



UNIVERSIDAD DE JAÉN

**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA
ELECTRÓNICA Y AUTOMÁTICA**

TESIS DOCTORAL

**NUEVOS MÉTODOS DE DETECCIÓN DE
SUCIEDAD PARA LA MEJORA DE LA
COMPETITIVIDAD DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS**

PRESENTADA POR:

ÁLVARO FERNÁNDEZ SOLAS

DIRIGIDA POR:

DR. D. EDUARDO FERNÁNDEZ FERNÁNDEZ

DR. D^a FLORENCIA MARINA ALMONACID CRUZ

JAÉN, JUNIO DE 2023

ISBN



UNIVERSIDAD DE JAÉN

**JAÉN HIGHER POLYTECHNIC SCHOOL
ELECTRONIC AND AUTOMATION
ENGINEERING DEPARTMENT**

DOCTORAL THESIS

**NOVEL SOILING DETECTION METHODS TO
INCREASE THE COMPETITIVENESS OF
PHOTOVOLTAIC SYSTEMS**

AUTHOR:

ÁLVARO FERNÁNDEZ SOLAS

SUPERVISORS:

DR. D. EDUARDO FERNÁNDEZ FERNÁNDEZ

DR. D^a FLORENCIA MARINA ALMONACID CRUZ

JAÉN, JUNE 2023

ISBN



Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL

**NUEVOS MÉTODOS DE DETECCIÓN DE SUCIEDAD
PARA LA MEJORA DE LA COMPETITIVIDAD DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

AUTOR

ÁLVARO FERNÁNDEZ SOLAS

DIRECTORES

DR. EDUARDO FERNÁNDEZ FERNÁNDEZ

DR. FLORENCIA MARINA ALMONACID CRUZ

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y AUTOMÁTICA

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN

JAÉN, JUNIO DE 2023

UNIVERSIDAD DE JAÉN
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN

TESIS DOCTORAL

La memoria titulada: “Nuevos métodos de detección de suciedad para la mejora de la competitividad de sistemas fotovoltaicos”, presentada por Álvaro Fernández Solas, aspirante al título de Doctor en “Energías Renovables” ha sido realizada dentro del Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática de la Universidad de Jaén, bajo la dirección del Dr. Eduardo Fernández Fernández y la Dr. Florencia Marina Almonacid Cruz.

Jaén, junio de 2023

El doctorando

Fdo. Álvaro Fernández Solas

Los directores de la Tesis

Fdo. Dr. Eduardo Fernández Fernández

Fdo. Florencia M. Almonacid Cruz



Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL

**NUEVOS MÉTODOS DE DETECCIÓN DE SUCIEDAD
PARA LA MEJORA DE LA COMPETITIVIDAD DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

TRIBUNAL EVALUADOR

Presidente:

Secretario:

Vocal:

Suplente:

Suplente:

Jaén, junio de 2023

AGRADECIMIENTOS

A mis directores por ofrecerme la posibilidad de realizar la tesis bajo su tutela.

A Leonardo Micheli por su ayuda durante todo el camino.

A todos los profesores que me han transmitido sus conocimientos durante casi una década en la Universidad de Jaén.

A todos mis compañeros del grupo de investigación por su amabilidad y su disposición a ayudarme siempre.

A los investigadores conocidos durante mi estancia en la Universidad Técnica de Dinamarca por brindarme la oportunidad de colaborar con ellos.

RESUMEN

Los problemas asociados al cambio climático, combinados con las crisis energéticas cada vez más frecuentes e intensas que surgirían si se mantiene el modelo energético basado principalmente en combustibles fósiles, están motivando a los organismos internacionales y nacionales a tomar medidas para promover las energías renovables. En los últimos años, y debido en gran parte a la fuerte inversión inicial realizada, energías como la eólica y la solar fotovoltaica (FV) han pasado a tener un papel relevante en el *mix* energético de un elevado número de países, mayoritariamente países desarrollados. No obstante, el alto grado de madurez alcanzado por la tecnología FV y sus bajos costes de producción están propiciando actualmente una implantación masiva de estos sistemas en todo el mundo.

Para conseguir el máximo aprovechamiento de estos sistemas, la operación y mantenimiento (O&M) de los mismos presenta un rol fundamental. Una de las tareas de O&M más habituales es la limpieza de los módulos FV, cuyo coste puede llegar a ser notablemente elevado en el caso de grandes plantas. Por este motivo, resulta importante realizar estas limpiezas únicamente cuando sea económicamente viable, es decir, cuando las pérdidas económicas asociadas a la reducción de generación causada por la acumulación de suciedad o *soiling* sean superiores a los costes de limpieza. La toma de esta decisión debe estar fundamentada en datos fiables que indiquen las pérdidas por *soiling* realmente existentes en la planta o el sistema FV.

Esta Tesis Doctoral pretende dar luz a la hora de tomar estas decisiones mediante el desarrollo de nuevos métodos para la evaluación del impacto de la suciedad en los sistemas FV. Actualmente, existen tanto sistemas de monitorización de *soiling* específicos como algoritmos que extraen las pérdidas asociadas al *soiling*. En el caso de los sistemas de monitorización, y considerando sólo sistemas actualmente disponibles a nivel comercial, algunas de sus desventajas son su elevado mantenimiento y su alto coste. En cuanto a los algoritmos, su complejidad y la dificultad para conocer las pérdidas en tiempo real son sus inconvenientes más relevantes. En la presente Tesis Doctoral, se aborda el desarrollo de un sensor de *soiling* de bajo coste y mantenimiento y la evaluación de una metodología para la extracción en tiempo real de las pérdidas.

El desarrollo y la evolución de un sensor óptico de *soiling* previamente concebido por los directores de Tesis ha sido una de las líneas de trabajo. La validación de su operación y la futura implantación de una de las mejoras testadas durante los experimentos en la versión comercial del sensor representan los principales resultados ligados a este nuevo concepto de sensor de *soiling*.

La segunda línea de trabajo consistió en la evaluación del impacto del *soiling* en módulos FV de diferentes tecnologías. Esto se llevó a cabo siguiendo dos vías distintas. Por un lado, se estudió de forma teórica el impacto considerando la distinta respuesta espectral de los materiales y las pérdidas de transmitancia espectral causadas por el *soiling*. Por otra parte, se desarrolló una metodología experimental que permite estimar en tiempo real las pérdidas por *soiling* en módulos FV de cualquier tecnología. Los resultados obtenidos se compararon con las medidas obtenidas de una instalación experimental con módulos de tres tecnologías diferentes.

ABSTRACT

The problems associated with climate change, combined with the increasingly frequent and intense energy crises that would arise if the energy model based mainly on fossil fuels is maintained, are motivating international and national organizations to take measures to promote renewable energies. In recent years, and largely due to the strong initial investment made, energies such as wind and solar photovoltaic (PV) have come to play an important role in the energy mix of a large number of countries, mostly developed countries. However, the high degree of maturity reached by PV technology and its low production costs are currently leading to a massive implementation of these systems worldwide.

To achieve the maximum utilization of these systems, the operation and maintenance (O&M) procedures play a fundamental role. One of the most common O&M tasks is the cleaning of PV modules, whose cost can be non-negligible in the case of large plants. For this reason, it is important to perform artificial cleanings only when it is economically viable, i.e., when the economic losses associated with the reduction in energy generation caused by the accumulation of soiling are greater than the cleaning costs. This decision should be based on reliable data indicating the actual soiling losses in the PV plant or system.

This PhD Thesis aims to shed light on these decisions by developing new approaches for the evaluation of the impact of soiling on PV systems. Currently, there are both specific soiling monitoring systems and algorithms that extract the soiling losses. In the case of monitoring systems, and considering only systems currently available commercially, some of their disadvantages are the high maintenance and the high cost. As for the algorithms, their complexity and the difficulty to know the losses in real time are their most relevant disadvantages. This Doctoral Thesis deals with the development of a low-cost and low-maintenance soiling sensor and the evaluation of a methodology for real-time extraction of soiling losses.

The development and evolution of an optical soiling sensor originally conceptualized by the thesis directors has been a major research line. The validation of its operation and the future implementation of one of the tested improvements in the commercial version of the sensor are the key outcomes associated with this novel soiling sensor concept.

The second line of work consisted of evaluating the impact of soiling on PV modules of different technologies. This objective has been pursued through two distinct avenues. Firstly, the impact was studied theoretically considering the different spectral response of the materials and the spectral transmittance losses due to soiling. Secondly, an experimental methodology was developed to estimate in real-time the soiling losses in PV modules of any technology. To evaluate the efficacy of this approach, the results obtained through the methodology were compared with the measurements taken from an experimental installation comprising modules of three different technologies.

ÍNDICE GENERAL

Índice de figuras.....	4
Lista de acrónimos.....	6
Lista de símbolos	8
1. Introducción.....	9
2. Justificación.....	21
3. Objetivos.....	25
4. Resultados.....	27
4.1. Artículo relacionado con el objetivo específico 1.....	27
4.2. Artículos relacionados con el objetivo específico 2	32
4.3. Artículo relacionado con el objetivo específico 3.....	40
4.4. Artículos relacionados con el objetivo específico 4	44
4.5. Otras publicaciones relacionadas con la tesis	49
4.5.1. Artículos indexados JCR.....	49
4.5.2. Comunicaciones a congresos internacionales.....	49
4.5.3. Comunicaciones a congresos nacionales	50
5. Conclusiones y líneas futuras	51
6. Conclusions and future works.....	55
Referencias	59
Compendio de artículos	65

