im Bressgau [5], Ispra (Italy, latitude 45.8°N) [3], Beijing (China, latitude 39.9°N) [11], and Frenchman Flat (USA, latitude 36.8° N) [11] are worth mentioning. The seasonal fluctuations in the spectral effects reported in these studies agree with those presented here on the conclusion that the overall impact of the spectrum distribution over the year is generally cancelled out in part in the sites under scrutiny. Note that the influence of the spectrum on a-Si in Beijing is an exception to this, given that annual spectral losses up to 8% have been estimated for this material owing to the abnormally high values of AOD in this site. Anyway, the results obtained by Fernández et al. [11] are in good agreement with the relatively small spectral influence on single-junction PV materials, which can be anticipated for mid-latitude sites not affected by extreme atmospheric characteristics.

Despite reporting only modelled results, two of the above studies are especially valuable to compare with the experimental annual spectral gains presented in this study. Thus, Abella et al. (2014) and Amillo et al. [3] also obtained results for the annual spectral impact for Madrid and Jaén, which are gathered in Table 4, to allow comparison with values of $\Delta_{\text{Spectrum,year}}$ gathered in Table 3.

The closest matching of results occurs for CdTe, in which differences between our experimental results and those published by Alonso-Abella et al. [2] and Amillo et al. [3] stay below 0.2%. The greatest discrepancy arises for a-Si—results differ by up to +2.2%—while differences up to 1.8% become apparent when comparing modelled results previously obtained for m-Si and CIS—the latter material was not considered by Amillo et al. [3]—in Madrid and Jaén with our experimental ones.

A reason that partly explains the differences found between our experimental results and those of Alonso-Abella et al. [2] is the fact that the results presented herein were obtained using the SEDES2 spectral model [43] together with the MeteorNorm software. Yet this model is no longer the tool of choice to evaluate spectral effects on single- or multi-junction solar cells. Indeed, SMARTS has proven to be more accurate than SEDES2 to produce synthetic spectra [30].

Leaving aside a-Si and CIS, the modelled published results that match best the experimental ones presented in this study are those of Amillo et al. [3], in which satellite-based spectrally resolved radiation data were used to develop the model proposed. Although the approach followed differs from ours (tilt angle of 20°, slightly different spectral responses considered for the materials under investigation, etc.), the spectral gains for CdTe and m-Si derived from our ground-measured spectral data partially validate their results, as absolute differences between them keep below 0.3%.

4. Conclusions

The instantaneous impact of spectral irradiance on the performance of some PV materials has been studied for two mid-latitude sunny inland sites assumed representatives of mid-latitude inland sunny sites not affected by extreme atmospheric characteristics. Likewise, monthly and annual timescales of integration have also been used to quantify how the spectral distribution of irradiance

Table 4
Reported modelled values of percentage annual spectral gains [%] in Madrid and Jaén for four PV technologies.

	a-Si	CdTe	m-Si	CIS
Madrid	+1.4 [2]/+1.3 [3]	+0.4 [2]/+0.4 [3]	−0.6 [2]/+0.6 [3]	−1.0 [2]/ na [3]
Jaén	+2.0 [2]/+2.8 [3]	+0.5 [2]/+0.6 [3]	−0.5 [2]/+0.5 [3]	−1.0 [2]/ na [3]

influences the energy delivered by PV modules in these two sites. To this end, the relative spectral responses of four commercially available PV modules corresponding to different technologies—a-Si, CdTe, CIS, and m-Si—were considered. Solar spectra and values of incident global irradiance periodically scanned at 5-min intervals during two years in Madrid and Jaén have completed the necessary experimental basis to calculate the spectral mismatch factor on instantaneous, monthly, and annual bases. In order to assess the consistency of the experimental results obtained, values of this factor for the modules under scrutiny have also been computed at the same intervals of integration with SMARTS in conjunction with atmospheric inputs provided by AERONET for Madrid and Granada, a city that is 93 km away from Jaén with the same Mediterranean–continental climate.

Regardless of whether an instantaneous or a monthly timescale is considered, the spectral mismatch factor presents a clear seasonal trend for all PV modules under scrutiny in the sites analysed. Experimental monthly spectral gains reach their maxima for a large band gap material such as a-Si PV in June—around 4%—while the highest experimental monthly spectral losses—down to some 12% in Madrid—occur in December for this material. Experimental spectral gains slightly lower than 2% are reached in January for CIS and m-Si, whereas spectral effects in these technologies are hardly noticeable from April to August, inclusive. Regarding CdTe experimental results, monthly spectral gains slightly exceed 1% in October, while monthly spectral losses reach some 1.5% in February. The reason that partly explains the behaviour of the PV modules considered here lies in the predominating ‘red-rich’ spectra in winter and the prevailing ‘blue-rich’ spectra in summer, which characterize mid-latitude sunny inland sites with relatively clean atmosphere such as those studied here. Latitude also plays a certain role when interpreting the results. The modelled monthly spectral effects are well aligned with those computed using ground observations, although the former slightly underestimate the latter, in general. The closest agreement is achieved for m-Si and CIS, while the largest deviations occur for a-Si in Madrid during spring and summer months. The experimental influence of the spectrum on CdTe is underestimated by the modelled results by a nearly constant value of 1% over the year.

The experimental annual spectral gains presented lie within $\pm 1\%$ for all PV modules under scrutiny and might be neglected for the materials considered in Madrid and Jaén in practical terms, a fact that is confirmed by the results modelled using SMARTS. This may greatly simplify estimating the annual performance of these materials in sites with similar spectral characteristics to Madrid’s and Jaén’s by using relatively simple methods that do not take the spectral distribution into account.

In general, a good qualitative agreement exists between previously published modelled results and those presented here. More specifically, results regarding the annual spectral influence on m-Si and CdTe for Madrid and Jaén obtained by means of a model based on satellite-based spectrally resolved irradiance quantitatively agree rather well with the experimental results presented here, with absolute differences of no greater than 0.3%.

Irradiance measurements recorded by means of a spectroradiometer are not common because of the cost and care required to install and maintain such equipment. Results derived from ground-

based spectral measurements such as those presented here are important both in themselves and to develop and/or validate models aimed at assessing the impact of the spectrum on PV performance. Furthermore, efforts aimed at empirically validating results obtained by means of simulation should be made when producing maps showing the geographical distribution of spectral effects over large areas. Thus, further spectral irradiance data collection campaigns in different sites worldwide should be conducted to improve the existing knowledge on how to account for the influence the spectrum exerts when modelling PV performance.

Acknowledgements

The authors sincerely thank the financial support provided by the Spanish Science and Innovation Ministry and the ERDF within the frame of the project ‘Estimacion de la energia generada por módulos fotovoltaicos de capa delgada: influencia del espectro’ under expedient code ENE2008-05098/ALT. This work was also supported by the Centre for Advanced Studies in Energy and Environment (University of Jaén) within the frame of the project ‘Caracterización y modelado de las irradiancias espectrales global sobre plano inclinado y directa normal mediante técnicas estadísticas y de inteligencia artificial’.

Appendix

Terminology

a-Si	Amorphous silicon
c-Si	Crystalline silicon
CdTe	Cadmium telluride
CIS	Copper indium diselenide
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
IEC	International Electrotechnical Commission
m-Si	Monocrystalline silicon
PV	Photovoltaic(s)
STC	Standard Test Conditions

Symbols

a	Lower wavelength limit of an interval of the spectrum [nm]
AM	Air mass
APE	Average photon energy [eV]
AOD	Aerosol optical depth at any wavelength
b	Upper wavelength limit of an interval of the spectrum [nm]
UF	Useful fraction
$E(\lambda)$	Spectral Irradiance of the actual solar spectrum (experimental or modelled) [$W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$]
$E^*(\lambda)$	Spectral Irradiance of the standard AM 1.5G spectrum [$W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$]
$E_i(\lambda)$	The i -th spectral irradiance (experimental or modelled) [$W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$]
G	Incident global irradiance [$W \cdot m^{-2}$]

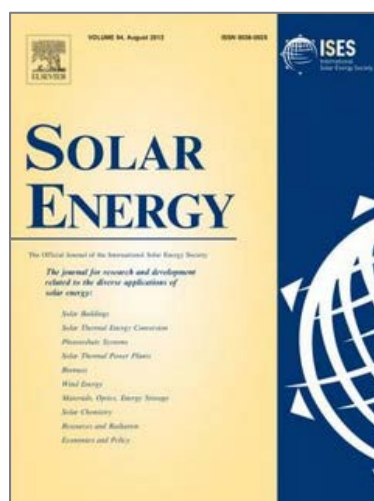
G^*	Incident global irradiance at standard test conditions (STC) [$\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$]
G_i	The i -th value of the incident irradiance [$\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$]
H_i	Value of the incident irradiation corresponding to the i -th month of the experimental campaign [$\text{W} \cdot \text{h} \cdot \text{m}^{-2}$]
I_{sc}^*	Short-circuit current of the PV device under the standard AM1.5G spectrum [A]
I_{sc}	Short-circuit current of the PV device under $E(\lambda)$ [A]
$I_{sc,i}$	The i -th value of the short-circuit current of the PV device under $E_i(\lambda)$ [A]
I_{sc}^*	Short-circuit current of a PV module measured at STC [A]
MM	Spectral mismatch factor
MM_a	Annual spectral mismatch factor
$MM_{a,exp}$	Experimental annual spectral mismatch factor
$MM_{a,mod}$	Modelled annual spectral mismatch factor
MM_m	Monthly spectral mismatch factor
$MM_{m,exp}$	Experimental monthly spectral mismatch factor
$MM_{m,mod}$	Modelled monthly spectral mismatch factor
$MM_{m,exp,i}$	Experimental monthly spectral mismatch factor corresponding to the i -th month of the experimental campaign
$MM_{m,i}$	Monthly spectral mismatch factor corresponding to the i -th month
N	Number of years
N_m	Number of spectra (scanned or modelled) over a month
N_y	Number of spectra (scanned or modelled) over a year
P_M^*	Maximum power of a PV module measured at STC [W]
$SR(\lambda)$	Spectral response of the PV device
$SR_r(\lambda)$	Relative spectral response of the PV device
V_{oc}^*	Open-circuit voltage of a PV module measured at STC [V]
$\Delta S_{\text{Spectrum,year,exp}}$	Experimental percentage annual spectral gains
$\Delta S_{\text{Spectrum,year,mod}}$	Modelled percentage annual spectral gains
$\Phi(\lambda)$	Spectral photon flux density [$\text{m}^{-2} \cdot \text{nm}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$]
γ	Power temperature coefficient of a PV module [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]
λ_1	Lower wavelength limit within which the absorption takes place in the PV device [nm]
λ_2	Upper wavelength limit within which the absorption takes place in the PV device [nm]
λ_3	Lower wavelength limit within which the reference device is spectrally sensitive [nm]
λ_4	Upper wavelength limit within which the reference device is spectrally sensitive [nm]
θ_z	Sun's zenith angle [degrees]

References

- Almonacid F, Rodrigo P, Fernández EF. Determination of the current–voltage characteristics of concentrator systems by using different adapted conventional techniques. *Energy* 2016;101:146–60.
- Alonso-Abella M, Chenlo F, Nofuentes G, Torres-Ramírez M. Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: the case of four specific sites. *Energy* 2014;67:435–43.
- Amillo AMG, Huld T, Vourlioti P, Müller R, Norton M. Application of satellite-based spectrally-resolved solar radiation data to PV performance studies. *Energies* 2015;8:3455–88.
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. In: Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers, vol. 3. Earthscan; 2011.
- Dirnberger D, Blackburn G, Müller B, Reise C. On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV technologies. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2015a;132:431–42.
- Dirnberger D, Müller B, Reise C. On the uncertainty of energetic impact on the yield of different PV technologies due to varying spectral irradiance. *Sol Energy* 2015b;111:82–96.
- Eke R, Betts TR. Spectral irradiance effects on the outdoor performance of photovoltaic modules. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;69:429–34.
- Eltbaakh YA, Ruslan MH, Alghoul MA, Othman MY, Sopian K, Razykov TM. Solar attenuation by aerosols: an overview. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16:4264–76.
- Fernández EF, Almonacid F, Soria-Moya A, Terrados J. Experimental analysis of the spectral factor for quantifying the spectral influence on concentrator photovoltaic systems under real operating conditions. *Energy* 2015;90:1878–86.
- Fernández EF, Talavera DL, Almonacid FM, Smestad GP. Investigating the impact of weather variables on the energy yield and cost of energy of grid-connected solar concentrator systems. *Energy* 2016a;106:790–801.
- Fernández EF, Soria-Moya A, Almonacid F, Aguilera J. Comparative assessment of the spectral impact on the energy yield of high concentrator and conventional photovoltaic technology. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2016b;147:185–97.
- García R, Torres-Ramírez M, Muñoz-Cerón E, de la Casa J, Aguilera J. Spectral characterization of the solar resource of a sunny inland site for flat plate and concentrating PV systems. *Renew Energy* 2017;101:1169–79.
- Gottschalg R, Betts TR, Eeles A, Williams SR, Zhu J. Influences on the energy delivery of thin film photovoltaic modules. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2013;119:169–80.
- Gueymard CA. Direct solar transmittance and irradiance predictions with broadband models. Part I: detailed theoretical performance assessment. *Sol Energy* 2003;74:355–79.
- Gueymard CA. Corrigendum to “Direct solar transmittance and irradiance predictions with broadband models. Part I: detailed theoretical performance assessment”. *Sol Energy* 2004;76:513.
- Gueymard CA, Myers DR. Evaluation of conventional and high-performance routine solar radiation measurements for improved solar resource, climatological trends, and radiative modeling. *Sol Energy* 2009;83:171–85.
- Holben BN, Eck TF, Slutsker I, Tanre D, Buis JP, Setzer A, et al. AERONET—a federated instrument network and data archive for aerosol characterization. *Remote Sens Environ* 1998;66:1–16.
- International Electrotechnical Commission. In: Photovoltaic devices—Part 3: measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data, vol. 3. Geneva, Switzerland: International Organization for Standardization, ISO Central Secretariat; 2008a. p. 60904–13. ISO/IEC.
- International Electrotechnical Commission. In: Photovoltaic devices—Part 7: computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices, vol. 3. Geneva, Switzerland: International Organization for Standardization, ISO Central Secretariat; 2008b. p. 60904–7. ISO/IEC.
- Ishii T, Otani K, Takashima T, Xue Y. Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions. *Prog Photovolt. Res Appl* 2013;21:481–9.
- Jardine CN, Betts TR, Gottschalg R, Infield DG, Lane K. Influence of spectral effects on the performance of multijunction amorphous silicon cells. In: PV in Europe – from PV technology to energy solutions; 2002. p. 4. Rome, Italy.
- Kichou S, Silvestre S, Nofuentes G, Torres-Ramírez M, Chouder A, Guasch D. Characterization of degradation and evaluation of model parameters of amorphous silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure. *Energy* 2016;96:231–41.
- Koussa M, Saheb-Koussa D, Hadji S. Experimental investigation of simple solar radiation spectral model performances under a Mediterranean Algerian's climate. *Energy* 2017;120:751–73.
- Krawczynski M, Strobel MB, Gottschalg R. Intercomparison of spectroradiometers for outdoor performance monitoring. In: 24th European PVSEC; 2009. p. 21–5. Hamburg, Germany.
- Luque A, Hegedus S. In: Handbook of photovoltaic science and engineering, vol. 2. John Wiley & Sons; 2011.
- Martin N, Ruiz JM. A new method for the spectral characterisation of PV modules. *Prog Photovolt. Res Appl* 1999;7:299–310.
- Minemoto T, Takahashi H, Nakada Y, Takakura H. Outdoor performance evaluation of photovoltaic modules using contour plots. *Curr Appl Phys* 2010;10:S260.
- Muñoz JV, Nofuentes G, Fuentes M, de la Casa J, Aguilera J. DC energy yield prediction in large monocrystalline and polycrystalline PV plants: time-domain integration of Osterwald's model. *Energy* 2016;114:951–60.
- Myers DR. Solar radiation modeling and measurements for renewable energy applications: data and model quality. *Energy* 2005;30:1517–31.
- Nofuentes G, de la Casa J, Torres-Ramírez M, Alonso-Abella M. Solar spectral and module temperature influence on the outdoor performance of thin film PV modules deployed on a sunny inland site. *Int J Photoenergy* 2013;2013.
- Nofuentes G, Fuentes M, Aguilera J, Muñoz JV. An assessment on simple modeling approaches to the electric behavior of two CIS PV modules in a sunny climate. *J Sol Energy Eng* 2009;131, 031013.
- Nofuentes G, García-Domingo B, Muñoz JV, Chenlo F. Analysis of the dependence of the spectral factor of some PV technologies on the solar spectrum distribution. *Appl Energy* 2014;113:302–9.
- Nofuentes G, Gueymard CA, Aguilera J, Pérez-Godoy MD, Charte F. Is the average photon energy a unique characteristic of the spectral distribution of global irradiance? *Sol Energy* 2017;149:32–43.
- Polo J, Alonso-Abella M, Ruiz-Arias JA, Balenzategui JL. Worldwide analysis of spectral factors for seven photovoltaic technologies. *Sol Energy* 2017;142:194–203.
- Rawat R, Singh R, Sastry OS, Kaushik SC. Performance evaluation of micro-morph based thin film photovoltaic modules in real operating conditions of composite climate. *Energy* 2017;120:537–48.
- Rodrigo PM, Fernández EF, Almonacid FM, Pérez-Higueras PJ. Quantification of the spectral coupling of atmosphere and photovoltaic system performance: indexes, methods and impact on energy harvesting. *Sol Energy Mater Sol Cells*

- 2017;163:73–90.
- [39] Torres-Ramírez M, Nofuentes G, Silva JP, Silvestre S, Muñoz JV. Study on analytical modelling approaches to the performance of thin film PV modules in sunny inland climates. *Energy* 2014;73:731–40.
- [40] Tossa AK, Soro YM, Thiaw L, Azoumah Y, Sicot L, Yamegueu D, et al. Energy performance of different silicon photovoltaic technologies under hot and harsh climate. *Energy* 2016;103:261–70.
- [41] Wilk H. Electricity yield of PV systems in different climates and dependence of module efficiency as a function of irradiance and other factors. In: 14th European PVSEC; 1997. p. 297–300. Barcelona, Spain.
- [42] Ye JY, Reindl T, Aberle AG, Walsh TM. Effect of solar spectrum on the performance of various thin-film PV module technologies in tropical Singapore. *IEEE J Photovolt.* 2014;4:1268–74.
- [43] Nann S, Riordan C. Solar spectral irradiance under clear and cloudy skies: measurements and a semiempirical model. *J Appl Meteor* 1991;30:447–62.

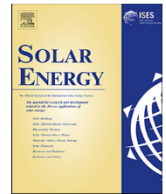
Solís-Alemán E.M, de la Casa J., Romero-Fiances I., Silva J.P., Nofuentes G.
A study on the degradation rates and the linearity of the performance decline of various thin film PV technologies. *Solar Energy* 2019; 188: 813-824. DOI: [dx.doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.067](https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.067).



Estado: Publicado

Índice de Impacto (JCR Science Edition 2018): 4,674

Categoría científica: *Energy & fuels*. **Posición:** 24/103 (primer cuartil)



A study on the degradation rates and the linearity of the performance decline of various thin film PV technologies

Ernesto M. Solís-Alemán^a, Juan de la Casa^{a,b}, Irene Romero-Fiances^a, José Pedro Silva^c, Gustavo Nofuentes^{a,b,*}

^a IDEA Research Group, University of Jaén, Campus de Las Lagunillas, 23071 Jaén, Spain

^b Centre for Advanced Studies in Energy and Environment, University of Jaén, Campus Las Lagunillas, 23071 Jaén, Spain

^c CIEMAT, Avda. Complutense, 40, 28040 Madrid, Spain

ARTICLE INFO

Keywords:

Thin film
Degradation rate
Performance metric
Classical seasonal decomposition
Year-on-year
Non-linearity

ABSTRACT

In most available analyses of the annual degradation rate (R_D , in %/year) of thin film PV (TFPV), light-induced degradation is not separated from long-term degradation and degradation linearity is virtually not explored.

A study on the performance loss of various TFPV technologies in Jaén (Spain) is presented with a double goal: (a) providing more reliable values of R_D by avoiding the approaches above and (b) assessing the suitability of some performance metrics and statistical techniques intended to estimate R_D , depending on PV degradation linearity. Thus, monthly time series were constructed with PR DC, temperature-corrected PR DC and experimental peak power for two grid-connected TFPV technologies -a-Si and a-Si/ μ -Si- and four TFPV modules -a-Si, a-Si/ μ -Si, CdTe and CIGS- tested outdoors over a five-and-a-half-year and a six-and-a-half-year period, respectively. Classical seasonal decomposition (CSD) and Year-on-Year (YOY) statistical techniques were subsequently employed. The confidence intervals of R_D found for the a-Si and a-Si/ μ -Si PV fields overlap for CSD and YOY over the five-and-a-half-year measurement period and its sub-periods analysed, with $R_D \sim 1.3\%$ /year. This holds for the three performance metrics under scrutiny, a fact that is attributable to the closely linear degradation experienced by both PV fields. Mainly due to nonlinearities, CSD applied to any of the three performance metrics for the four TFPV modules fails to provide reliable values of R_D . However, the values of R_D obtained by applying YOY to such performance metrics for the aforementioned four TFPV modules over the five-and-a-half-year measurement period and its sub-periods studied are within the uncertainty range.

1. Introduction

The cumulative photovoltaic (PV) power installed at the end of 2018 was around 515 GW while the compound annual growth rate of PV installations reached 24% between year 2010 and 2017. Such formidable growth has recently taken place as some 400 GW have been installed during the period 2012–2018 (ISE Fraunhofer, 2019). Due to such young age of most PV systems, obvious economic motivations pave the way to concerns related to lifetime energy yield and durability of PV technologies. The latter concepts are linked to a parameter intended to quantify the performance loss over a given period: the annual degradation rate, which assumes a linear PV performance decline over time and is commonly denoted as R_D and expressed in %/year. Obviously, developing accurate lifetime prediction models requires accurate estimations of R_D , which in principle is not an easy task. True, warranties of 80% of nameplate power after 25 years of operation are

provided by most PV module manufacturers. However, on-field actual values of R_D depend primarily on PV technology but also on climate, age, measurement uncertainties, assessment methodologies, mounting, etc. (Jordan et al., 2016a).

According to Phinikarides et al. (2014), the methodologies aimed at estimating the values of R_D for PV fall into: (a) indoor based, by applying accelerated tests and (b) field based, by monitoring the prolonged operation of PV under natural sunlight. The latter procedures are needed to establish credible results which are representative of the actual long-term outdoor PV performance (Hussin et al., 2015; Ishii et al., 2011; Jahn et al., 2012; Jordan et al., 2010; Kichou et al., 2016a, 2016b; Limmanee et al., 2016; Makrides et al., 2014; Ozden et al., 2017; Quansah and Adaramola, 2019; Schweiger et al., 2011; Sharma et al., 2014; Silvestre et al., 2016; Tahri et al., 2017; Ye et al., 2014). An in-depth review of such procedures lies out of the scope of this paper. However, they basically consist of monitoring the long-term outdoor

* Corresponding author.

E-mail address: gnofuen@ujaen.es (G. Nofuentes).

<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.067>

Received 28 April 2019; Received in revised form 21 June 2019; Accepted 26 June 2019

0038-092X/ © 2019 International Solar Energy Society. Published by Elsevier Ltd. All rights reserved.

Abbreviations			
<i>Terminology</i>		$G_{I,n}$	n -th recorded value of the in-plane irradiance [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]
AC	alternating current	$G_{I,\text{ref}}$	reference in-plane irradiance ($1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$)
ATMS	automatic test and measurement system	$G_I(\lambda)$	spectral distribution of the in-plane irradiance [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{nm}^{-1}$]
a-Si	amorphous silicon	H_I	monthly in-plane irradiation [$\text{Wh}\cdot\text{m}^{-2}$]
a-Si/ μc -Si	amorphous silicon/microcrystalline silicon heterojunction	I	current [A]
CdTe	cadmium telluride	k	moving average order of a $2 \times k$ moving average
CIGS	copper indium gallium selenide	k_c	coverage factor
CSD	classical seasonal decomposition	m	$k/2$
DC	direct current	N_m	number of instances recorded during a month
IEC	international electrotechnical commission	P	barometric pressure [Pa]
LID	light-induced degradation	$P_{A,n}$	n -th recorded value of the PV array or module output DC power [W]
LR	linear regression	$P_{A,n} [G_{I,n}, 25^\circ\text{C}]$	$P_{A,n}$ corrected at 25°C [W]
MPP	maximum power point	P_{exp}^*	experimental peak power of a PV array or module [W]
PV	photovoltaic(s)	P_O	PV array or module rating [W]
PVGCS	photovoltaic grid-connected system	PR	performance ratio
PVUSA	photovoltaics for utility scale applications	PR_{DC}	DC performance ratio
RTD	resistive thermal detector	$\text{PR}_{\text{DC,STC}}$	DC STC performance ratio
STC	standard test conditions	R_D	annual degradation rate [%/year]
TF	thin film	RH	relative humidity [%]
YOY	year-on-year	T_{amb}	ambient temperature [$^\circ\text{C}$]
<i>Symbols</i>		T_{mod}	module temperature [$^\circ\text{C}$]
a	slope of the line (linear regression)	$T_{\text{mod},n}$	n -th recorded value of the PV module temperature [$^\circ\text{C}$]
AOI	angle of incidence [$^\circ$]	T_t	trend of a time series at time t
b	y intercept of the line (linear regression)	V	voltage [V]
CI	confidence interval of 95% within which the annual degradation rate is confidently believed to lie [%]	Y	time series
E_A	monthly PV array or module DC output [Wh]	Y_A	monthly energy output per rated W of the installed PV field or module [$\text{Wh}\cdot\text{W}^{-1}$]
$G(0)$	horizontal irradiance [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]	Y_r	monthly reference yield [$\text{Wh}\cdot\text{W}^{-1}$]
G_I	in-plane irradiance [$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]	w_s	wind speed [$\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$]
		γ	Module maximum power temperature coefficient [$^\circ\text{C}^{-1}$]

behaviour of PV to subsequently apply a statistical technique to a time series constructed with a specific PV performance metric derived from the data collected and suitably filtered.