Índice de figuras

FIG. 1. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA FV INSTALADA. NIVEL MUNDIAL: BARRAS AZULES - EJE Y (IZQ.). NIVEL ESPAÑOL: LÍNEA ROJA - EJE Y (DCHA.). FUENTE DE LOS DATOS: [6] – CAPACIDAD FV MUNDIAL, [7] – CAPACIDAD FV EN ESPAÑA.	10
FIG. 2. EVOLUCIÓN DEL LCOE PARA FV ENTRE 2010 Y 2021. LA BANDA GRIS REPRESENTA EL RANGO DE COSTES ASOCIADO A COMBUSTIBLES FÓSILES. FUENTE DE LOS DATOS: [8].	11
FIG. 3. DISTINTOS TIPOS DE SOILING. IMAGEN TOMADA DE [13].	13
FIG. 4. IZQ. - EVOLUCIÓN DEL NÚMERO TOTAL DE PUBLICACIONES SOBRE SOILING EN FV EN LOS ÚLTIMOS 20 AÑOS. DCHA.- DISTRIBUCIÓN DE LAS PUBLICACIONES POR PAÍSES (SE MUESTRAN SOLO LOS 15 PAÍSES CON MAYOR NÚMERO DE ESTUDIOS PUBLICADOS). EL VALOR REPRESENTA EL TOTAL DE PUBLICACIONES SOBRE SOILING PUBLICADAS EN LOS ÚLTIMOS 20 AÑOS. DATOS OBTENIDOS UTILIZANDO EL BUSCADOR DE SCOPUS [22] E INTRODUCIENDO COMO CRITERIO DE BÚSQUEDA LA PRESENCIA DE LAS PALABRAS “SOILING” OR “DUST” AND “PHOTOVOLTAIC” EN EL TÍTULO, EL RESUMEN Y LAS PALABRAS CLAVE.	14
FIG. 5. DESCRIPCIÓN DE LAS DISTINTAS ESTRATEGIAS PARA LA MONITORIZACIÓN DEL SOILING. FIGURA ADAPTADA DE [50]. .	15
FIG. 6. REPRESENTACIÓN DEL EFECTO DEL SOILING EN LA CARACTERÍSTICA IV DE DISPOSITIVOS FV. IZQDA.: SOILING UNIFORME. DCHA.: SOILING NO UNIFORME. GRÁFICAS DE CARACTERÍSTICAS IV TOMADAS DE [50].	16
FIG. 7. EVOLUCIÓN DEL SRATIO A LO LARGO DEL AÑO. REPRESENTACIÓN DEL SRATE PARA UN PERIODO SECO DE 7 MESES ENTRE MARZO Y OCTUBRE EN UNA LOCALIZACIÓN ESPECÍFICA EN EEUU.	17
FIG. 8. RESPUESTA ESPECTRAL NORMALIZADA DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS FV JUNTO AL ESPECTRO AM1.5G DE REFERENCIA.	22
FIG. 9. INSTALACIÓN EXPERIMENTAL PARA EL ESTUDIO DE LAS PÉRDIDAS POR SOILING EN MÓDULOS FV DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS.	23
FIG. 10. EJE Y-PRIMARIO (IZQDA.): TRANSMITANCIA ESPECTRAL DE UNA MUESTRA DE REFERENCIA (AZUL) Y TRANSMITANCIA ESPECTRAL DE UNA MUESTRA CON SOILING TRAS 24 SEMANAS DE EXPOSICIÓN EN EL EXTERIOR EN JAÉN (ROJO). EJE Y-SECUNDARIO (DCHA.): TRANSMITANCIA ESPECTRAL DEL SOILING. FIGURA TOMADA DE [83].	29
FIG. 11. GRÁFICA SUPERIOR: IMPACTO DE LA MASA DE AIRE EN LA IRRADIANCIA ESPECTRAL GLOBAL. LOS OTROS PARÁMETROS: AOD Y PW SE MANTIENEN CONSTANTES EN 0.1 Y 1 CM RESPECTIVAMENTE. GRÁFICA CENTRAL: IMPACTO DEL AOD A 500 NM EN LA IRRADIANCIA ESPECTRAL GLOBAL. LOS OTROS PARÁMETROS: AM Y PW SE MANTIENEN CONSTANTES EN 1.5 Y 1 CM RESPECTIVAMENTE. GRÁFICA INFERIOR: IMPACTO DEL PW EN LA IRRADIANCIA ESPECTRAL GLOBAL. LOS OTROS PARÁMETROS: AM Y AOD SE MANTIENEN CONSTANTES EN 1.5 Y 0.1 RESPECTIVAMENTE. FIGURA TOMADA DE [83].	30
FIG. 12. SDRATIO DEBIDO AL SOILING EN FUNCIÓN DE LA VARIACIÓN INDIVIDUAL DE LOS VALORES DE: MASA DEL AIRE (AM) - GRÁFICA DE LA IZQDA., PROFUNDIDAD ÓPTICA DE AEROSOL (AOD) - GRÁFICA CENTRAL, AGUA PRECIPITABLE (PW) - GRÁFICA DE LA DCHA. FIGURA TOMADA DE [83].	31
FIG. 13. IZQUIERDA: DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROTOTIPO DEL SENSOR DUSSS. DERECHA: PROTOTIPO DEL SENSOR DUSST DURANTE SU CARACTERIZACIÓN EN INTERIOR. FIGURA TOMADA DE [58].	33
FIG. 14. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN UTILIZADO DURANTE LOS TESTS DE CARACTERIZACIÓN TÉRMICA. SE DISTINGUEN TRES BLOQUES DIFERENTES: (i) ALIMENTACIÓN, (ii) FUENTE DE LUZ (REGULADOR DE CORRIENTE O BUCKPUCK + LED 530 NM), (iii) CÉLULA FV. FIGURA TOMADA DE [58].	33
FIG. 15. EVOLUCIÓN DE LA TEMPERATURA DE LOS DISTINTOS COMPONENTES CON EL TIEMPO. DURACIÓN DE LOS TESTS: 20 MINUTOS. FIGURA TOMADA DE [58].	34
FIG. 16. CORRELACIÓN LINEAL ENTRE LA TEMPERATURA DEL LED Y LA CORRIENTE DE LA CÉLULA FV. FIGURA TOMADA DE [58].	35
FIG. 17. VALIDACIÓN DEL MODELO LINEAR A TROZOS: AJUSTE ENTRE LOS VALORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMITANCIA MEDIDOS (EJE Y) Y LOS VALORES MODELADOS (EJE X). LAS BARRAS DE ERROR REPRESENTAN LA DESVIACIÓN ESTÁNDAR DE LAS MEDIDAS DE TRANSMITANCIA. PARA CADA MUESTRA, SE REALIZARON MEDIDAS DE TRANSMITANCIA EN DISTINTOS PUNTOS DE LA MUESTRA DE VIDRIO PARA COMPROBAR LA NO UNIFORMIDAD.	36
FIG. 18. FLUJOGRAMA PARA EL MODELADO DEL PERFIL DE TRANSMITANCIA DEL SOILING Y SU POSTERIOR VALIDACIÓN FRENTE A MEDIDAS REALES. FIGURA EXTRAÍDA DE [60].	38
FIG. 19. FILA SUPERIOR: PERFILES DE TRANSMITANCIA MEDIDOS Y MODELADOS DE TRES MUESTRAS SIGNIFICATIVAS CON DISTINTOS NIVELES DE SOILING. FILA INFERIOR: ERROR ABSOLUTO PARA CADA LONGITUD DE ONDA ENTRE LA TRANSMITANCIA MEDIDA Y LA MODELADA. EN LAS GRÁFICAS, SE MUESTRAN TAMBIÉN PERFILES DE TRANSMITANCIA PLANOS CONSIDERANDO: (A) EL VALOR DE TRANSMITANCIA A 550 NM Y (B) EL VALOR DE TRANSMITANCIA PROMEDIO. FIGURA EXTRAÍDA DE [60].	39

FIG. 20. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN UTILIZADO PARA LA EXTRACCIÓN DE LAS PÉRDIDAS POR SOILING EN TIEMPO REAL. FIGURA EXTRAÍDA DE [92].	41
FIG. 21. METODOLOGÍA PARA LA EXTRACCIÓN DE LAS PÉRDIDAS POR SOILING. FIGURA EXTRAÍDA DE [92].	42
FIG. 22. GRÁFICO SUPERIOR: VALORES DE SRATIO PROMEDIO SEMANALES. LOS ROMBOS NEGROS REPRESENTAN LOS VALORES MEDIDOS Y LOS MARCADORES DE COLORES REPRESENTAN LOS VALORES MODELADOS CON DISTINTOS MÉTODOS. GRÁFICA INFERIOR: DIFERENCIA ENTRE LOS VALORES MEDIDOS Y LOS MODELADOS. LA FRANJA GRIS REPRESENTA EL MARGEN DE TOLERANCIA DE ± 0.005 . FIGURA EXTRAÍDA DE [92].	42
FIG. 23. (A) EVOLUCIÓN DEL SRATIO DURANTE LA CAMPAÑA EXPERIMENTAL. LOS RECTÁNGULOS ROJOS MARCAN LOS TRES PERÍODOS SECOS (>14 DÍAS SIN PRECIPITACIONES). EL ÁREA NARANJA INDICA UN PERÍODO CON UNA TASA DE DEPOSICIÓN DE SOILING ELEVADA DEBIDO A ALTOS VALORES DE MATERIAL PARTICULADO (VALORES DIARIOS PROMEDIO DE $PM_{10} > 40 \mu g/m^3$). (B) INDICADORES DE ERROR PARA LOS DIFERENTES MÉTODOS CONSIDERANDO: (i) TODA LA CAMPAÑA EXPERIMENTAL, (ii) SÓLO LOS PERÍODOS SECOS. FIGURAS EXTRAÍDAS DE [92].	43
FIG. 24. DIFERENCIAS ENTRE EL SRATIO CALCULADO CON LA TRANSMITANCIA DEL SOILING MEDIDA Y EL SRATIO OBTENIDO A TRAVÉS DE LOS DIFERENTES PERFILES DE TRANSMITANCIA MODELADOS CON LAS COMBINACIONES DE MEDIDAS. SE ANALIZARON SEIS TECNOLOGÍAS DIFERENTES: SILICIO MONOCRISTALINO (M-Si), SILICIO POLICRISTALINO (P-Si), SILICIO AMORFO (A-Si), TELURO DE CADMIO (CdTe), CIGS Y PEROVSKITE. FIGURA EXTRAÍDA DE [60].	45
FIG. 25. INSTALACIÓN EXPERIMENTAL DE SOILING SITUADA EN LA AZOTEA DEL EDIFICIO C6 EN EL CAMPUS DE LAS LAGUNILLAS (UNIVERSIDAD DE JAÉN).	46
FIG. 26. INDICADORES DE ERROR PARA LOS DISTINTOS MÉTODOS Y TECNOLOGÍAS CONSIDERADAS. LOS VALORES FUERON CALCULADOS UTILIZANDO LOS VALORES DE SRATIO DIARIO. FIGURA EXTRAÍDA DE [92].	47
FIG. 27. HISTOGRAMAS DEL ERROR DE MODELADO DE LOS DISTINTOS MÉTODOS ANALÍTICOS. FIGURA EXTRAÍDA DE [92].	48