Monitoring the PV outdoor operation over long periods may be generally accomplished in two ways. On the one hand, I - V curves of single PV modules may be periodically scanned together with some environmental parameters leaving the PV modules in open circuit (Ishii et al., 2011; Silvestre et al., 2016, 2018; Tahri et al., 2017) or in maximum power point (MPP) operation (Jahn et al., 2012; Schweiger et al., 2017; Sharma et al., 2014; Ye et al., 2014) during the interstices between I and V curve tracings. On the other hand, the electrical and environmental parameters related to PV grid-connected systems (PVGCS) MPP operation may be regularly recorded.

Leaving aside electrical parameters of single PV modules corrected to standard test conditions (STC) and regression approaches such as the Photovoltaics for Utility Scale Applications (PVUSA) (Kimber et al., 2009), some commonly used performance metrics to evaluate R_D are the performance ratio (Ferrada et al., 2015), the DC performance ratio (Gottschalg et al., 2013; Makrides et al., 2014; Romero-Fiances et al., 2019) and the DC performance ratio corrected at a module temperature of 25°C to minimize seasonality caused by the latter parameter (Ishii et al. 2011, Jordan and Kurtz, 2014; Limmanee et al., 2016; Silvestre et al., 2018; Urrejola et al., 2016; Ye et al., 2014). In this direction, some recent contributions (Kichou et al., 2016a, 2016b, 2018; Silvestre et al., 2016; Tahri et al., 2017) attempted to compensate for seasonality also caused by the spectrum and angle-of-incidence (AOI, in $^\circ$) by using the monthly experimental peak power as defined by Kichou et al. (2016a).

A statistical method is used to isolate the trend of the time series

that has been constructed using the selected performance metric. Then, the result of R_D is inferred from the slope of the trend. An excellent review of the statistical techniques commonly used can be found in (Phinikarides et al., 2014). Despite being popular (Belluardo et al., 2015; Kichou et al., 2016a, 2016b, 2018; Ozden et al., 2017; Quansah and Adaramola, 2019; Silvestre et al., 2016; Tahri et al., 2017), the linear regression (LR) approach is very sensitive to outliers at the beginning or the end of the evaluation periods (high leverage points) thus leading to noticeable uncertainties. Based on the application of a centered moving average, the classical seasonal decomposition (CSD) achieves a reasonably good compromise between accuracy and simplicity (Makrides et al., 2014, 2018). More recently, Jordan et al. (2016b) proposed the Year-on-Year (YOY) method, in which a distribution of degradation rates is obtained for the PV specimen under scrutiny, the median of which shows the performance loss. Due to its recent publication this method has been scarcely applied, but it seems to show little sensitivity to outliers, snow and soiling (Jordan et al., 2018; Makrides et al., 2018).

Many efforts have been made addressing the field-based evaluation of R_D for thin film (TF) PV technologies. However, some of them have published results based on only one-year (Ye et al., 2014), three-year (Ferrada et al., 2015; Kichou et al., 2018; Limmanee et al., 2016; Silvestre et al., 2018; Tahri et al., 2017) or four-year (Ishii et al., 2011; Kichou et al., 2016a, 2016b; Ozden et al., 2017) measurement periods. Such relatively short experimental campaigns make the outcomes obtained somewhat unreliable as TF technologies may require longer periods to reach a steady state. Unfortunately, data collected over the pre-stabilization phase in conjunction with steady state are frequently used in the statistical analysis, which prevents separating light-induced

degradation (LID) from long-term PV degradation (Ferrada et al., 2015; Kichou et al., 2016a, 2016b, 2018; Limmanee et al., 2016; Ozden et al., 2017; Tahri et al., 2017; Urrejola et al., 2016; Ye et al., 2014). In addition, most of these contributions do not even mention whether any cleaning pattern has been followed or not so that unintended bias caused by soiling cannot be ruled out. Furthermore, most of such works are focused on the analysis of a single performance metric. Despite being the basic assumption upon which the calculation of R_D is based (Jordan et al., 2016a, 2016b, 2018), the linearity of the performance decline has been very scarcely explored. Moreover, some contributions do not estimate the uncertainty related to their results so that their accuracy cannot be suitably evaluated. Finally, some of these works used c-Si PV reference devices to sensor the in-plane irradiance instead of pyranometers (Ferrada et al., 2015; Ozden et al., 2017; Ye et al., 2014).

This work presents an investigation on the annual degradation rates and the linearity of the performance decline experienced in the field by different TF PV technologies on a mid-latitude sunny inland site located in Jaén, Southern Spain. An attempt has been made to overcome many of the faulty or incomplete approaches identified above in this paper. Thus, an amorphous silicon (a-Si) and an amorphous silicon/microcrystalline silicon heterojunction (a-Si/ μ c-Si) small PVGCS (< 1 kWp) have been monitored since their commissioning in July 2011. In addition, four single PV modules—a sample for each one of four technologies considered—a-Si, a-Si:H/ μ c-Si:H, cadmium telluride (CdTe) and copper indium gallium selenide (CIGS)—were exposed outdoors since July 2010 to subsequently start recording their I - V curves regularly together with environmental parameters from November 2011 onwards. All the PV specimens under scrutiny were cleaned on a bi-monthly basis, except when rainy weather occurred. Only data collected after 18 months of outdoor exposure of the PV specimens investigated were considered in the analysis in an attempt to exclude LID artifacts. Monthly time series were constructed using DC performance ratio, temperature-corrected DC performance ratio and experimental peak power. Especially suitable for time series with noticeable seasonality as this is the case, CSD and YOY statistical techniques were applied over a five-and-a-half- and a six-and-a-half-year periods for the PV fields and the PV modules under investigation, respectively. Next, partially following a methodology proposed by Makrides et al. (2014), the values of R_D were re-calculated for shorter measurement time periods. Finally, the trend of the performance decline of the PV specimens under scrutiny is analysed. In doing so, the main novelty of the paper is introduced: the linearity of the degradation curves of the PV specimens investigated is analysed in order to assess the suitability of the performance metrics and statistical techniques described earlier, intended to estimate values of R_D . Some other conclusions regarding the confidence

intervals in which R_D is confidently believed to lie are presented, as well.

This paper is organized as follows: the experimental setup, the performance metrics with which the time series are constructed and the statistical methods used are presented in Section 2. The results and their further discussion are presented in Section 3. This paper ends with Section 4, in which the most important conclusions are summarized.

2. Materials and methods

2.1. Experimental setup and data filtering

PVGCS #1 and #2 are composed of two types of TF technologies—a-Si and a-Si/ μ c-Si, respectively—and were commissioned in early July 2011 in the outdoor research facilities installed in the High Technical School building of the University of Jaén (Jaén, Spain, latitude 37.8°N, longitude 3.8°W, with a Mediterranean–continental climate and an average annual horizontal irradiation of 1790 kWh·m⁻²). The IDEA research group of this University has monitored the performance of both systems since, so that the experimental campaign presented here lasted 84 months (July 2011–June 2018). According to the studies performed by Kichou et al. (2016a, 2016b) the a-Si and a-Si/ μ c-Si PV fields were stabilised by September 2012 and November 2012, respectively. Such studies presented some early results regarding the performance decline of these PV fields in which both pre-stabilization and steady-state data were considered in the analysis thus leading to somewhat unrealistic values of R_D . Only the main features of these systems are succinctly described hereafter, since they have been thoroughly described in the aforementioned studies.

The PV field of PVGCS #1 comprises 5 parallel-connected strings of 3 series-connected a-Si PV modules 60-Wp rated each, while that of PVGCS #2 consists of 2 parallel-connected strings of 4 series-connected a-Si/ μ c-Si PV modules 110-Wp rated each. Therefore, the values of the total nominal output power of the PV fields corresponding to PVGCS #1 and #2 equal 900 and 880 W at STC, respectively, according to the manufacturer's data sheets. Both of them are coplanar and installed on the same open rack facing due south with a tilt angle of 30°—as depicted in Fig. 1 (left)—and each one is connected to a SMA™ Sunny Boy SB1200 grid-tied inverter (Nofuentes and Almonacid, 1999). The a-Si and a-Si/ μ c-Si PV fields undergo a minor partial shading from November to January, which occurs by the end of the day. Table 1 gathers the values of the main electrical characteristics of the PV fields under scrutiny as provided by the manufacturer's datasheet. The in-plane irradiance (G_p , in W·m⁻²) that impinges on them comes from a Kipp & Zonen™ CMP 21 pyranometer. In addition, Pt100 resistive thermal detectors (RTD) pasted on the rear surface of the PV modules are used



Fig. 1. Photographs of the PV specimens investigated over the course of the experimental campaign. Left: PV fields of PVGCS #1 (a-Si, upper row) and PVGCS #2 (a-Si/ μ c-Si, lower row). Note that the a-Si PV module closest to the viewer in the lower row does not form part of PVGCS #2. Indeed, such PV module was left in open circuit conditions for other research purposes. Right: PV modules tested and measured (from left to right: a-Si/ μ c-Si, CdTe, CIGS and a-Si).

Table 1

Values of the main electrical parameters of the PV fields under study as provided by the manufacturers' data sheet.

	PVGCS #1 (a-Si)	PVGCS #2 (a-Si:H/ μc-Si)
Maximum power at STC [W]	900 +10/−5%	880 +10/−5%
Short-circuit current at STC [A]	5.95	5.00
Open-circuit voltage at STC [V]	276	284
Module maximum power temperature coefficient [°C ^{−1}]	−0.0023	−0.0040

to sense the module temperature (T_{mod} , in °C). The outputs of such sensors together with those of the ambient temperature (T_{amb} , in °C) and wind speed (w_s , in $m\ s^{-1}$) are connected to three SMA Sunny Sensorbox devices. Last, measurements of DC voltage and current at maximum power point in conjunction with those of the previous environmental parameters are taken at 5-min intervals.

A PV module of each one of the four technologies considered (a-Si, a-Si/μc-Si, CdTe and CIGS) were also fixed on another nearby shadow-free open rack with the same orientation and tilt angle as those of the PV systems described above, as shown in Fig. 1 (right). Prior to the start of the experimental campaign, these four PV specimens were exposed outdoors during a period of fifteen months (July 2010 to November 2011) with the view to ensuring their stabilisation. In this respect, the results obtained by Torres-Ramírez et al. (2014) when modelling their outdoor electrical performance apparently suggested that the four PV modules had achieved a steady state by November 2011. An automatic test and measurement system (ATMS) has been used since then to scan their *I-V* curves together with some external environmental parameters such as barometric pressure (P , in Pa), horizontal irradiance ($G(0)$, in $W\ m^{-2}$), G_I — together with its spectral distribution ($G_I(\lambda)$, in $W\ m^{-2}\ nm^{-1}$)— relative humidity (RH, in %), T_{amb} , T_{mod} , and w_s . The *I-V* curves of each PV module under study together with the previously mentioned environmental parameters have been sequentially measured at five-minute intervals over this 80-month experimental campaign (November 2011–June 2018). The ATMS has left the PV modules in open circuit during the interstices between *I* and *V* curve tracings. A stability filter was applied: in-plane irradiance was measured at each *I-V* point so that only instances in which this parameter did not fluctuate by more than $\pm 1\%$ during a measurement were saved (IEC 60904-1, 1987). Besides, inconsistent *I-V* pairs have been disregarded. This system has also used a Kipp & Zonen™ CMP21 pyranometer and Pt100 RTDs glued to the rear side of every tested PV module to measure G_I and T_{mod} , respectively. This tracing measurement system was described in more detail and successfully used in previous works (Nofuentes et al., 2013; Torres-Ramírez et al., 2014). Table 2 shows the values of the main electrical parameters of the PV specimens under scrutiny in this paper, as provided by the manufacturer's datasheet.

The two PV fields and the four PV modules under scrutiny in this paper were manually cleaned twice a month except when rainy weather occurred. The two pyranometers were cleaned every week and re-calibrated in 2014 and 2017. This sensor redundancy has helped to detect potential sensor issues (Jordan and Kurtz, 2014), since the PV fields and PV modules have the same orientation and tilt angle.

Measurements with G_I below $300\ W\ m^{-2}$ have been removed in the analysis that follows. These low irradiance levels are irrelevant in

Table 2

Values of the main electrical parameters of the PV modules under study as provided by the manufacturers' data sheet.

	a-Si	a-Si:H/μc-Si	CdTe	CIGS
Maximum power at STC [W]	60 +10/−5%	121 +10/−5%	70 +5/−5%	120 +0/−5%
Short-circuit current at STC [A]	1.19	3.34	1.23	3.21
Open-circuit voltage at STC [V]	92	59.20	88	58.5
Module maximum power temperature coefficient [°C ^{−1}]	−0.0023	−0.0024	−0.0025	−0.0039

practice for annual PV yields in sunny locations such as that under investigation here (Alonso Abella et al., 2014; Nofuentes et al., 2009, 2014, 2017a, 2017b; Schweiger et al., 2017; Torres-Ramírez et al., 2014). In doing so, data related to the minor partial shading experienced by the PV fields in November–January by the end of the day are virtually removed. Furthermore, low solar resource conditions are often linked to night time data, inverter startup or variable irradiance (Jordan et al., 2018).

2.2. PV performance metrics

Quantifying degradation rates outdoors implies the calculation over time of some ratings of the PV specimens under scrutiny. To this end, the performance metrics considered in this paper are computed on a monthly basis as described below.

2.2.1. DC performance ratio

Based on the definition of performance ratio (PR) contained in the IEC 61724-1:2017 standard (IEC, 2017), the DC performance ratio (PR_{DC}) calculated on a monthly basis is defined as the ratio of the monthly energy output per rated *W* of the installed PV field or module (Y_A , in $Wh\ W^{-1}$) to the monthly reference yield (Y_r , in $Wh\ W^{-1}$) thereby minimizing the inverter influence. This parameter is given by:

$$PR_{DC} = \frac{Y_A}{Y_r} \tag{1}$$

$$= \frac{E_A/P_O}{H_I/G_{I,ref}} \tag{2}$$

where E_A [Wh] is the monthly PV array or module DC output, P_O [W] is the PV array or module rating (DC), H_I [$Wh\ m^{-2}$] is the monthly in-plane irradiation and $G_{I,ref}$ [$W\ m^{-2}$] is the reference in-plane irradiance at which P_O is determined. Nameplate ratings have been considered for P_O for each PV specimen under study in this paper while $G_{I,ref} = 1000\ W\ m^{-2}$.

If Eq. (2) is expanded, it may be rewritten as follows:

$$PR_{DC} = \frac{\sum_{n=1}^{Nm} \frac{P_{A,n}}{P_O}}{\sum_{n=1}^{Nm} \frac{G_{I,n}}{G_{I,ref}}} \tag{3}$$

where $P_{A,n}$ [W] is the n -th recorded value of the PV array or module output DC power, $G_{I,n}$ [$W\ m^{-2}$] is the n -th recorded value of the in-plane irradiance and N_m is the number of instances scanned over a month.

2.2.2. DC STC performance ratio

As discussed in Section 1, temperature corrected metrics are often preferred in degradation analysis as they compensate for the seasonality caused by T_{mod} . Thus, the DC STC performance ratio ($PR_{DC,STC}$) calculated on a monthly basis is given by:

$$PR_{DC,STC} = \frac{\sum_{n=1}^{Nm} \frac{P_{A,n}}{P_O(1+\gamma(T_{mod,n}-25))}}{\sum_{n=1}^{Nm} \frac{G_{I,n}}{G_{I,ref}}} \tag{4}$$

where $T_{mod,n}$ [°C] is the n -th recorded value of the PV module temperature and γ is the module maximum power temperature coefficient [°C^{−1}]. The values of γ used in the calculations have been assumed as

provided by the manufacturers' data sheet (Tables 1 and 2).

2.2.3. Experimental peak power

The impact of seasonality on long-term PV performance caused by factors such as the spectral distribution of irradiance, AOI, and temperature might be highly mitigated by analysing the experimental peak power of the PV specimen under study (P_{exp}^* , in W) measured during a specific month. When time series of DC power, module temperature and in-plane irradiance are recorded, a useful way to obtain a value of P_{exp}^* for a given month firstly consists of correcting $P_{A,n}$ values to 25 °C as follows (Martínez Moreno et al., 2012):

$$P_{A,n}[G_{1,n}, 25^\circ\text{C}] = \frac{P_{A,n}}{1 + \gamma(T_{\text{mod},n} - 25)} \quad (5)$$

Secondly, obtaining the best fit for the following formula that relates values of $P_{A,n}$ and $G_{1,n}$:

$$P_{A,n}[G_{1,n}, 25^\circ\text{C}] = \frac{P_{exp}^*}{G_{1,ref}} \cdot G_{1,n} \quad (6)$$

Only values of $G_{1,n}$ in excess of 700 W m^{-2} must be used in Eq. (6) for each month, as the solar spectrum distribution at in-plane irradiance levels above this irradiance level closely matches that of the AM 1.5G standard reference spectrum in the city of Jaén (Nofuentes et al., 2014; Silvestre et al., 2016). Additionally, it should be kept in mind that the in-plane irradiance has been measured in the experimental setup described in Section 2.1 by means of a pyranometer. Consequently, data recorded with an AOI above 45° must be disregarded thereby minimizing the impact of angular losses (Schweiger et al., 2017). This procedure intended at determining P_{exp}^* has been successfully used by Kichou et al. (2016a, 2016b, 2018), Silvestre et al. (2016, 2018) and Tahri et al. (2017).

2.3. Assessment of degradation

The evaluation of the annual degradation rate of each PV specimen under scrutiny was carried out by applying two statistical techniques to the performance metrics described in Section 2.2. Despite being straightforward and popular, the linear regression (LR) approach was left aside as it does not yield good results when utilised with TF PV technologies, as discussed in Section 1. Instead, the classical seasonal decomposition (CSD (Makrides et al., 2014, 2018; Phinikarides et al., 2014) and the Year-on-Year (YOY) comparative method (Jordan et al., 2016a, 2018; Makrides et al., 2018) were selected. Both CSD and YOY are better suited for the assessment of degradation when seasonality is high, as this is the case. The target of CSD consists of isolating the trend of each performance metric time series to derive R_D from the slope of the trend. The YOY approach is based on calculating degradation rates between monthly values of the performance metric under study in

subsequent years. In principle, regardless of the method used, the degradation rates of P_{exp}^* should be less than those of PR_{DC} and $PR_{DC,STC}$, as the performance ratio accounts for the PV field power losses.

2.3.1. Classical seasonal decomposition

The trend of each monthly performance metric time series is extracted by means of a decomposition method based on a two-step centred moving average. Specifically, if k is the moving average order of a $2 \times k$ moving average, the trend T_t of a time series Y at time t may be written as:

$$T_t = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{k} \sum_{i=t-m}^{t+m-1} Y_i + \frac{1}{k} \sum_{i=t-m+1}^{t+m} Y_i \right) \quad t > m \quad (8)$$

where $m = k/2$ and $k = 12$ (number of months of a year). Once T_t has been determined for the period under study, a linear regression is applied to the time series of the trend according to:

$$Y = aX + b \quad (9)$$

where a is the slope of the line and b is the y intercept. Therefore, the annual rate of degradation according to the specific performance metric may be calculated as follows:

$$R_D = \frac{12a}{b} \times 100 \quad (10)$$

The statistical uncertainty related to the estimated value of R_D was calculated by the standard errors for the slope estimator and intercept according to (ISO, 2008), assuming a coverage factor $k_c = 2$ thus giving a confidence interval (CI) of 95%.

2.3.2. Year-on-Year

In the Year-on-Year (YOY) method, the rate of change experienced by two monthly values of a specific performance metric in subsequent years is obtained. This calculation is applied to the remaining monthly values of this performance metric of the year in question and subsequently all years. Thus, the median of the resulting distribution of degradation rates is assumed to be representative of the long-term performance decline of the PV specimen analysed. Then, a bootstrap approach is used to estimate a 95% CI in the distribution of R_D , as described by Jordan et al. (2016a).

3. Results and discussion

3.1. Preliminary analysis of monthly time series of the performance metrics studied

After the data filtering described in the previous section, the values of P_{exp}^* , PR_{DC} , $PR_{DC,STC}$ were calculated with the data gleaned over the course of the experimental campaign. Such performance metrics are

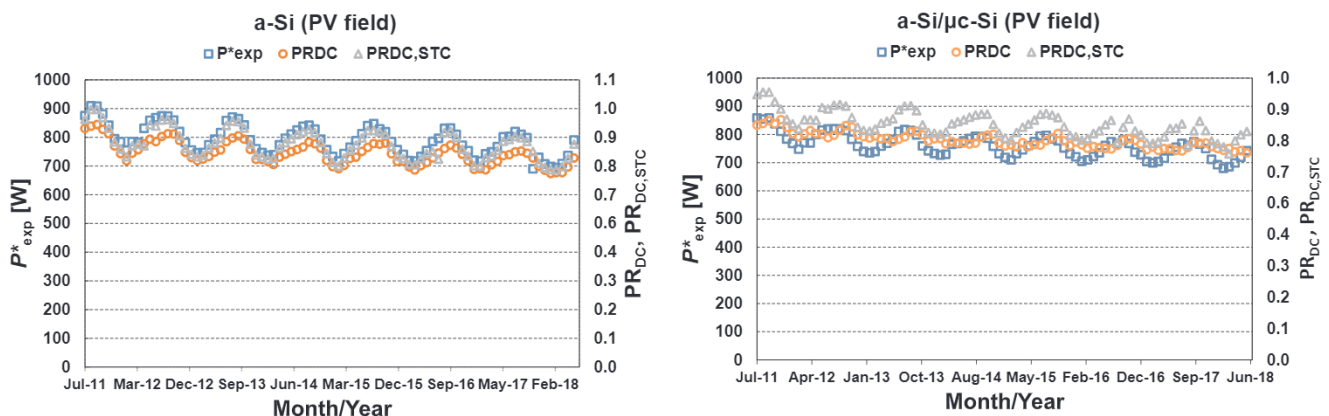


Fig. 2. Monthly P_{exp}^* , PR_{DC} and $PR_{DC,STC}$ time series of the PV fields corresponding to PVGCS #1 (left) and PVGCS #2 (right).

depicted in Figs. 2 and 3 for all the PV specimens under investigation. It should be kept in mind that both PVGCS #1 and PVGCS #2 were monitored from July 2011 to June 2018 while the four PV modules were tested and measured from November 2011 to June 2018.

A remarkable data break related to the monitored behaviour of the PV modules occurred from July to December 2014 as their test and measurement process was interrupted due to maintenance tasks of the ATMS. Following a strategy recommended by Jordan and Kurtz (2014), the missing monthly performance metrics were calculated by assigning them the average value of those monthly performance metrics taken from the previous and subsequent years. Thus, for instance, the missing monthly value of P^*_{exp} for the a-Si PV module corresponding to July 2014 was the average of the values obtained for such parameter for this PV specimen in July 2013 and July 2015.

As expected due to the Staebler-Wronski effect (Staebler and Wronski, 1977), a remarkable decline in P^*_{exp} , PR_{DC} and $PR_{DC,STC}$ is undergone by the two PV fields until late 2012 (Kichou et al., 2016a, 2016b), in conjunction with thermal annealing cycles. Such cycles remain superimposed to a less steep decline in the performance of the two PV fields after their initial consolidation phase. This typical behaviour has been widely reported in literature for a-Si and a-Si/ μ c-Si PV specimens for several locations with different climates (Ishii et al., 2011; Schweiger et al., 2017; Silvestre et al., 2016; Tahri et al., 2017; Ye et al., 2014). Thus, the three performance metrics evolve similarly by peaking and lowering down to a minimum during the hot and cold season, respectively. This behaviour is due to annealing effects in the case of P^*_{exp} , while summer/winter spectral gains/losses experienced by these materials in Jaén (Nofuentes et al., 2017a) also influence PR_{DC} and $PR_{DC,STC}$.

No outstanding initial degradation in the performance of the four PV modules is noticeable in Fig. 3, as they had been exposed outdoors

during 16 months prior to the start of the experimental campaign. However, seasonal cycles are noticeable to a greater or lesser extent depending on the specific PV technology. Considerations regarding the seasonal trends of monthly P^*_{exp} , PR_{DC} and $PR_{DC,STC}$ discussed in the preceding paragraph for the two PV fields also hold for the a-Si and a-Si/ μ c-Si PV modules under scrutiny. Far less pronounced metastabilities are visible in the evolution of monthly P^*_{exp} over time for the CdTe PV module, which is qualitatively similar to the behaviour reported for this material by Makrides et al. (2014) in Nicosia, Cyprus (latitude 35.2°N, longitude 33.4E), Silvestre et al. (2016) in Madrid, Spain (latitude 40.5°N, longitude 3.7°W) and Schweiger et al. (2017) in Ancona, Italy (latitude 43.5°N, longitude 13.1°E), Cologne, Germany (latitude 50.9°N, longitude 7.0E) and Phoenix, USA (latitude 33.4°N, longitude 111.9°W). Interestingly, the three performance metrics under study experience a slight but steady rise until January 2017 for the CIGS PV module. In this respect, the trend obtained here for monthly P^*_{exp} and $PR_{DC,STC}$ qualitatively coincides with that described by Ishii et al. (2011) for two CIGS PV modules tested and measured in Tsukuba, Japan (latitude 36.1°N, longitude 139.5°E). Schweiger et al. (2017) obtained a similar initial rising trend for this kind of PV material tested and measured in Ancona, Cologne, Phoenix and Chennai, India (latitude 13.0°N, longitude 80.0E). However, the findings of Gottschalg et al. (2013) in Loughborough, UK (latitude 52.8°N, longitude 1.2°W), Silvestre et al. (2016) in Madrid, Tahri et al. (2017) in Saida, Algeria (latitude 34.8°N, longitude 0.2°E) and Quansah and Adaramola (2019) in Kumasi, Ghana (latitude 6.7°N, longitude 1.6°E) show a steady decline in the performance of CIGS PV modules since first exposed outdoors.