Lista de acrónimos

a-Si	Silicio amorfo
AdPVTech	<i>Advances in Photovoltaic Technology</i>
AMPP	Método de cálculo de la potencia máxima (del inglés, <i>Approximate Maximum Power Point</i>)
ANN	Red neuronal artificial (del inglés, <i>Artificial Neural Network</i>)
CdTe	Teluro de Cadmio
CIGS	<i>Copper indium gallium selenide</i>
CIS	<i>Copper indium selenide</i>
CODS	Algoritmo para la estimación conjunta de las pérdidas por degradación y soiling (del inglés, <i>Combined Degradation and Soiling</i>)
DC	Corriente continua (del inglés, <i>Direct Current</i>)
DOI	<i>Digital Object Identifier</i>
DUSST	<i>Detector Unit for Soiling Spectral Transmittance</i>
FFk	Factor de forma constante
FFv	Factor de forma variable
FRP	Algoritmo “ <i>Fixed Rate Precipitation</i> ” para estimar las pérdidas por soiling
FV	Fotovoltaica
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IRENA	Agencia Internacional de las Energías Renovables (del inglés, <i>International Renewable Energy Agency</i>)
JCR	<i>Journal Citation Report</i>
KPI	Indicador clave de rendimiento (del inglés, <i>Key Performance Indicator</i>)
LED	Diodo emisor de luz (del inglés, <i>Light-Emitting Diode</i>)
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
nº	Número
m-Si	Silicio monocristalino
MENA	Medio Oriente y Norte de África (del inglés, <i>Middle East and North Africa</i>)
MSCA	<i>Marie Skłodowska-Curie Action</i>
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
O&M	Operación y Mantenimiento
p-Si	Silicio policristalino

Índice general

PAIDI	Plan Andaluz de Investigación, Desarrollo e Innovación
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
POA	Plano del módulo (del inglés, <i>Plane of Array</i>)
PVSAT	Modelo de ajuste lineal (del inglés, <i>Photovoltaic Satellite-Irradiance</i>)
SAPM	<i>Sandia Array Performance Model</i>
SRR	<i>Stochastic Rate Recovery</i>
STC	Condiciones estándar de medida (del inglés, <i>Standard Test Conditions</i>)
UE	Unión Europea
UJA	Universidad de Jaén
1.5G	Espectro de referencia global con masa del aire 1.5
3v1e	Three-variable single-exponential model

Lista de símbolos

AM	Masa del aire (del inglés, <i>Air Mass</i>) [-]
AOD	Profundidad óptica de aerosoles (del inglés <i>Aerosol Optical Depth</i>) [-]
BDRatio	<i>Broadband Degradation Ratio</i> [-]
DRatio	<i>Degradation Ratio</i> [-]
I	Intensidad [A]
LCOE	Coste nivelado de la energía (del inglés <i>Levelized Cost of Energy</i>) [€/kWh]
MAE	Error medio absoluto (del inglés <i>Mean Absolute Error</i>) [%]
P _m	Potencia máxima [W]
PM	Material particulado (del inglés <i>Particulate Matter</i>) [μg/m ³]
PR	Performance Ratio [-]
PW	Agua precipitable (del inglés, <i>Precipitable Water</i>) [cm]
rMBE	Error de sesgo medio relativo (del inglés <i>relative Mean Bias Error</i>) [%]
RMSE	Raíz del error cuadrático medio (del inglés, <i>Root Mean Square Error</i>) [%]
rRMSE	Raíz del error cuadrático medio relativa (del inglés, <i>relative Root Mean Square Error</i>) [%]
SDRatio	<i>Spectral Degradation Ratio</i>
SRate	<i>Soiling Rate</i> [%/día]
SRatio	<i>Soiling Ratio</i> [-]
T _c	Temperatura de célula [°C]
τ	Transmitancia espectral [-]
V	Tensión [V]

1. Introducción

Actualmente, parte de los esfuerzos en materia energética se encuentran enfocados en la reducción de las emisiones de gases contaminantes con el fin de contener el cambio climático. Para ello, distintos organismos internacionales han establecido una serie de medidas y objetivos a cumplir. La Organización de las Naciones Unidas (ONU) propuso en 2015 los llamados “Objetivos de Desarrollo Sostenible” (ODS) de la Agenda 2030 [1], cuyas metas finales deben alcanzarse en 2030. Entre estos, cabe destacar el ODS nº7: “Energía asequible y no contaminante”, que presenta como metas: (a) garantizar el acceso universal a servicios energéticos; (b) aumentar significativamente la generación de energía mediante fuentes renovables, tomando como referencia que, en 2015, únicamente un 17.5% del consumo energético final procedía de fuentes renovables; y (c) duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética. Este objetivo se encuentra estrechamente vinculado con el ODS nº 13: “Acción por el clima”, cuyo fin es la adopción de medidas para combatir el cambio climático, puesto que la generación de energía era responsable, en 2015, de alrededor del 60% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero.

A raíz de la fijación de los ODS, los gobiernos de los distintos países comenzaron a implantar planes propios para el alineamiento de sus políticas con estos objetivos. En España, el Ministerio de Derechos Sociales y Agenda 2030 [2], es el encargado de velar por el seguimiento y el cumplimiento de los ODS a nivel nacional. A nivel europeo, la Unión Europea (UE) aprobó en 2020 el “Pacto Verde Europeo” [3], donde se establecen una serie de iniciativas para alcanzar la neutralidad climática en la UE en 2050. Entre las principales medidas destacan las incluidas en el paquete “Objetivo 55” [4], encaminadas a reducir en un 55% las emisiones de gases de efecto invernadero en 2030 con respecto a los valores de 1990 y a impulsar las energías renovables. Así, en 2020, con un 22.1%, se superó el objetivo previsto de lograr que al menos el 20% de la energía consumida en la UE procediese de renovables. Esto motivó a la UE el planteamiento de un objetivo más ambicioso de cara a 2030, aumentando la cuota de renovables del 32% al 40%. A escala nacional, cada país miembro ha fijado sus propias metas de energías renovables. En España, se aprobó en 2020 el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [5], que fija como objetivos para 2030: (a) que el 42% del consumo bruto final de energía proceda de fuentes renovables y (b) que el 74% de la generación energética nacional sea de origen renovable.

La energía solar fotovoltaica (FV) presenta un rol relevante en el cumplimiento de estos objetivos, al tratarse de una tecnología madura y al ser, dentro de las renovables, la que ha experimentado un mayor crecimiento en términos de capacidad instalada en los últimos años, como se puede apreciar en la Fig. 1. A nivel mundial, se ha superado el TW de capacidad instalada, multiplicando por 17 el valor de potencia de finales de 2011 (71 GW). En España, se produjo un cambio radical de la tendencia a partir de 2018, con adiciones anuales superiores a los 4 GW, hasta casi alcanzar los 20 GW a finales de 2022. De mantener esta tendencia, a lo largo de 2023, se superará el hito de potencia FV instalada establecido por el PNIEC para 2025 de 21.7 GW. Además, también se alcanzará el objetivo final para 2030, fijado en 39.2 GW [5] con tres años de antelación.

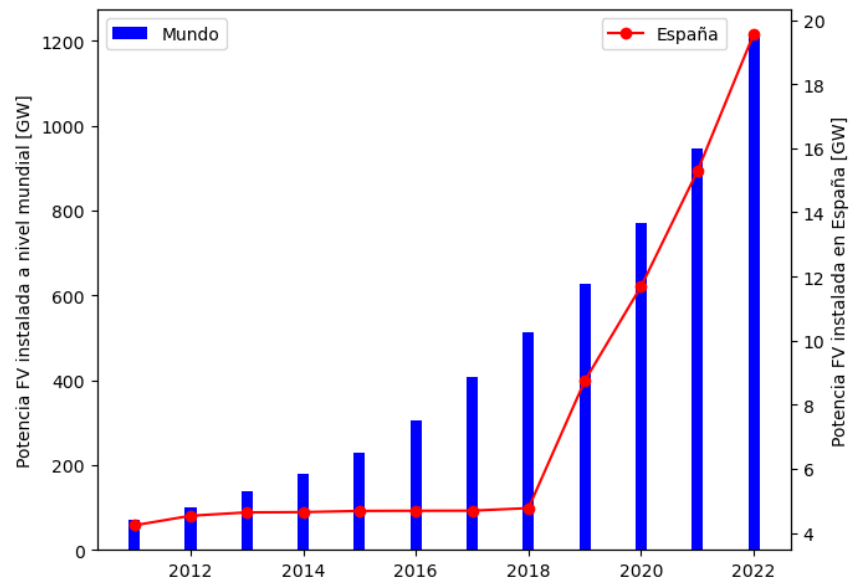


Fig. 1. Evolución de la potencia FV instalada. Nivel mundial: Barras azules - Eje y (izq.). Nivel español: Línea roja - Eje y (dcha.). Fuente de los datos: [6] – capacidad FV mundial, [7] – capacidad FV en España.

El alto nivel de penetración de la tecnología FV en el mix energético se justifica desde el punto de vista de la competitividad económica. Según el informe publicado por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), el coste nivelado de la energía (LCOE, del inglés Levelised Cost of Electricity) en sistemas FV bajó hasta los 0.048 USD/kWh en 2021, valor que es un 88% menor que el de 2010 (0.417 USD/kWh) [8]. Además, se trata del segundo valor más bajo, siendo solo inferior el LCOE de la energía eólica en tierra (en inglés, “onshore wind”), 0.033 USD/kWh. En la Fig. 2, se observa la evolución del LCOE desde el año 2010, apreciándose un decaimiento exponencial del mismo. Desde 2013, las nuevas instalaciones FV comenzaron a ser económicamente competitivas frente a las instalaciones de generación con combustibles fósiles, y actualmente, resulta más económico generar energía mediante grandes plantas FV que a través de cualquier combustible fósil. Entre las principales razones del aumento de la competitividad de la FV, cabe destacar: (a) la reducción del precio de los módulos (en promedio, los costes disminuyeron un 92% desde 2010), (b) la mejora de la eficiencia de los mismos (p.ej. en el caso de módulos de silicio cristalino, la eficiencia media ha crecido desde el 14.7% en 2010 hasta el 20.9% en 2021), y (c) un descenso en los costes del balance del sistema (BoS, del inglés “Balance of System”), lo que incluye inversores, estructuras, cableado, dispositivos de protección, etc. Además de estos tres aspectos, el informe de IRENA [8] destaca la optimización de la operación y mantenimiento (O&M) como otro tema influyente para la reducción del LCOE.

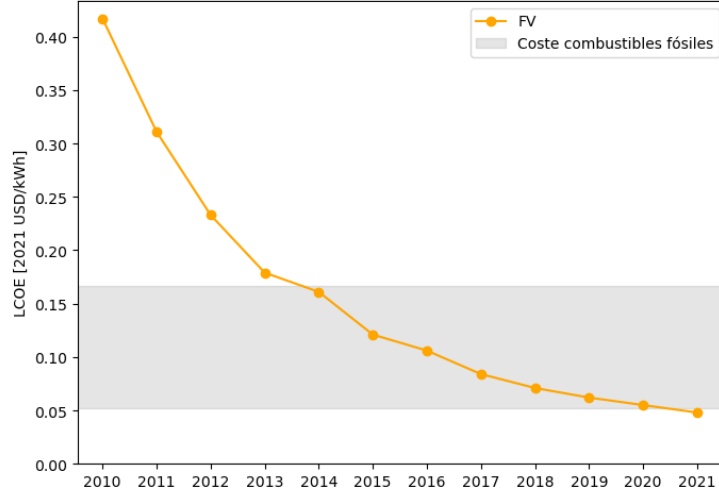


Fig. 2. Evolución del LCOE para FV entre 2010 y 2021. La banda gris representa el rango de costes asociado a combustibles fósiles. Fuente de los datos: [8].

La O&M en sistemas FV es una cuestión relevante para aumentar la energía generada por los mismos, lo que a su vez supone un incremento de los ingresos económicos. Los tres principales objetivos de cualquier O&M efectiva son: (a) reducir los costes, (b) aumentar la productividad, y (c) mejorar la disponibilidad del sistema. En los últimos años, y debido al gran número de instalaciones de nuevos sistemas FV, se ha puesto en valor la importancia de incluir los planes de O&M en los presupuestos de los proyectos [9], con el fin de alcanzar los objetivos enumerados previamente. El mantenimiento puede ser tanto de tipo preventivo, con acciones que van desde la simple inspección visual de los módulos y el resto de componentes hasta revisiones más completas (p.ej. uso de termografía, medidas de curvas I-V de los distintos strings, ...), como de tipo correctivo, que pueden implicar el reemplazo de componentes dañados. Con el fin de reducir en la medida de lo posible esta última forma de mantenimiento, la planificación de tareas periódicas de O&M, junto a una monitorización continua del funcionamiento del sistema juegan un papel importante a la hora de minimizar el coste del tiempo de inactividad (maximizar la disponibilidad del sistema).

Para la evaluación del funcionamiento de los sistemas FV, se dispone de una serie de indicadores claves de desempeño (KPI, del inglés “Key Performance Indicator”). El índice que permite cuantificar de forma general el rendimiento de cualquier sistema FV es el “Performance Ratio (PR)” [10], que representa el cociente de la energía producida con respecto a la energía que se obtendría si el sistema estuviese funcionando siempre en condiciones estándar de medida [11] (STC, del inglés Standard Test Conditions): Irradiancia global: $G = 1000 \text{ W/m}^2$; Temperatura de célula: $T_c = 25^\circ\text{C}$; Espectro solar: $AM = 1.5G$. EL PR viene dado por la ecuación 1:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{out}/P_{STC}}{H_{POA}/G_{STC}} \quad (1)$$

donde:

- Y_f es el rendimiento o “yield” final [kWh/kW].
- Y_r es el rendimiento o “yield” de referencia [kWh/kW].
- E_{out} es la energía generada en un intervalo de tiempo por el sistema [kWh].

- P_{STC} es la potencia en condiciones estándar de medida [kW].
- H_{POA} es la radiación total recibida en un intervalo de tiempo por el sistema [kWh].
- G_{STC} es la irradiancia en condiciones estándar de medida [kW].

El PR es un índice adimensional y puede tener valores entre 0 y 1 (ausencia de pérdidas). Este indicador engloba todas aquellas pérdidas que pueden afectar a un sistema FV: pérdidas ópticas (angulares, sombreado, suciedad), pérdidas a nivel del generador FV (mismatch entre módulos, degradación, cableado, ...), y pérdidas a nivel de sistema, como la eficiencia del inversor. Además, se trata de un indicador que no depende de parámetros como la cantidad total de radiación recibida, la orientación o la eficiencia de los módulos. Esto permite comparar sistemas instalados en localizaciones con climas diferentes y con distintas orientaciones. De este modo, es considerado como el principal KPI por la industria FV, siendo ampliamente utilizado como condición contractual o garantía en contratos de O&M de plantas FV en el momento de entrega de las mismas [12].

Otros parámetros utilizados como KPIs de O&M son:

- a) La disponibilidad de la planta, dada en porcentaje y que indica el tiempo durante el cual la planta FV está generando energía. Se calcula dividiendo las horas totales de generación de la planta entre el tiempo total, el cual incluye también el tiempo no operativo debido a factores ajenos a las condiciones de radiación o de la red eléctrica. En contratos de O&M de sistemas conectados a red, suele utilizarse como condición junto al valor del PR.
- b) Tiempo de respuesta. Define el tiempo que transcurre desde que ocurre un problema que afecta al rendimiento de la planta hasta que se soluciona. Este KPI debe clasificar de forma clara las incidencias en función de su gravedad, y asignar valores de tiempo de respuesta para cada categoría de fallo. El tiempo de respuesta incluye el tiempo de detección del fallo, el tiempo de respuesta al mismo y el tiempo que invierte el equipo de O&M en solucionarlo. Para la reducción del primero de los tiempos, un sistema de monitorización de calidad es clave. Este KPI suele incluirse como una garantía adicional a los otros dos previamente mencionados (PR y disponibilidad).

La acumulación de suciedad sobre los módulos FV, de aquí en adelante se le denominará con el término inglés “soiling”, es uno de los principales factores a tener en cuenta a la hora de establecer los planes de O&M, los cuales suelen incluir limpiezas periódicas de los módulos. De forma general, en FV, se conoce como soiling al proceso de acumulación de polvo, suciedad, polen u otras partículas como deposiciones de aves sobre la superficie de los módulos (Fig. 3). No obstante, el término soiling en FV es también ampliamente usado para referirse simplemente a la suciedad acumulada sobre los módulos FV.



Fig. 3. Distintos tipos de soiling. Imagen tomada de [13].

El soiling puede incluirse dentro del grupo de pérdidas ópticas, puesto que reduce la intensidad de la radiación solar que puede alcanzar las células FV. Esto se traduce de forma directa en una disminución de la potencia que pueden generar los módulos. Durante la última década, se han publicado revisiones bibliográficas sobre el impacto del soiling en sistemas FV [14]–[17] y se ha puesto de manifiesto que, en FV, el soiling es uno de los factores naturales que más afecta a los sistemas [18]. A este hecho, se suma que se trata de un problema global, el cual en mayor o menor medida afecta a sistemas instalados en distintas partes del mundo. En el estudio publicado por Ilse et al. [19] en 2019, y en el informe emitido por la Agencia Internacional de la Energía en 2022 [20], se estimó que el soiling causó unas pérdidas globales de entre un 3% y un 4% en términos de energía perdida, lo que en términos económicos, se traduce en 3 a 5 billones de euros. Con el continuo crecimiento de la capacidad instalada, especialmente en lugares con altos niveles de irradiación y con climas secos, como los ubicados en Oriente Medio, se estima que las pérdidas por soiling se incrementen hasta el 5% y los 7 billones de euros en 2023. El hecho de poder alcanzar niveles de pérdidas considerables por la acumulación de suciedad sobre los módulos FV, junto al alto grado de madurez actual de la tecnología FV, ha propiciado el aumento del interés de la comunidad científica sobre el impacto del soiling. Esto queda demostrado si se analiza la evolución del número de estudios sobre el tema publicados en los últimos años (Fig. 4). Se aprecia como el número de publicaciones anuales ha pasado de ser inferior a 10 hasta el año 2008, a superar las 300 en el último año completo del que se disponen datos. Por países, en el pódium de producción científica sobre soiling se encuentran Estados Unidos, India y China, hecho que no es casual, ya que todos ellos se encuentran en el top 10 de países con mayor número de artículos científicos publicados, ocupando la 1ª, la 7ª y la 2ª posición respectivamente según datos de Scimago [21]. Por otra parte, se debe destacar el importante número de publicaciones realizadas por autores de países situados en regiones desérticas, como es el caso de Arabia Saudí, Emiratos Árabes, Qatar y Egipto, con más de 50 estudios publicados en cada uno de ellos.

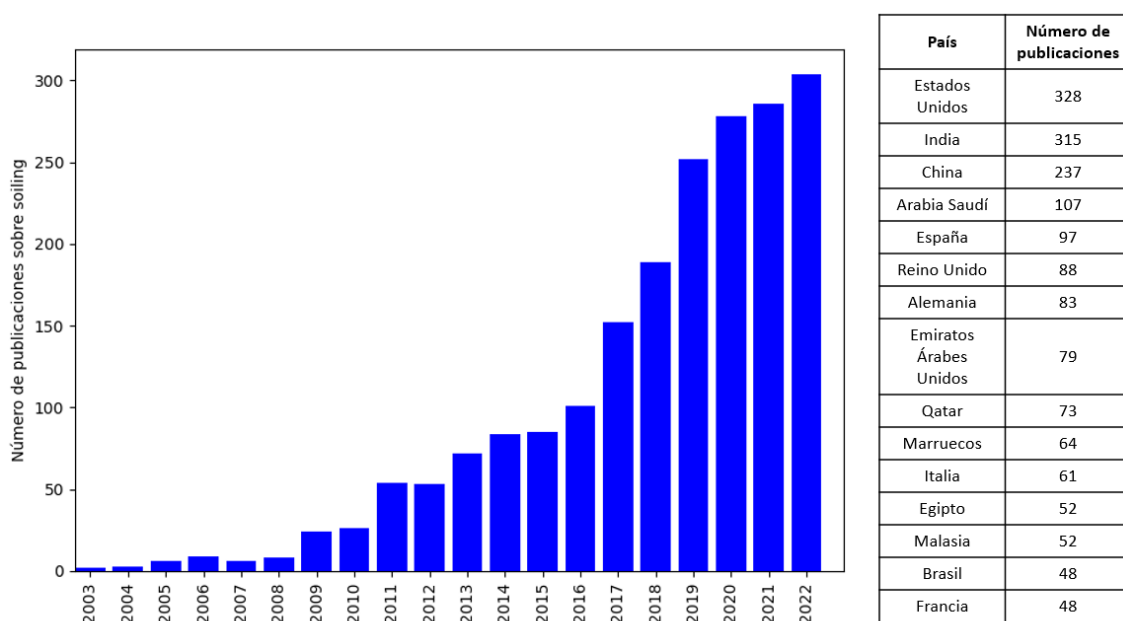


Fig. 4. Izq. - Evolución del número total de publicaciones sobre soiling en FV en los últimos 20 años. Dcha.- Distribución de las publicaciones por países (se muestran sólo los 15 países con mayor número de estudios publicados). El valor representa el total de publicaciones sobre soiling publicadas en los últimos 20 años. Datos obtenidos utilizando el buscador de Scopus [22] e introduciendo como criterio de búsqueda la presencia de las palabras “soiling” OR “dust” AND “photovoltaic” en el título, el resumen y las palabras clave.