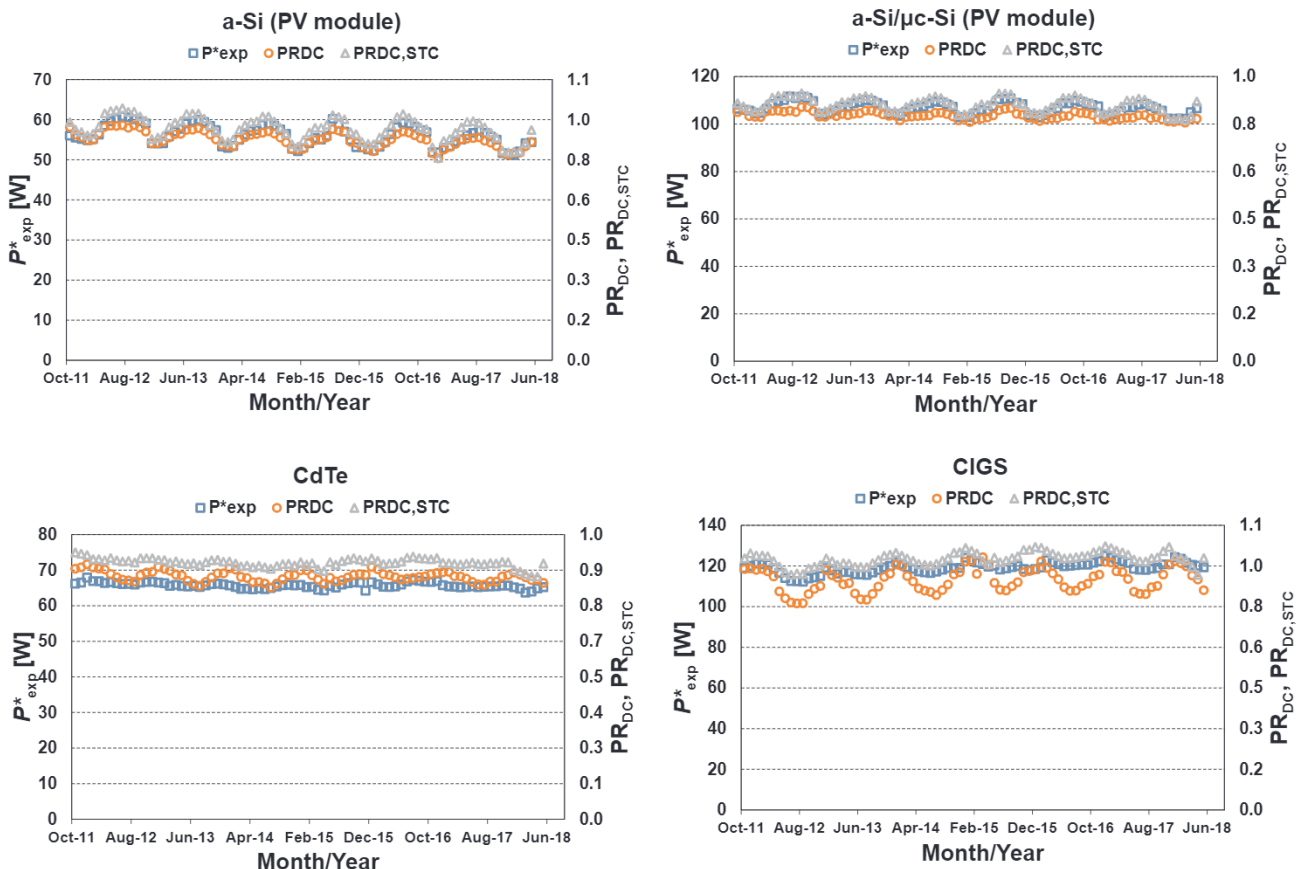


Fig. 3. Monthly P^*_{exp} , PR_{DC} and $PR_{DC,STC}$ time series of the four PV modules under study.

3.2. Analysis of degradation and linearity of performance decline

As described in Sections 2.3.1 and 2.3.2, CSD and YOY techniques have been applied to monthly P_{exp}^* , PR_{DC} and $\text{PR}_{\text{DC,STC}}$ time series for the PV fields and the PV modules under scrutiny in January 2013–June 2018 (five and a half years) and January 2012–June 2018 (six and a half years), respectively. By discarding data corresponding to the first 18 months of outdoor exposure in the calculations –i.e.: July 2011–December 2012 and July 2010–December 2011 for the PV fields and PV modules studied, respectively– an attempt is made to exclude LID phenomena from the analysis. Partially following the methodology proposed by Makrides et al. (2014), shorter time series of the performance metrics studied were also investigated using the two aforementioned statistical techniques. Thus, values of R_D for monthly P_{exp}^* , PR_{DC} and $\text{PR}_{\text{DC,STC}}$ time series were calculated considering three-, four-, five- and five-and-a-half-year periods for the PV fields under investigation while three-, four-, five-, six- and six-and-a-half year periods were considered to evaluate the values of R_D for the PV modules studied. This helped to assess the linearity of the performance decline, as shown hereafter.

As an example of the application of the CSD technique, Fig. 4 shows the trend extracted from monthly P_{exp}^* time series for the a-Si and a-Si/ $\mu\text{-Si}$ PV fields over the five-and-a-half-year period ranging from January 2013 to June 2018. The YOY technique was applied with the help of STATGRAPHICS™ Centurion XVII software.

3.2.1. Values of the annual degradation rate using CSD and YOY techniques over a five-and-a-half-year period and a six-and-a-half-year period

Table 3 shows the values of the annual degradation rates according to each technique and performance parameter considered. Such values were calculated over a five-and-a-half-year period and a six-and-a-half-year period for the PV fields and PV modules under scrutiny, respectively.

Overall, fairly similar outcomes are obtained when the CSD technique is applied to the P_{exp}^* , PR_{DC} and $\text{PR}_{\text{DC,STC}}$ time series of a specific PV technology. This also holds for the YOY approach. In other words, there are no significant differences for each method between the results derived from the analysis of each considered performance metric time series for every PV material under investigation. Moreover, the rows of Table 3 show how the uncertainty ranges of R_D calculated for the three performance metric time series of each PV specimen for both CSD and YOY methods exhibit a noticeable overlapping, in general. This matching owes a good deal to the comparatively larger uncertainty related to the results of R_D obtained by the latter method, which makes it easier for the obtained confidence intervals obtained by both techniques to overlap. The CdTe PV module is an exception to this as its performance decline is nearly negligible when using the CSD technique while the YOY approach yields values of R_D that lie around 0.70%/year. No overlapping of confidence intervals obtained for the latter parameter by both techniques occurs for this PV material.

Anyway, the fact that Table 3 provides six different –although reasonably aligned, with the exception of the CdTe PV module– values of R_D for every PV specimen under scrutiny turns a comprehensive discussion of the results difficult. In order to simplify such discussion, in what follows the values of the latter parameter obtained by applying the YOY technique to the P_{exp}^* time series will be assumed as the annual degradation experienced by each PV specimen studied. Indeed, P_{exp}^* was introduced in Section 2.2.3 as a corrected metric primarily intended to avoid the seasonality caused by variables such as temperature, spectrum and AOI. Moreover, the YOY analysis limits the impact of soiling, nonlinearities, potential drift of irradiance sensors, etc., thus suggesting that this technique may yield more consistent degradation estimates than other least-square-based regression approaches (Jordan et al., 2016b, 2018).

As discussed previously, studies reported in the literature on the

performance decline of various PV materials in different sites worldwide are informative. Unfortunately, they are often difficult to suitably interpret and compare with each other given that they generally were conducted with disparate experimental protocols. Additionally, such studies often applied different methods to analyse the performance metric time series selected. However, comparing the results gathered in previous contributions reviewed in Section 1 with those obtained here is advisable to put the latter in a broader context. In general, the degradation rates calculated in this paper are lower than those reported in many previous studies for the four PV materials under scrutiny here. Indeed, most of the aforementioned studies include in their calculations virtually all the pre-stabilization periods of the PV specimens investigated.

The highest degradation in performance is experienced by both the a-Si and a-Si/ $\mu\text{-Si}$ PV fields in conjunction with the a-Si PV module ($1.32 \pm 0.48\%$ /year, $1.22 \pm 0.23\%$ /year and $1.50 \pm 0.27\%$ /year, respectively). Such values are close to the median –around 1%/year– obtained for the annual degradation of such PV materials obtained by Jordan et al. (2016a). By contrast, values of R_D that lie within 2.0–5.7%/year and 1.7–4.9%/year were found in some other analyses for a-Si and a-Si/ $\mu\text{-Si}$, respectively (Hussin et al., 2015; Ishii et al., 2011; Kichou et al., 2016a, 2016b; Limmanee et al., 2016; Makrides et al., 2014; Ozden et al., 2017; Quansah et al., 2019; Rawat et al., 2017; Sharma et al., 2014; Silvestre et al., 2016; Tahri et al., 2017; Ye et al., 2014). The values of the annual degradation rate of both the a-Si/ $\mu\text{-Si}$ and CdTe PV modules calculated here lie in the vicinity of 0.7%/year, which is well below the median value of $\sim 3\%$ /year reported by Jordan et al. (2016a) for the latter PV technology. Values of the performance decline underwent by CdTe reported in some previous papers range from 2%/year to a severe 10.6%/year (Kichou et al., 2018; Makrides et al., 2014; Ozden et al., 2017; Silvestre et al., 2016; Ye et al., 2014). The initial upward trend of the performance metrics of the CIGS PV module under scrutiny (Fig. 3) results in a R_D value of $-0.92 \pm 0.48\%$ /year. By contrast, many studies report a performance decrease of this PV technology that ranges from 0.4%/year to 7.3%/year (Gottschalg et al., 2013; Kichou et al., 2018; Makrides et al., 2014; Ozden et al., 2017; Quansah et al., 2019; Silvestre et al., 2016; Ye et al., 2014). Interestingly, Ishii et al. (2011) reported values of R_D of -0.25% /year and -0.30% /year for two CIGS PV modules of the same manufacturer tested and measured in Tsukuba, Japan (latitude 36.1°N , longitude 139.5°E). In the same vein, Schweiger et al. (2017) also described a two-year-long initial increasing trend of the performance of four CIGS PV modules spread over four sites with different climates each, as discussed in Section 3.1. Jordan et al. (2016a) also report values of R_D around -1% found for this material in some studies.

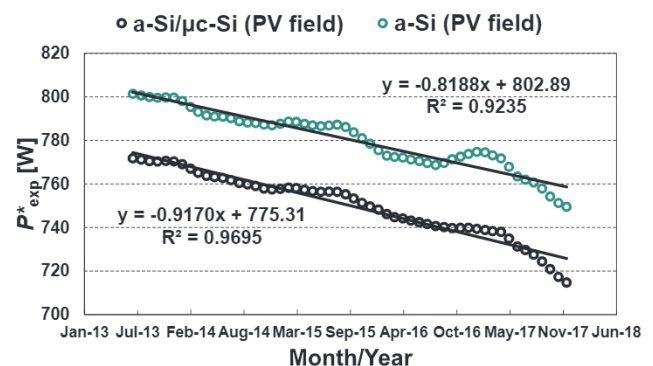


Fig. 4. Linear regression applied to the de-seasonalised P_{exp}^* time series obtained by means of CSD for the a-Si and a-Si/ $\mu\text{-Si}$ PV fields. The high values of the coefficient of determination (R^2) obtained show the good quality of the linear fit.

Table 3

Values of the annual degradation rates for the PV specimens under investigation calculated by applying CSD and YOY techniques to the time series of the performance metrics studied. A five-and-a-half-year period and a six-and-a-half-year period were considered for the PV fields and PV modules under investigation, respectively.