Dentro del tema del soiling en FV, existen distintas líneas de investigación, entre las cuales cabe destacar:

- La caracterización de las propiedades del soiling y el estudio de mecanismos de deposición. Los estudios en esta dirección permiten identificar y correlacionar las distintas características físico-químicas del soiling con los mecanismos de deposición sobre los módulos FV [23]–[25]. Entre las propiedades más relevantes se encuentran: el tamaño y la forma de las partículas y la composición química. Como mecanismos típicos de acumulación, se destaca la sedimentación, la cementación y la adhesión capilar. El estudio de las fuerzas de adhesión (Van der Waals, capilares, gravitacionales y electrostáticas) para determinar la velocidad de deposición también ha sido objeto de análisis [26], [27].
- La cuantificación de las pérdidas FV debidas al soiling. Estos estudios buscan evaluar el nivel de pérdidas producidas por el soiling. Existen distintas estrategias para cuantificar las pérdidas: (i) el uso de sistemas de monitorización específicos [28]–[32], (ii) la aplicación de algoritmos para extraer las pérdidas a partir de datos de rendimiento de sistemas FV [33]–[36], (iii) la estimación de las pérdidas a través del análisis de parámetros meteorológicos y ambientales [37]–[39]. **Esta tesis doctoral se encuentra dentro de esta línea de investigación.** La justificación y los objetivos de la misma se detallan en secciones posteriores de este documento.
- La mitigación de las pérdidas FV debidas al soiling. Las investigaciones en esta línea se centran en la búsqueda de soluciones para reducir las pérdidas causadas por el soiling. Se pueden incluir aquí dos tipos de estudios: (i) aquellos que evalúan las pérdidas económicas asociadas con el fin de optimizar los programas de limpieza de los módulos FV [40]–[42], y (ii) los estudios que analizan nuevos métodos para mitigar las pérdidas, como recubrimientos especiales [43]–[45] o sistemas de limpieza automáticos [46]–[48].

Estas tres líneas de investigación, en las que se ha dividido la investigación sobre soiling, se encuentran estrechamente vinculadas entre sí. A modo de ejemplo, para poder llegar a mitigar de forma efectiva las pérdidas en un lugar concreto, se requiere primero una adecuada cuantificación de las mismas, y a su vez, los valores obtenidos encuentran justificación en las propiedades físico-químicas y en los mecanismos de acumulación.

Cómo se ha comentado anteriormente, esta tesis doctoral se enmarca dentro de la línea de investigación vinculada a la evaluación de las pérdidas por soiling en sistemas FV. A continuación, se introduce con mayor detalle los conceptos en el ámbito de esta línea.

Al ser el soiling un problema que causa pérdidas reversibles, al contrario que otros problemas irreversibles como la degradación o el fallo de componentes de los sistemas FV, es posible mitigar su impacto a través de las soluciones mencionadas previamente. La más común consiste en la fijación de un plan de limpiezas, el cual debe adaptarse a las condiciones específicas de cada localización. Además de esto, hay que considerar el diferente impacto del soiling en plantas FV cercanas entre sí, e incluso las diferencias existentes entre distintas partes de un mismo sistema FV [40], [49], especialmente en aquellos de gran tamaño, del orden de MW. Igualmente, la velocidad de deposición del soiling y la ocurrencia de eventos de limpieza naturales, como la lluvia, no suelen presentar un patrón anual fijo en la mayoría de lugares. Todos estos factores ponen de relieve la necesidad de implementar un sistema de monitorización de soiling apropiado [50] para optimizar la mitigación de las pérdidas. Existen diferentes maneras para extraer y cuantificar las pérdidas por soiling, las cuales se muestran en el diagrama de la Fig. 5.

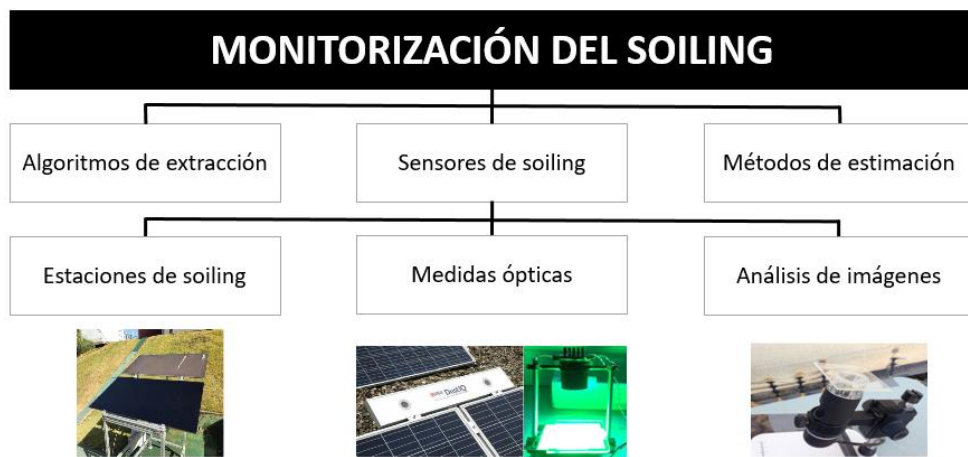


Fig. 5. Descripción de las distintas estrategias para la monitorización del soiling. Figura adaptada de [50].

La evaluación del impacto del soiling sobre los módulos FV se realiza a través de dos indicadores. El primero de ellos se denomina “Soiling Ratio” (SRatio) y se encuentra definido por el estándar IEC-61724 [10]. El SRatio representa el cociente entre la salida de un sistema FV en condiciones de operación y la salida del mismo sistema en ausencia total de soiling (ecuación 2).

$$SRatio = \frac{Z_{PV_{sucio}}}{Z_{PV_{limpio}}}, \quad (2)$$

donde $Z_{PV_{sucio}}$ y $Z_{PV_{limpio}}$ son las salidas eléctricas de los dispositivos FV (célula, módulo o generador) sucio y limpio, respectivamente. Como salida eléctrica, se puede utilizar la corriente de cortocircuito (I_{sc}) o la potencia máxima (P_m). De forma general, el uso de la P_m para el cálculo

del SRatio es más preciso al representar mejor las pérdidas eléctricas efectivas. Además, en caso de existir soiling no uniforme sobre el módulo, el uso de la P_m elimina el riesgo de subestimación de pérdidas en el caso de utilizar la I_{sc} . Esto se puede comprobar a través de la característica IV de los módulos FV (Fig. 6). En la literatura, se encuentran otros índices similares al SRatio, como el “Cleanness Index” o el “Soiling Factor” [20]. No obstante, aunque el método de cálculo puede variar ligeramente, están basados en el mismo principio establecido por la métrica del SRatio definida en el estándar internacional.

El segundo indicador tradicionalmente empleado para cuantificar el efecto del soiling es el “Soiling Rate” (SRate). Representa el incremento de las pérdidas por soiling a lo largo del tiempo y se suele expresar en %/día (ver ejemplo de la Fig. 7); aunque también suele aparecer como %/mes, especialmente en regiones áridas. Puede obtenerse a partir de la siguiente expresión:

$$SRate = \frac{SRatio_{final} - SRatio_{inicial}}{\text{Número de días}} \cdot 100, \quad (3)$$

Al igual que sucede con el SRatio, el valor de SRate depende principalmente de las condiciones meteorológicas y ambientales, siendo significativamente mayor en áreas desérticas con precipitaciones escasas [51]. También, suele presentar diferencias estacionales, las cuales son más reseñables en zonas agrícolas. Durante las épocas del año con alta actividad agrícola, los valores de SRate pueden superar el 10%/mes [52]. Además, en grandes plantas, puede producirse una distribución no uniforme de las pérdidas por soiling entre las distintas cadenas de módulos de las mismas, lo cual se puede analizar a través de los valores de SRatio y SRate [40].

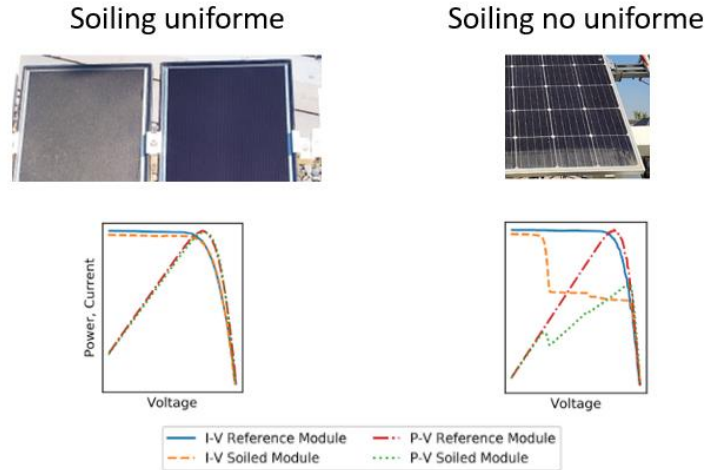


Fig. 6. Representación del efecto del soiling en la característica IV de dispositivos FV. Izqda.: Soiling uniforme. Dcha.: Soiling no uniforme. Gráficas de características IV tomadas de [50].

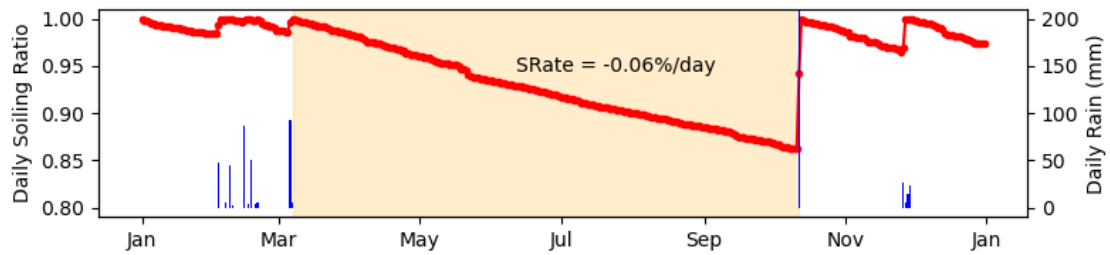


Fig. 7. Evolución del SRatio a lo largo del año. Representación del SRate para un periodo seco de 7 meses entre marzo y octubre en una localización específica en EEUU.

Como se indicó anteriormente, existen diferentes técnicas para la cuantificación de las pérdidas por soiling. En la Tabla 1, se muestran las principales soluciones específicas diseñadas para la monitorización de las pérdidas por soiling en sistemas FV.

Tabla 1. Sistemas especializados para la monitorización de las pérdidas por soiling en sistemas FV.

Nombre	Tipo de sensor	Descripción	Referencias
Estación de soiling tradicional	Medidas eléctricas	Consiste en dos dispositivos FV idénticos: uno de ellos debe limpiarse de manera regular (referencia), mientras que el otro se deja ensuciar de forma natural. Las pérdidas por soiling se obtienen mediante la comparación directa de las salidas de ambos dispositivos.	[28], [53], [54]
Estación de soiling “Waterless”	Medidas eléctricas	Sigue el mismo principio de operación que una estación de soiling tradicional. No requiere limpiezas periódicas, puesto que utiliza un obturador que cubre el dispositivo FV de referencia.	[55], [56]
Mars	Óptico (Análisis de imágenes)	Se trata de un sensor que utiliza una cámara para tomar imágenes de una muestra de vidrio FV expuesta al exterior. Se cuantifican las pérdidas de transmitancia por soiling a partir de técnicas de análisis de imagen (conteo de píxeles).	[29]
DustIQ	Óptico (LEDs)	Es un sensor óptico que, con un fotodiodo, mide la cantidad de luz emitida por un LED y que es reflejada por la suciedad acumulada en la superficie de una muestra de vidrio FV. Requiere calibración específica para cada tipo de suciedad.	[31]
Microscopio digital	Óptico (Análisis de imágenes)	Las pérdidas por soiling son calculadas mediante la extracción del porcentaje de área de una muestra de vidrio FV cubierto por partículas de suciedad. El SRate se obtiene a través de la diferencia en la fracción de área cubierta en imágenes sucesivas.	[30], [57]

DUSST	Óptico (LEDs)	Es el sensor analizado y objeto de estudio en esta tesis doctoral. Se describe en detalle en la sección de Resultados.	[32], [58]–[60]
-------	---------------	--	-----------------

A pesar de ser sistemas específicos para la monitorización del soiling, presentan ciertos inconvenientes que deben ser tenidos en cuenta para su futura optimización y/o desarrollo de alternativas. En el caso de las estaciones de soiling, aunque a priori son los sistemas que deben representar mejor las pérdidas, cabe destacar su elevado coste y su alto grado de mantenimiento. En cuanto a los sensores ópticos presentados, no tienen en cuenta la distinta respuesta espectral de los dispositivos FV [61], ni el diferente impacto de la suciedad en función de la longitud de onda [62]–[64]. Además, tampoco tienen en consideración el impacto angular en el valor del SRatio [65]. Estos aspectos se abordan en mayor profundidad en la sección de justificación de esta tesis doctoral.

Por otra parte, otro modo de obtener las pérdidas por soiling se basa en su estimación indirecta a partir del análisis de los datos históricos de rendimiento FV de una planta y/o parámetros meteorológicos y ambientales. Hasta la fecha, en la literatura se han presentado publicaciones que describen algoritmos y modelos empíricos para la generación de los perfiles de soiling a través de los datos previamente comentados. Kimber et al. [36] presentaron el modelo “Fixed Rate Precipitation” (FRP), el cual requiere datos de rendimiento FV y de precipitación como entradas. Este modelo únicamente considera a las precipitaciones como agentes de limpieza de los módulos FV, y, además, asume que la tasa de deposición del soiling, o SRate, es igual en todos los períodos secos independientemente de la estación del año. En línea con lo mencionado anteriormente en el texto, estas dos consideraciones no siempre se cumplen, puesto que existen otras variables meteorológicas (viento, humedad, niveles de concentración de partículas, etc.) que también pueden limpiar los módulos o modificar el SRate [26]. El modelo descrito por Deceglie et al. [33], llamado “Stochastic Rate Recovery” (SRR), no emplea datos meteorológicos como parámetros de entrada, pues se basa en la detección automática de eventos de limpieza a partir de los datos de rendimiento de un sistema FV. Los eventos de limpieza (naturales o artificiales) son detectados al apreciar un aumento significativo del rendimiento no ligado a otras causas (p.ej. reparación de averías). Además, modela el SRate entre dos eventos de limpieza consecutivos mediante simulaciones de Monte Carlo, creando potenciales perfiles de soiling. El algoritmo definido por Skomedal et al. [35], llamado “Combined Degradation and Soiling” (CODS), permite la estimación combinada de la degradación y las pérdidas por soiling a través de un procedimiento iterativo. Recientemente, Micheli et al. [66] presentaron un algoritmo que permite detectar cambios en el SRate durante un mismo período seco, mejorando así los métodos anteriores.

Además de los anteriores, existe otro tipo de modelos para la estimación del perfil de soiling. Estos se basan solo en el análisis de series de datos históricas de parámetros ambientales. Los modelos presentados por You et al. [67], Coello y Boyle [37], y Toth et al [68] consideran la velocidad de deposición, las precipitaciones y datos de concentración de partículas (PM) para estimar la densidad de suciedad depositada sobre los módulos FV. Luego, correlacionan los valores de densidad obtenidos con el valor de pérdida por soiling mediante distintas expresiones empíricas. Javed et al. [69] utilizaron una metodología basada en redes neuronales (ANN) para modelar la relación entre un amplio rango de parámetros ambientales y las pérdidas por soiling.

La ventaja de estos modelos con respecto a los indicados en el párrafo anterior es que eliminan la necesidad de disponer de datos de rendimiento FV, permitiendo así estimar las pérdidas incluso antes de tener operativo el sistema FV.

Esta tesis doctoral pretende proporcionar alternativas viables y efectivas para la detección del impacto de la suciedad o soiling en módulos FV. La identificación de los aspectos susceptibles de mejora en las técnicas descritas anteriormente ha impulsado la realización de este trabajo. Este persigue mejorar la competitividad de los sistemas fotovoltaicos mediante la propuesta de nuevas soluciones para optimizar la monitorización del impacto del soiling. Esto va a posibilitar a su vez, una mejor adecuación del calendario de limpiezas presente en los programas de mantenimiento de cualquier planta FV.

2. Justificación

En línea con lo previamente mencionado en la introducción, en fotovoltaica, el soiling es un problema que, en mayor o menor medida, afecta a sistemas FV localizados en distintas partes del mundo. El soiling provoca la absorción y la desviación de parte de la radiación solar incidente sobre los módulos FV, reduciendo así la cantidad de energía convertida. Distintos estudios han reportado pérdidas económicas del orden de miles de millones de euros asumiendo niveles de pérdidas de soiling uniformes en torno al 3% - 4% aplicadas a la capacidad actual instalada de FV a nivel global [19], [70]. Además de esta pérdida de ingresos debida a la reducción de la energía generada, el soiling también implica un incremento de los costes de O&M, puesto que, para su mitigación, es necesario realizar limpiezas periódicas. Para ilustrar este hecho con números, se pone como ejemplo el caso de una planta FV de 10 MW situada en Europa y compuesta por módulos de silicio monocristalino con un 22% de eficiencia, 360 Wp de potencia y una superficie unitaria de 1.6 m². Utilizando 0.10 €/m² como coste de limpieza [41], el importe total requerido para una limpieza completa de la planta asciende a los 4500 €. A consecuencia de esto y con el fin de aumentar los beneficios, es importante optimizar el número de limpiezas para que se efectúen sólo cuando los ingresos debidos al aumento de la producción energética superen al propio coste de la limpieza.

La necesidad de optimización de las limpiezas pone de manifiesto la relevancia de monitorizar de forma adecuada las pérdidas por soiling. El estándar IEC 61724-1 [10] recomienda monitorizar el soiling de cualquier sistema FV cuyas pérdidas anuales promedio superen el 2%, e instalar varios sensores para sistemas de más de 5 MW, con el fin de detectar la no uniformidad [40]. Como se comentó en la introducción, existen distintos métodos para cuantificar el impacto del soiling. En el caso del uso de equipamiento de monitorización específico, las soluciones más comunes son las estaciones de soiling. Sin embargo, estas presentan inconvenientes relacionados con su elevado coste y su mantenimiento continuo. Un mal mantenimiento de las mismas puede llegar a distorsionar completamente las medidas, devolviendo errores mayores que las propias pérdidas [71]. La identificación de esta problemática fue una de las principales motivaciones para la realización de este trabajo. En este, uno de los objetivos, el cual se explicará en mayor detalle en la siguiente sección, es el desarrollo de un nuevo concepto de sensor que no presente las debilidades comentadas. Previamente, otros investigadores han tratado de hacer frente a estas mediante el desarrollo de sensores de soiling ópticos de bajo mantenimiento [29], [31]. Sin embargo, a fecha de inicio de la tesis doctoral (junio de 2019), ninguno de estos había considerado el impacto espectral del soiling, y, por tanto, no permitían obtener de forma correcta resultados de pérdidas por soiling para distintos tipos de suciedad. Estudios previos demostraron que el soiling no impacta de igual forma a todas las longitudes de onda del espectro solar incidente [63]. Además de esto, debido a que existen diferencias entre las respuestas espectrales de las tecnologías FV (ver Fig. 8), una misma acumulación de soiling puede causar efectos distintos en función del material de las células FV. El análisis de esta particularidad es otro de los temas de estudio de esta tesis doctoral.

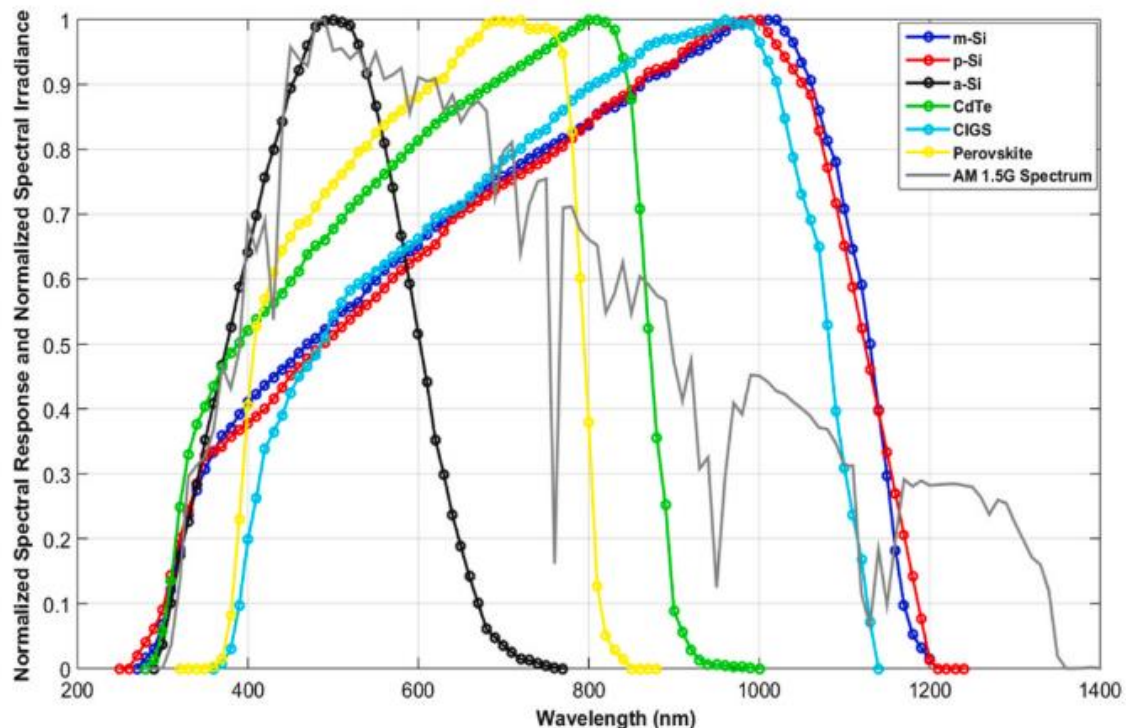


Fig. 8. Respuesta espectral normalizada de diferentes tecnologías FV junto al espectro AM1.5G de referencia.