	R_D [%/year]					
	CSD			YOY		
	P^*_{exp}	PR _{DC}	PR _{DC,STC}	P^*_{exp}	PR _{DC}	PR _{DC,STC}
a-Si (PV field)	1.22 ± 0.10	1.16 ± 0.06	1.25 ± 0.13	1.32 ± 0.48	1.40 ± 0.81	1.27 ± 0.40
a-Si/ μ c-Si (PV field)	1.37 ± 0.07	1.28 ± 0.04	1.40 ± 0.09	1.22 ± 0.23	1.28 ± 0.23	1.08 ± 0.28
a-Si (PV module)	1.23 ± 0.38	1.06 ± 0.06	1.01 ± 0.08	1.50 ± 0.27	1.34 ± 0.24	1.46 ± 0.39
a-Si/ μ c-Si (PV module)	0.34 ± 0.06	0.43 ± 0.05	0.33 ± 0.06	0.64 ± 0.16	0.53 ± 0.29	0.55 ± 0.41
CdTe	0.09 ± 0.09	0.13 ± 0.09	0.09 ± 0.12	0.62 ± 0.25	0.55 ± 0.15	0.89 ± 0.52
CIGS	-0.72 ± 0.31	-0.81 ± 0.35	-1.00 ± 0.13	-0.92 ± 0.38	-0.46 ± 0.79	-0.56 ± 0.68

3.2.2. Values of the annual degradation rates using CSD and YOY techniques over different time periods

Figs. 5 and 6 show the resulting values of the degradation rate obtained by applying the CSD and YOY techniques to the three performance metric time series over three-, four-, five- and five-and-a-half-year periods for the a-Si and a-Si/ μ c-Si PV fields under study. The stable behaviour of the outcomes suggests that: (a) both PV fields had already reached their consolidation phase by the start of the four periods under investigation (January 2013) and (b) the two PV specimens exhibit an approximately linear degradation over the four periods studied. The latter fact can be noticed in Fig. 4, in which the high value of the coefficient of determination demonstrates the large extent the trend of P^*_{exp} isolated by the means of the CSD method for each PV field is described by the linear fit. Besides, the similarity of the shape of both trends should also be noticed. Moreover, for both statistical methods used, the values of R_D obtained by analysing the P^*_{exp} , PR_{DC} and PR_{DC,STC} time series over the three-, four-, five- and five-and-a-half-year periods match reasonably well for each PV field. As discussed in Section 3.2.1, this is largely due to the comparatively larger uncertainties related to R_D obtained by the YOY method, which facilitates the overlapping of the confidence intervals obtained by both techniques. Therefore, in principle, the values of the annual degradation rate calculated over five-and-a-half years by CSD or YOY applied to any of the three performance metrics might be used to suitably model the behaviour of the two PV fields under investigation during such period. Anyway, the fact that the wider confidence intervals of the outcomes obtained by means of the YOY technique might result in higher uncertainty when modelling the performance of the two PV fields should be investigated further.

The values of the annual degradation rate calculated for each statistical method applied to the three performance metric time series

studied over three-, four-, five-, six- and six-and-a-half-year periods for the a-Si, a-Si/ μ c-Si, CdTe and CIGS PV modules under scrutiny are depicted in Figs. 7–10. The noticeable fluctuations of the outcomes for the CSD technique over such evaluation periods deserve some comments. Thus, for the a-Si PV module, the values of R_D peak around 2.7%/year for the three performance metrics over the four- and five-year periods to subsequently converge to around 1.2%/year. It is not until the five-year period that the values of R_D for the a-Si/ μ c-Si PV module converge towards around 0.3%/year. For its part, the annual degradation rate of the CdTe PV module lies in the vicinity of 0.1% only from the five-year period onwards. In contrast, the CIGS PV module shows an initial pronounced increasing performance during the three- and four-year evaluation periods and then converges towards a degradation rate lying around -1%/year. It is worth noting for this PV specimen that the value of R_D for the four-year period calculated by using PR_{DC} is abnormally far lower than that found by using P^*_{exp} .

Non-linearities may become apparent at the start of outdoor exposure of TF PV devices. However, depending on the underlying degradation mechanisms, PV degradation may also be far from linear in later phases of such technologies (Jordan et al., 2017) and this would be the case for the four PV modules under investigation. Thus, Fig. 11 shows the trends of P^*_{exp} isolated by means of the CSD technique for the PV modules monitored over the six-and-a-half-year period. The low values of the coefficient of determination obtained –which is remarkably poor for CdTe– show how such trends are not suitably described by a linear regression approach. It should be borne in mind that the values of the degradation rate for the CSD method are derived precisely from such regression techniques, as previously described in Section 2.3.1. It stems from Fig. 11 that linear fits applied to shorter evaluation periods yield different values of R_D . Thus, such fits are especially sensitive to bias resulting from abnormal results or

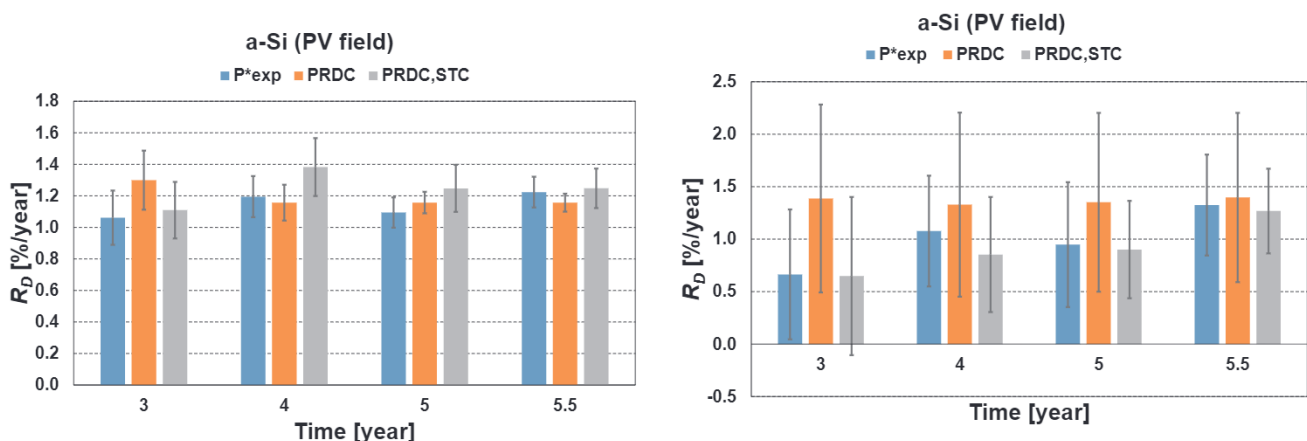


Fig. 5. Values of R_D for the a-Si PV field under study using CSD (left) and YOY (right) techniques applied to three-, four-, five- and five-and-a-half-year P^*_{exp} , PR_{DC} and PR_{DC,STC} time series. All the time series studied start in January 2013.

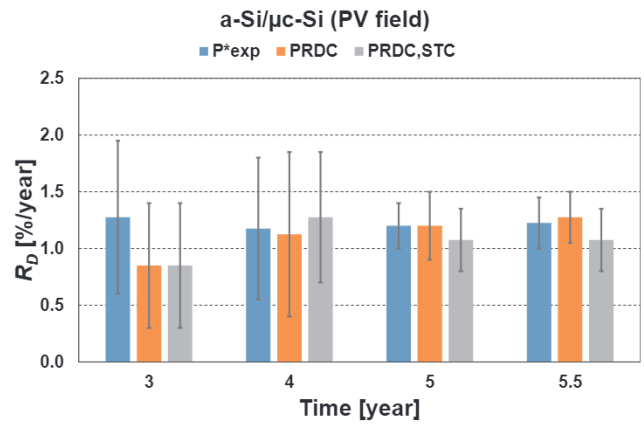
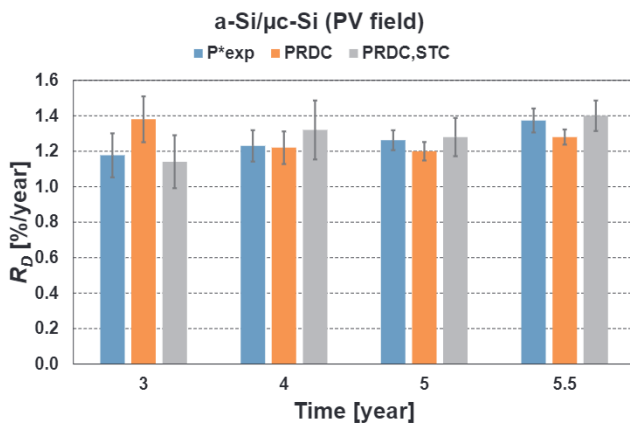


Fig. 6. Values of R_D for the a-Si/ μ c-Si PV field under study using CSD (left) and YOY (right) techniques applied on three-, four-, five- and five-and-a-half-year P^*_{exp} , PRDC and PRDC,STC time series. All the time series studied start in January 2013.

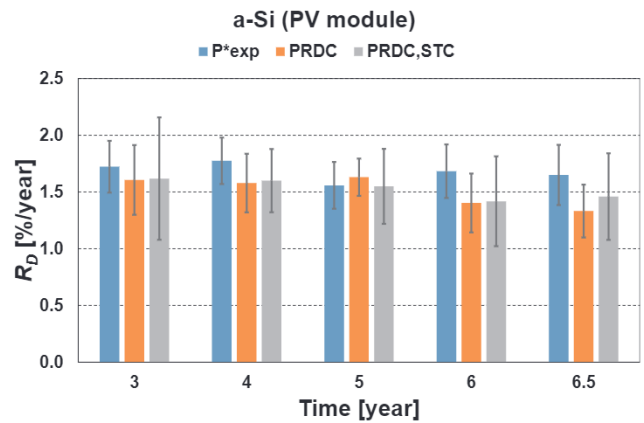
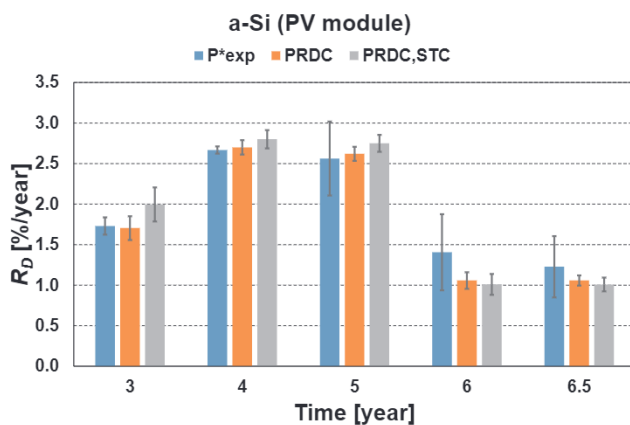


Fig. 7. Values of R_D for the a-Si PV module under study using CSD (left) and YOY (right) techniques applied on three-, four-, five-, six- and six-and-a-half-year P^*_{exp} , PRDC and PRDC,STC time series. All the time series studied start in January 2012.

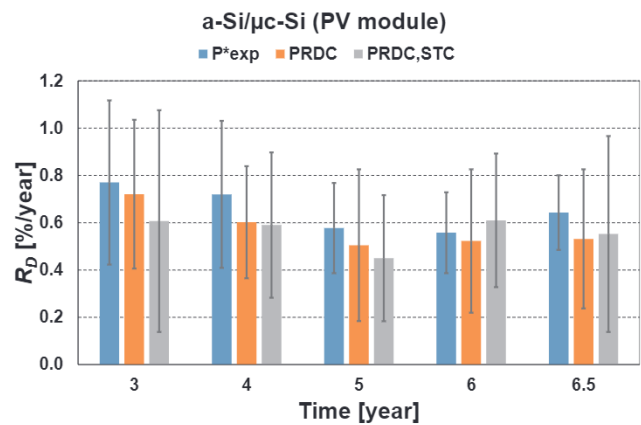
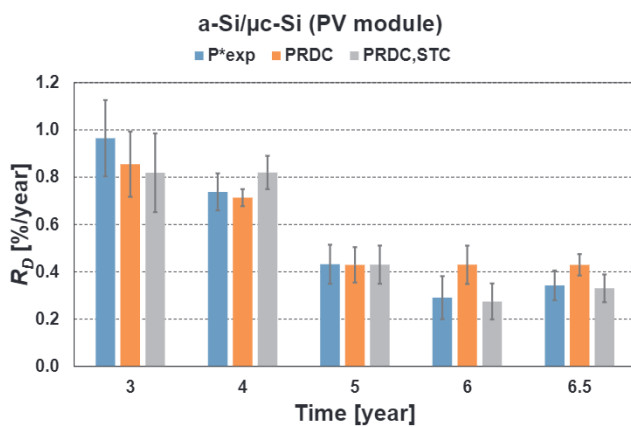


Fig. 8. Values of R_D for the a-Si/ μ c-Si PV module under study using CSD (left) and YOY (right) techniques applied on three-, four-, five-, six- and six-and-a-half-year P^*_{exp} , PRDC and PRDC,STC time series. All the time series studied start in January 2012.

pronounced non-linearity at the start or the end of the period considered (high leverage points). Although not represented here, the trends of PRDC and PRDC,STC for the four PV modules studied exhibit a qualitatively similar pattern to those of P^*_{exp} . Consequently, the previous discussion also holds for the former performance metrics. Therefore, it is clear that the assumption of a linear performance decline on which the computation of the degradation rate is based is violated.