Además del uso de equipamiento específico, las pérdidas por soiling también pueden extraerse mediante el uso de métodos y algoritmos. Los métodos presentados en la literatura y comentados en la introducción presentan ciertos inconvenientes. Aquellos basados en el análisis de datos de rendimiento FV utilizan series de datos históricas, por lo que no permiten la estimación de las pérdidas en tiempo real. Por otra parte, los algoritmos que se fundamentan únicamente en parámetros meteorológicos y ambientales, además de usar también datos históricos, proporcionan estimaciones menos precisas. Esta tesis doctoral pretende dar una alternativa a las técnicas de estimación existentes. Para ello, se investiga la posibilidad de extraer las pérdidas por soiling en módulos FV de distintas tecnologías en tiempo real a través de datos monitorizados, posibilitando así la creación de planes de limpieza flexibles y adaptables a las condiciones de la planta FV en cada momento.

El impulso y la consolidación de las energías renovables es un objetivo regional, nacional y europeo. La presente tesis está consolidada dentro del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, así como en el Plan Andaluz de Investigación, Desarrollo e Innovación (PAIDI). Estos planes pretenden fomentar dentro del ámbito de la energía solar fotovoltaica: la eficiencia y la reducción de costes; y promover una mayor penetración de esta tecnología en el sistema energético.

Además, la planificación inicial de esta tesis abordaba directamente la prioridad de la Estrategia Europa 2020: 'Energía segura, limpia y eficiente' y contribuía al logro de una segunda: 'Acción climática, medio ambiente, eficiencia de recursos y materias primas', al aumentar la producción fotovoltaica mediante la optimización del cálculo de las pérdidas sin grandes inversiones adicionales. De igual modo, la tesis se alinea con la estrategia actualizada de energía solar de la UE en el contexto del plan REPowerEU [72], que persigue duplicar la capacidad FV instalada en 10 años y reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

La finalidad de esta tesis doctoral es el desarrollo de dispositivos de bajo coste y mantenimiento, y de métodos que permitan monitorizar y estimar con precisión las pérdidas por soiling en los sistemas FV manteniendo la calidad de las medidas. De este modo, se dotará a los propietarios de grandes plantas fotovoltaicas de la posibilidad de establecer unos calendarios de limpieza de los módulos FV óptimos para aumentar sus ingresos sin ser necesaria una gran inversión inicial en equipos de medida.

La realización de esta tesis doctoral en la Universidad de Jaén (UJA) se adecua perfectamente, debido a la situación geográfica de la misma, la cual garantiza una elevada cantidad de recurso solar y una fuerte presencia de suciedad estacional como consecuencia de la polinización del olivar y de períodos prolongados sin precipitación durante los meses de verano. Además, dispone de una serie de instalaciones fotovoltaicas, como la mostrada en la Fig. 9, y profesorado e investigadores con más de 20 años de experiencia en el ámbito de la energía solar fotovoltaica.



Fig. 9. Instalación experimental para el estudio de las pérdidas por soiling en módulos FV de distintas tecnologías.

Para la realización de la tesis, se ha contado con el apoyo de un grupo de trabajo formado por investigadores pertenecientes al grupo de investigación de la UJA “Advances in Photovoltaic Technology (AdPVTech)” (TEP-983) con una amplia experiencia en el campo de la energía solar fotovoltaica. Este grupo de trabajo está encabezado por 3 investigadores seniors de gran prestigio en el campo de la energía FV: los directores de esta tesis doctoral, Dr. Eduardo F. Fernández y Dr. Florencia Almonacid, investigador Ramón y Cajal y catedrática de universidad, respectivamente; y Dr. Pedro Pérez Higuera, catedrático de universidad. En los años previos al comienzo de la tesis doctoral, el grupo comenzó a investigar temas relacionados estrechamente con la línea de investigación de la misma, publicando los resultados en revistas indexadas JCR de gran impacto en el ámbito de la energía solar [73]–[76]. También, cabe destacar la presentación de una patente de un sensor de soiling óptico, llamado “DUSST” [77], en colaboración con el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de EEUU. Este sensor ha sido uno de los principales focos de este trabajo, puesto que su caracterización, validación y desarrollo forman parte de los objetivos de esta tesis. Además, la línea de investigación de la tesis se vio reforzada con el proyecto “Novel Soiling Identification Logics for Photovoltaics. NoSoilPV (793120)” financiado por la Unión Europea a través de una acción del programa

Horizonte 2020 - Marie Skłodowska-Curie (H2020-MSCA-IF-2017). Este proyecto fue liderado por el Dr. Leonardo Micheli, el cual tenía una amplia experiencia en el estudio del soiling en FV tras su estancia como investigador postdoctoral durante 2 años en NREL. El objetivo principal de ese proyecto fue la elaboración de soluciones de innovación en materia de detección de pérdidas por soiling. Estas estaban destinadas a regiones con altas inversiones en energía FV que se ven particularmente afectadas por la suciedad, como la península arábiga, la región de Oriente Medio y norte de África (MENA), India y China.

A continuación, y en base a las razones proporcionadas en los párrafos anteriores por las que se consideró pertinente llevar a cabo esta tesis doctoral, se presentan las hipótesis de partida de la misma.

- Las pérdidas por soiling en FV pueden estimarse utilizando sistemas de medición única, eliminando así la necesidad de disponer de sistemas con dos dispositivos idénticos, en las que las pérdidas se obtienen por comparación de las salidas de los mismos.
- Los sensores de soiling de bajo coste y reducido mantenimiento deben ser robustos y proporcionar medidas de calidad.
- Es posible cuantificar las pérdidas por soiling en FV a partir de la transmitancia espectral del mismo.
- La transmitancia espectral se puede estimar mediante interpolación de valores medidos de transmitancia en varias longitudes de onda.
- Las pérdidas por soiling se pueden extraer a partir de los datos obtenidos de la monitorización de sistemas FV y de parámetros meteorológicos, como la irradiancia o la temperatura, mediante la aplicación de modelos analíticos.

3. Objetivos

La meta de esta tesis doctoral es la **contribución a la mejora de la competitividad de los sistemas fotovoltaicos mediante la propuesta de nuevos métodos para la detección del impacto de la suciedad**. Para alcanzar dicho punto, se plantearon dos objetivos principales:

- **Objetivo general 1 (O1). Implementación de sistemas de monitorización de bajo coste y complejidad para la detección del efecto del soiling en sistemas FV.**
- **Objetivo general 2 (O2). Evaluación del impacto del soiling en módulos FV de diferentes tecnologías.**

El primer objetivo (O1) permitirá el desarrollo y la mejora de un sensor de soiling de bajo mantenimiento, el cual, comparado con los sistemas de monitorización tradicionales, no requiere limpiezas para su correcto funcionamiento. A fecha de comienzo de la tesis, este sensor, llamado “DUSST”, había sido concebido por los directores de tesis en colaboración con el NREL, encontrándose aún en una fase muy temprana de evolución. Durante la realización de la tesis doctoral, se trabajó en su evolución y en la optimización de su operación a través de una mejor caracterización de sus componentes y en el empleo de múltiples fuentes de luz monocromáticas. En este objetivo, también se incluye el estudio de diferentes métodos analíticos para la extracción en tiempo real de las pérdidas por soiling.

El segundo objetivo (O2) también se encuentra vinculado tanto al uso de sensores específicos como a la aplicación de métodos para la extracción indirecta de las pérdidas. Se esperaba que el uso de múltiples medidas a distintas longitudes de onda en el sensor “DUSST” permitiera modelar el perfil de transmitancia del soiling. A partir de este y con la respuesta espectral de distintas tecnologías, se pueden estimar las pérdidas eléctricas por soiling para cada una de ellas. También, se utilizarán datos monitorizados de las características I-V de módulos FV de distintas tecnologías para la aplicación de métodos analíticos que permitan extraer las pérdidas.

Para alcanzar estos dos objetivos generales, se plantearon cuatro objetivos específicos (OE):

- **OE1. Evaluación del impacto de distintos mecanismos de degradación sobre el comportamiento espectral de distintas tecnologías FV.**
- **OE2. Desarrollo y evolución de un sensor de bajo coste y mantenimiento para cuantificar las pérdidas por soiling en sistemas FV.**
- **OE3. Desarrollo y validación de una metodología para la extracción de las pérdidas por soiling a partir de medidas de potencia monitorizadas en tiempo real.**
- **OE4. Análisis de pérdidas por suciedad en módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías.**

4. Resultados

En esta sección, se resumen los resultados alcanzados durante la realización de la tesis doctoral, vinculándolos a los distintos objetivos propuestos al inicio de la misma. Todos los resultados obtenidos han sido publicados en revistas indexadas situadas dentro de los dos primeros cuartiles de la categoría *Energy & Fuels* del *Journal Citation Report (JCR)*. También, cabe destacar la presentación de los resultados en conferencias internacionales de relevancia en el ámbito de la energía solar. A continuación, se presenta la conexión entre los distintos objetivos específicos y las distintas publicaciones.

4.1. Artículo relacionado con el objetivo específico 1

Artículo 1

Título	“Optical degradation impact on the spectral performance of photovoltaic technology”
Autores	Álvaro Fernández-Solas , Leonardo Micheli, Florencia Almonacid y Eduardo F. Fernández
Revista	Renewable and Sustainable Energy Reviews
Volumen, nº artículo, año	141, 110782, 2021
Clasificación JCR	ENERGY & FUELS: 8/119 (Q1)
Factor de impacto	16.799 (2021)
DOI	10.1016/j.rser.2021.110782

El objetivo 1, “**Evaluación del impacto de distintos mecanismos de degradación sobre el comportamiento espectral de distintas tecnologías FV**”, se desarrolló por completo en la publicación detallada en el cuadro anterior.

En este artículo, se realizó una revisión completa del impacto que diferentes modos de degradación tienen sobre el comportamiento espectral de módulos FV. El objetivo principal fue establecer una relación entre los estudios que analizan cómo afectan los cambios en el espectro solar al rendimiento de los módulos y aquellos trabajos que describen las causas y efectos de diversos tipos de degradación en los mismos.