The non-linearity exhibited by the PV modules studied contrasts

with the linear performance decline for the two PV fields and deserves to be discussed. In this respect, it should be noted that this issue has been very scarcely addressed in literature, but some studies are worthy of mention. Thus, the degradation process of a PV module or system may be influenced by the load under which it operates (Jordan and Kurtz, 2016). For instance, a-Si PV technology in open-circuit conditions under illumination may cause nonequilibrium conditions (Ye et al., 2014) and result in higher degradation rates than under continuous load (Fanni et al., 2009). The most severe non-linearity is

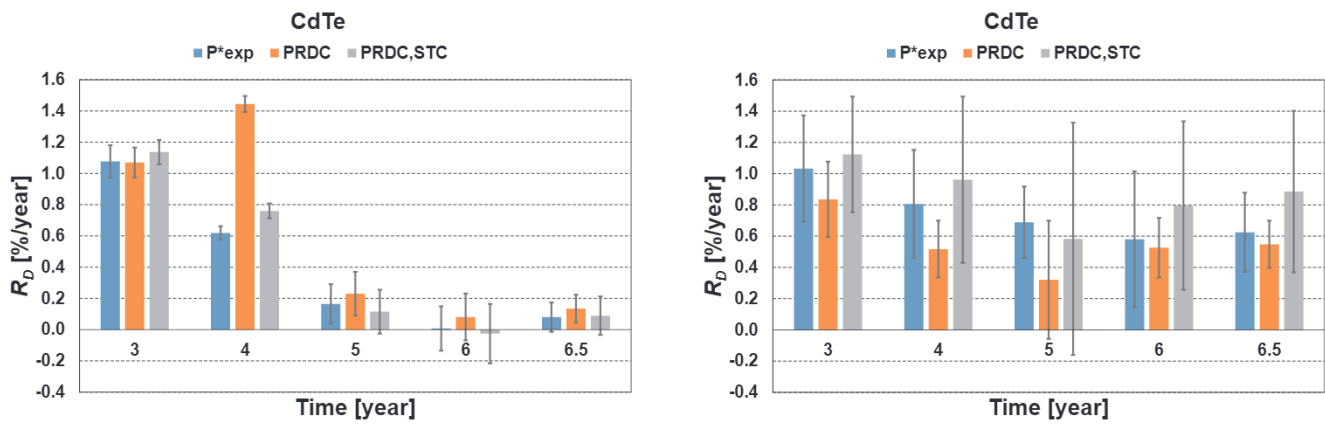


Fig. 9. Values of R_D for the CdTe PV module under study using CSD (left) and YOY (right) techniques applied on three-, four-, five-, six- and six-and-a-half-year P^*_{exp} , PR_{DC} and $PR_{DC,STC}$ time series. All the time series studied start in January 2012.

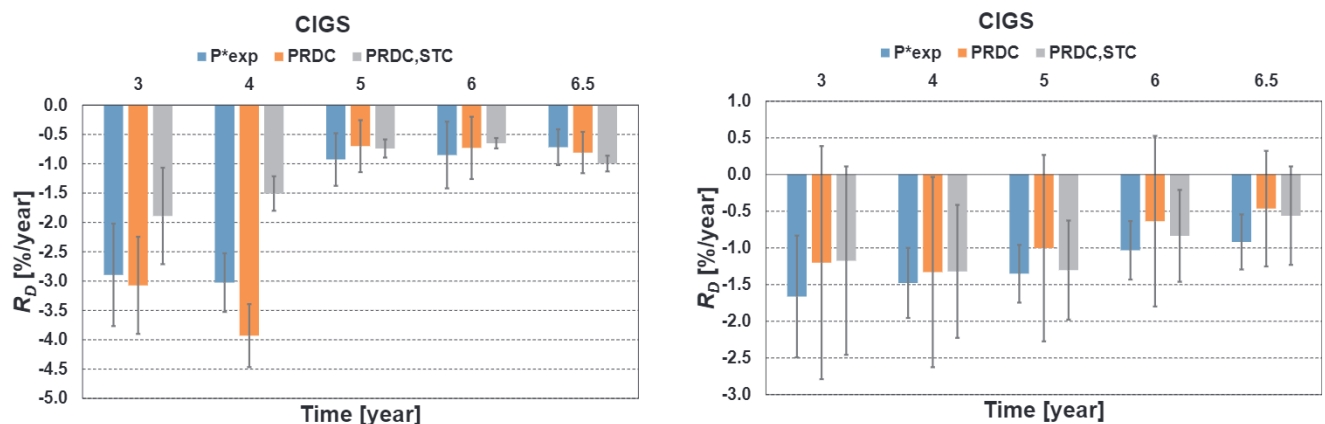


Fig. 10. Values of R_D for the CIGS PV module under study using CSD (left) and YOY (right) techniques applied on three-, four-, five-, six- and six-and-a-half-year P^*_{exp} , PR_{DC} and $PR_{DC,STC}$ time series. All the time series studied start in January 2012.

shown by the CdTe PV module under scrutiny: in this sense, some 1–3 years may pass until CdTe PV materials reach stabilization and linear degradation commences according to some studies (Ngan et al., 2014; Strevel et al., 2012). Thus, the stabilization of a CdTe PV module tested and measured in Prague, Czech Republic (latitude 50.1°N, longitude 14.4°E) by Kichou et al. (2018) occurred after a period of 25 months of exposure although linearity after the consolidation phase is not dealt with in such study. In this respect, no steady state was found by Makrides et al. (2014) for a CdTe PV system in Nicosia even after an operation period of five years. A study on the outdoor measured maximum power at STC for a CIS PV module over a 10-year period reported by Jordan et al. (2017) identified no significant degradation in the first 6 years. However, a downward trend in its performance became apparent from the 6th year onwards.

In view of the above, modelling the performance of the four PV modules under scrutiny over the six-and-a-half period using the values of R_D obtained by the CSD technique shown in Table 3 may result in inaccurate results. Rather, obtaining suitable degradation rates using this technique would require identifying shorter phases over the experimental campaign in which linear trends are approximately observed.

A fairly good overlap exists between the confidence intervals of the values of R_D obtained for the YOY method along the five evaluation periods for the four PV modules, regardless of the performance metric time series to which this method is applied. This is consistent with the results shown by Jordan et al. (2018) in which the YOY approach is presented as a robust technique to limit the impact of nonlinearity. However, as discussed earlier for the PV fields studied, the relatively

wide confidence intervals obtained for R_D may be conducive to a significant uncertainty related to modelling the behaviour of the four PV modules under investigation over the six-and-a-half period. Therefore, this issue should be investigated further.

4. Conclusions

The values of the annual degradation rates and the degradation paths exhibited in the field by different TF PV technologies deployed on a sunny inland mid-latitude site have been investigated in this paper. To this end, both an a-Si and an a-Si/ μ -Si small PVGCS (< 1 kWp) have been monitored since their commissioning in July 2011. In addition, four single PV modules -a sample for each one of four technologies considered (a-Si, CIGS, CdTe, and a-Si:H/ μ -Si:H)- were exposed outdoors since July 2010 to subsequently start recording their I - V curves at regular intervals in conjunction with the environmental parameters that affect their performance from November 2011 onwards. Only data gleaned after 18 months of outdoor exposure of all the PV specimens under scrutiny were considered in the analysis with the view to trying to separate LID phenomena from their stabilisation periods. Monthly time series were constructed using PR_{DC} , $PR_{DC,STC}$, and P^*_{exp} for the PV specimens under study. CSD and YOY statistical techniques were then applied to these three performance metrics over a five-and-a-half- and six-and-a-half-year periods for the PV fields and the PV modules under investigation, respectively.

The highest degradation rates in performance exhibited over the above periods are found for the a-Si and a-Si/ μ -Si PV fields in conjunction with the a-Si PV module, which lie around 1.32%/year,

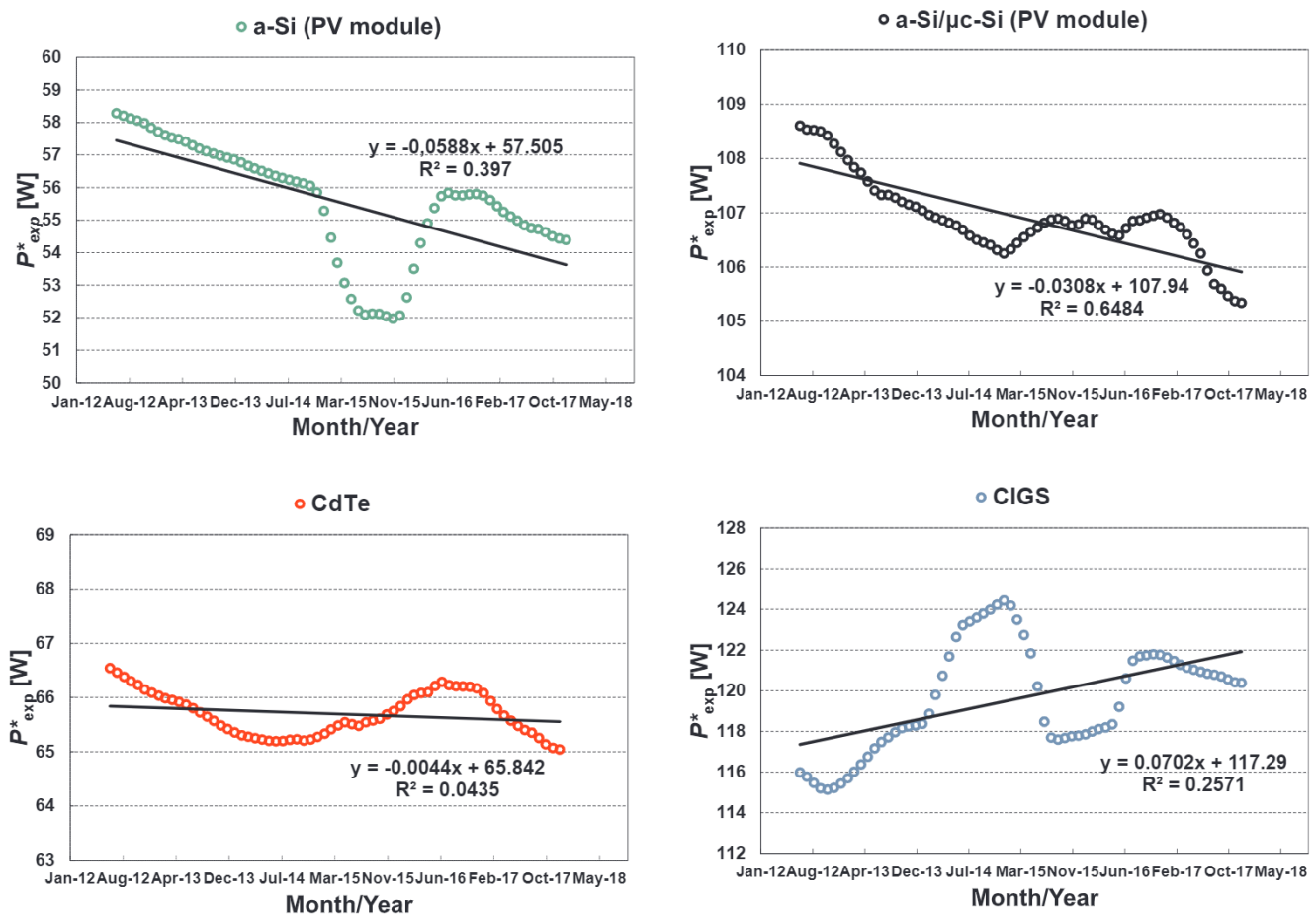


Fig. 11. Linear regression on CSD extracted trend of the P_{exp}^* time series over the six-and-a-half-period ranging from January 2012 to June 2018 for the four PV modules under study.

1.22%/year and 1.50%/year, respectively. The a-Si/ μ c-Si PV module exhibits a lower power decline ($\sim 0.6\%$ /year) in a similar way to the CdTe PV module, whose annual degradation rate is nearly negligible according to CSD while such parameter lies in the vicinity of 0.7%/year according to YOY. Overall, the outcomes obtained are lower than those reported in literature since many available studies have not disregarded the pre-stabilisation phase of the PV specimens investigated in their calculations. Interestingly, the performance of the CIGS PV module improves after the measurement period at a rate around -0.92% /year.

Applying CSD and YOY techniques to PR_{DC} , $PR_{DC,STC}$ and P_{exp}^* time series for the PV specimens whose performances decline in a closely linear way over the course of the experimental campaign leads to values of their annual degradation rates that are reasonably within the uncertainty range regardless of the performance metric analysed. Obviously, as linear degradation has taken place, this conclusion also holds for shorter periods within the full measurement period under scrutiny. Therefore, in principle, such values of R_D may be used to suitably model the performance of such PV specimens over the period investigated. Conversely, the violation of the linearity assumption for any PV specimen is conducive to outcomes that differ in general when applying the CSD method to the three performance metrics, depending on the sub-period analysed within the full measurement period under scrutiny. Interestingly, the YOY method applied to such performance metrics for PV specimens with non-linear degradation paths provides values of R_D that are within the uncertainty range over the aforementioned sub-periods and full measurement period. Thus, in principle, the values of the latter parameter might also be used to suitably model the outdoor behaviour of such PV specimens over the full measurement period. In any case, the relatively wide confidence intervals obtained

for R_D using the YOY approach with and without non-linearities may lead to significant uncertainties when modelling PV performance.

The discussion above should be taken cautiously as the experimental campaign carried out here is not statistically significant to draw general conclusions about the PV materials investigated. Furthermore, despite being supported by many available studies in literature, evaluating the behaviour of single PV modules by periodically scanning their I - V curves may be an unrealistic approach. In this direction, further research is needed on both quantifying the decline of the long-term performance of TF PV modules forming part of PV fields and ascertaining the degradation path of such devices. Indeed, the real usefulness of providing values of the annual degradation rate of PV specimens is questionable if the linearity of their degradation is not explored somehow. In this sense, enlarging the existing knowledge of annual degradation rates of PV technologies should be addressed according to stricter criteria, such as those used in this paper.

Last, future work will include using accurate modelling of the performance of TF PV systems in order to compare their measured output over a given period with their expected output in the same period. Such modelling should use the values of the annual degradation rate calculated by each statistical method under investigation applied to each performance metric analysed. This would be the key to assess which of such performance metrics and statistical approaches should be selected to fit the experimental data best.

Funding

The authors sincerely thank the financial support provided by the Spanish Science and Innovation Ministry and the ERDF within the

frame of the project ‘Estimacion de la energia generada por módulos fotovoltaicos de capa delgada: influencia del espectro’ under expedient code ENE2008-05098/ALT. This work was also supported by the Centre for Advanced Studies in Energy and Environment (University of Jaén) within the frame of the project ‘Caracterización y modelado de las irradiancias espectrales global sobre plano inclinado y directa normal mediante técnicas estadísticas y de inteligencia artificial’.

Declaration of Competing Interest

The authors declared that there is no conflict of interest.

References

- Alonso-Abella, M., Chenlo, F., Nofuentes, G., Torres-Ramírez, M., 2014. Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: The case of four specific sites. *Energy* 67, 435–443.
- Belluardo, G., Ingenhoven, P., Sparber, W., Wagner, J., Weihs, P., Moser, D., 2015. Novel method for the improvement in the evaluation of outdoor performance loss rate in different PV technologies and comparison with two other methods. *Sol. Energy* 117, 139–152. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.04.030>.
- Fanni, L., Pola, I., Burà, E., Friesen, T., Chianese, D., 2009. Investigation of annealing and degradation effects on a-Si PV modules in real operating conditions. In: Proceedings of 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Germany, pp. 3596–3599. <https://doi.org/10.4229/24thEUPVSEC2009-4AV.3.92>.
- Ferrada, P., Araya, F., Marzo, A., Fuentealba, E., 2015. Performance analysis of photovoltaic systems of two different technologies in a coastal desert climate zone of Chile. *Sol. Energy* 114, 356–363.
- Fraunhofer ISE. Available online: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> (accessed on 21 March 2019).
- Gottschalg, R., Betts, T.R., Eeles, A., Williams, S.R., Zhu, J., 2013. Influences on the energy delivery of thin film photovoltaic modules. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 119, 169–180. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.06.011>.
- Hussin, M.Z., Shaari, S., Omar, A.M., Zain, Z.M., 2015. Amorphous silicon thin-film: Behaviour of light-induced degradation. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 43, 388–402. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.093>.
- IEC 60904-1, 1987. Photovoltaic devices, Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics, first ed. 12-1987, Geneva.
- IEC 61724-1:2017, 2017. Photovoltaic System Performance Monitoring – Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis. IEC Standard; IEC, Geneva, Switzerland.
- Ishii, T., Takashima, T., Otani, K., 2011. Long-term performance degradation of various kinds of photovoltaic modules under moderate climatic conditions. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 19, 170–179. <https://doi.org/10.1002/pip.1005>.
- ISO, 2008. Guide 98-3. Uncertainty of Measurement – Part 3: Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (GUM:1995). Guid. 98-3 130.
- Jahn, U., Schweiger, M., Herrmann, W., 2012. Final results of high precision indoor and outdoor performance characterization of various thin-film PV module technologies. In: 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt, Germany, pp. 3233–3238.
- Jordan, D.C., Kurtz, S.R., 2010. Analytical improvements in PV degradation rate determination. In: 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. Honolulu, Hawaii, pp. 2688–2693.
- Jordan, D.C., Kurtz, S.R., 2014. The dark horse of evaluating long-term field performance-data filtering. *IEEE J. Photovolt.* 4, 317–323. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2013.2282741>.
- Jordan, D.C., Kurtz, S.R., Vansant, K., Newmiller, J., 2016a. Compendium of photovoltaic degradation rates. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 24, 978–989. <https://doi.org/10.1002/pip>.
- Jordan, D.C., Deceglie, M.G., Kurtz, S.R., 2016b. PV degradation methodology comparison – a basis for a standard. In: Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf. 2016–November, pp. 273–278. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2016.7749593>.
- Jordan, D., Kurtz, S., 2016. PV module stability and reliability. In: Pearsall, N.M. (Ed.), *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems. Modelling, Measurement and Assessment*, first ed. Woodhead Publishing, pp. 71–101.
- Jordan, D.C., Silverman, T.J., Sekulic, B., Kurtz, S.R., 2017. EU PVSEC PAPER PV degradation curves: non-linearities and failure modes. *Prog. Photovolt.: Res. Appl.* 25, 583–591. <https://doi.org/10.1002/pip.2835>.
- Jordan, D.C., Deline, C., Kurtz, S.R., Kimball, G.M., Anderson, M., 2018. Robust PV degradation methodology and application. *IEEE J. Photovolt.* 8, 525–531. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2017.2797779>.
- Kichou, S., Abaslioglu, E., Silvestre, S., Nofuentes, G., Torres-Ramírez, M., Chouder, A., 2016a. Study of degradation and evaluation of model parameters of micromorph silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Jaén, Spain. *Energy Convers. Manage.* 120. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.04.093>.
- Kichou, S., Silvestre, S., Nofuentes, G., Torres-Ramírez, M., Chouder, A., Guasch, D., 2016b. Characterization of degradation and evaluation of model parameters of amorphous silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure. *Energy* 96, 231–241. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.054>.
- Kichou, S., Wolf, P., Silvestre, S., Chouder, A., 2018. Analysis of the behaviour of cadmium telluride and crystalline silicon photovoltaic modules deployed outdoor under humid continental climate conditions. *Sol. Energy* 171, 681–691. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.07.028>.
- Kimber, A., Dierauf, T., Mitchell, L., Whitaker, C., Townsend, T., Newmiller, J., 2009. Improved test method to verify the power rating of a photovoltaic (PV) project. In: Proceedings of the 34th IEEE Industrial Electronic Society (IECON) Annual Conference, pp. 316–321.
- Limmanee, A., Udomdachanut, N., Songtrai, S., Kaewniyompanit, S., Sato, Y., Nakaischi, M., Kittisontirak, S., Sriprapha, K., Sakamoto, Y., 2016. Field performance and degradation rates of different types of photovoltaic modules: a case study in Thailand. *Renew. Energy* 89, 12–17. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.11.088>.
- Makrides, G., Zinsser, B., Schubert, M., Georghiou, G.E., 2014. Performance loss rate of twelve photovoltaic technologies under field conditions using statistical techniques. *Sol. Energy* 103, 28–42. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.011>.
- Makrides, G., Theristis, M., Bratcher, J., Georghiou, G.E., 2018. Five-year performance and reliability analysis of monocrystalline photovoltaic modules with different backsheet materials. *Sol. Energy* 171, 491–499.
- Martínez-Moreno, F., Lorenzo, E., Muñoz, J., Moretón, R., 2012. On the testing of large PV arrays. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 20, 100–105. <https://doi.org/10.1002/pip.1102>.
- Ngan, L., Strevel, N., Passow, K., Panchula, A.F., Jordan, D., 2014. Performance characterization of cadmium telluride modules validated by utility-scale and test systems. In: Proceedings of the 40th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Denver, CO, USA, pp. 1957–1962.
- Nofuentes, G., Almonacid, G., 1999. Design tools for the electrical configuration of architecturally-integrated PV in buildings. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 7, 475–488.
- Nofuentes, G., Fuentes, M., Aguilera, J., Muñoz, J.V., 2009. An assessment on simple modeling approaches to the electric behavior of two CIS PV modules in a sunny climate. *J. Sol. Energy Eng. ASME* 131, 10.
- Nofuentes, G., De La Casa, J., Torres-Ramírez, M., Alonso-Abella, M., 2013. Solar spectral and module temperature influence on the outdoor performance of thin film PV modules deployed on a sunny inland site. *Int. J. Photoenergy* 2013. <https://doi.org/10.1155/2013/620127>.
- Nofuentes, G., García-Domingo, B., Muñoz, J.V., Chenlo, F., 2014. Analysis of the dependence of the spectral factor of some PV technologies on the solar spectrum distribution. *Appl. Energy* 113, 302–309.
- Nofuentes, G., de la Casa, J., Solís-Alemán, E.M., Fernández, E.F., 2017a. Spectral impact on PV performance in mid-latitude sunny inland sites: experimental vs. modelled results. *Energy* 141, 1857–1868. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.078>.
- Nofuentes, G., Gueymard, C.A., Aguilera, J., Pérez-godoy, M.D., Charfe, F., 2017b. Is the average photon energy a unique characteristic of the spectral distribution of global irradiance? *Sol. Energy* 149, 32–43. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.086>.
- Ozden, T., Akinoglu, B.G., Turan, R., 2017. Long term outdoor performances of three different on-grid PV arrays in central Anatolia – an extended analysis. *Renew. Energy* 101, 182–195. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.08.045>.
- Phinikarides, A., Kindyni, N., Makrides, G., Georghiou, G.E., 2014. Review of photovoltaic degradation rate methodologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 40, 143–152. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.155>.
- Quansah, D.A., Adaramola, M.S., 2019. Assessment of early degradation and performance loss in five co-located solar photovoltaic module technologies installed in Ghana using performance ratio time-series regression. *Renew. Energy* 131, 900–910. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.117>.
- Rawat, R., Singh, R., Sastry, O.S., Kaushik, S.C., 2017. Performance evaluation of micromorph based thin film photovoltaic modules in real operating conditions of composite climate. *Energy* 120, 537–548. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.105>.
- Romero-Fiances, I., Muñoz-Cerón, E., Espinoza-Paredes, R., Nofuentes, G., De La Casa, J., 2019. Analysis of the performance of various PV module technologies in Peru. *Energies* 12. <https://doi.org/10.3390/en12010186>.
- Schweiger, M., Bonilla, J., Herrmann, W., Gerber, A., 2017. Performance stability of photovoltaic modules in different climates. *Prog. Photovolt.: Res. Appl.* 25. <https://doi.org/10.1002/pip>.
- Schweiger, M., Jahn, U., Herrmann, W., 2011. Factors affecting the performance of different thin-film PV technologies and their impact on the energy yield. In: 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg Germany, pp. 3640–3645.
- Sharma, V., Sastry, O.S., Kumar, A., Bora, B., Chandel, S.S., 2014. Degradation analysis of a-Si (HIT) hetero-junction intrinsic thin layer silicon and m-C-Si solar photovoltaic technologies under outdoor conditions. *Energy* 72, 536–546. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.05.078>.
- Silvestre, S., Kichou, S., Guglielminotti, L., Nofuentes, G., Alonso-Abella, M., 2016. Degradation analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Spanish continental climate conditions. *Sol. Energy* 139. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.10.030>.
- Silvestre, S., Tahri, A., Tahri, F., Benleba, S., Chouder, A., 2018. Evaluation of the performance and degradation of crystalline silicon-based photovoltaic modules in the Saharan environment. *Energy* 152, 57–63. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.135>.
- Staebler, D.L., Wronski, C.R., 1977. Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si. *Appl. Phys. Lett.* 31, 292.
- Strevel, N., Trippel, L., Gloeckler, M., 2012. Performance characterization and superior energy yield of first solar PV power plants in high-temperature conditions. *Photovolt. Int.*
- Tahri, A., Silvestre, S., Tahri, F., Benleba, S., Chouder, A., 2017. Analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long term exposure in semi-arid climate conditions. *Sol. Energy* 157, 587–595. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.08.048>.
- Torres-Ramírez, M., Nofuentes, G., Silva, J.P., Silvestre, S., Muñoz, J.V., 2014. Study on analytical modelling approaches to the performance of thin film PV modules in sunny inland climates. *Energy* 73, 731–740.
- Urrejola, E., Antonanzas, J., Ayala, P., Salgado, M., Ramírez-Sagner, G., Cortés, C., Pino, A., Escobar, R., 2016. Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in Santiago, Chile. *Energy Convers. Manage.* 114, 338–347. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.02.016>.
- Ye, J.Y., Reindl, T., Aberle, A.G., Walsh, T.M., 2014. Performance degradation of various PV module technologies in tropical Singapore. *IEEE J. Photovolt.* 4 (5), 1288–1294. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2014.2338051>.