El estudio se centró en cuatro de los mecanismos de degradación más frecuentes en módulos FV: soiling, decoloración, delaminación y corrosión, con especial énfasis en el soiling. Entre los principales resultados encontrados en las publicaciones que evaluaron el impacto óptico del soiling, cabe destacar:

- La medida de la transmitancia hemisférica de muestras de vidrio FV con soiling para evaluar el impacto del mismo en un gran número de estudios.
- La búsqueda de correlaciones entre la densidad de suciedad acumulada y las pérdidas de transmitancia promedio [73], [78]–[81].
- El mayor impacto del soiling en longitudes de onda cortas pertenecientes a la región UV del espectro [64].
- El diferente impacto espectral del soiling en función de sus características físico-químicas [82].

Además de la revisión bibliográfica que presenta los principales estudios sobre el impacto de diferentes modos de degradación en las propiedades ópticas de los módulos, se incluyó una sección de análisis del impacto espectral en módulos de diferentes tecnologías, utilizando datos experimentales de medidas ópticas extraídos de otros estudios sobre soiling y decoloración. Para llevar a cabo este análisis, se desarrolló una metodología basada en la presentada previamente por Fernández et al. [75]. Se definieron tres índices principales:

- El “*Degradation Ratio (DRatio)*”: se calcula de manera análoga al performance ratio (PR) instantáneo, asumiendo que: (i) únicamente se consideran las pérdidas por degradación, sin tener en cuenta otras pérdidas (como las pérdidas por temperatura, por mismatch, etc.); y (ii) la corriente de cortocircuito (I_{sc}) se reduce en la misma cantidad que la potencia máxima (P_m) debido a la degradación existente. Este índice considera tanto la reducción promedio en la intensidad de luz en la banda de absorción del material FV, como el impacto de la forma del perfil de transmitancia espectral de las pérdidas. Esta última magnitud, que hace referencia a los cambios espectrales, es la que fue objeto de análisis en la publicación.
- El “*Broadband Degradation Ratio (BDRatio)*”: representa únicamente las pérdidas promedio en la banda espectral de operación del material FV analizado. Para su cálculo, se supone que la respuesta espectral en cualquier longitud de onda es igual 1.
- El “*Spectral Degradation Ratio (SDRatio)*”: representa exclusivamente el impacto en el rendimiento espectral FV causado por el perfil de pérdidas de transmitancia asociado a la degradación. Su valor varía en función del espectro solar y de la respuesta espectral del material FV. Un valor superior a 1 representa mejoras en el rendimiento espectral.

En la Fig. 10, se muestra el perfil de transmitancia espectral del soiling utilizado para evaluar el impacto espectral en distintas tecnologías mediante el SDRatio. Este perfil se calcula dividiendo el perfil de transmitancia de una muestra con soiling entre el perfil de transmitancia de una muestra de referencia. Los datos se corresponden con los valores de transmitancia hemisférica de una muestra de vidrio FV expuesta horizontalmente en Jaén durante un período de 13 semanas en verano. Se puede observar que el soiling reduce la transmitancia hemisférica en todas las longitudes de onda, siendo su impacto significativamente mayor en la región azul del espectro, con pérdidas de hasta el 45% a 300 nm.

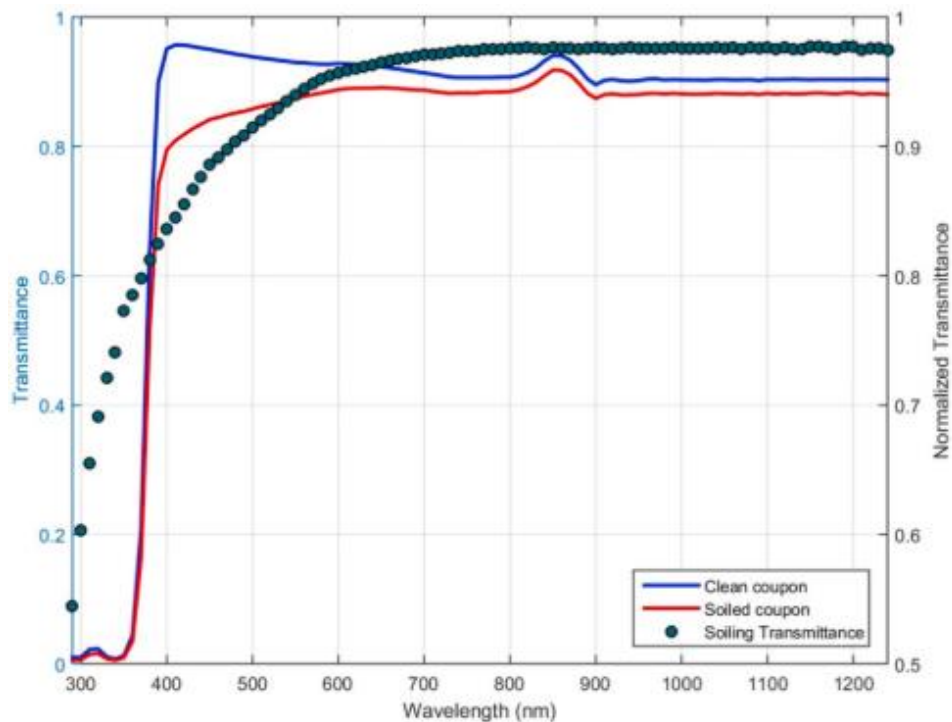


Fig. 10. Eje y-primario (izqda.): transmitancia espectral de una muestra de referencia (azul) y transmitancia espectral de una muestra con soiling tras 24 semanas de exposición en el exterior en Jaén (rojo). Eje y-secundario (dcha.): transmitancia espectral del soiling. Figura tomada de [83].

El análisis realizado combinó los datos de transmitancia espectral (Fig. 10), las respuestas espectrales de 6 materiales FV diferentes (ver Fig. 8) y un amplio abanico de espectros de radiación, los cuales se generaron variando individualmente tres parámetros atmosféricos: la masa del aire (AM), la profundidad de aerosoles a 500 nm (AOD_{500}) y el agua precipitable (PW). Previamente, se había demostrado que estos parámetros son los más influyentes en la irradiancia espectral en días despejados, y son ampliamente utilizados para analizar el efecto de las variaciones del espectro solar en el rendimiento de los dispositivos fotovoltaicos [84]–[86]. La Fig. 11 muestra cómo afectan los cambios individuales de estos tres parámetros a la irradiancia espectral. Se comprueba que un aumento en el valor del AM o del AOD afectan especialmente a las regiones UV y visible del espectro. Por el contrario, un incremento del agua precipitable tiene un mayor impacto en la región infrarroja cercana del espectro.

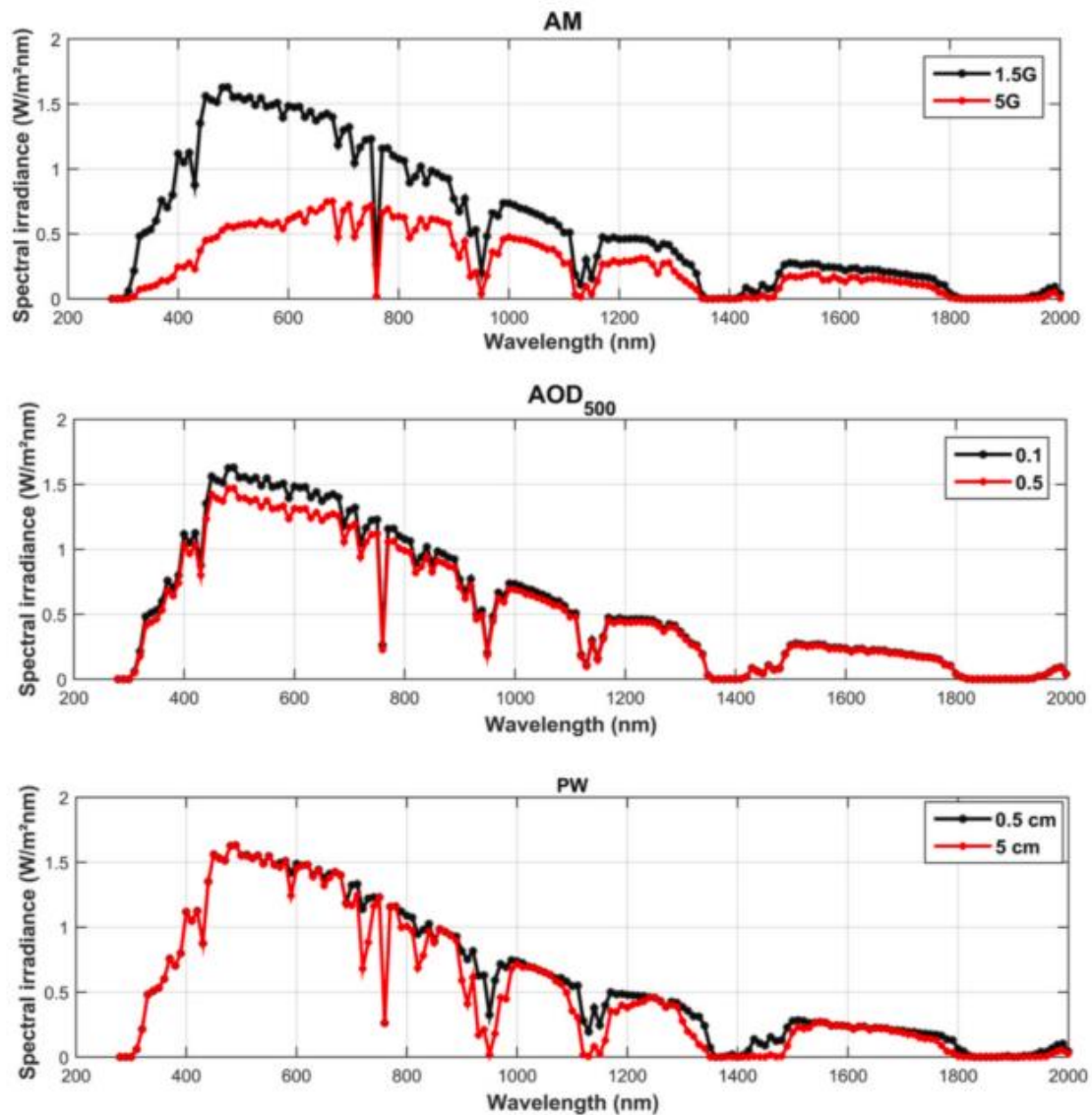


Fig. 11. Gráfica superior: impacto de la masa de aire en la irradiancia espectral global. Los otros parámetros: AOD y PW se mantienen constantes en 0.1 y 1 cm respectivamente. Gráfica central: impacto del AOD a 500 nm en la irradiancia espectral global. Los otros parámetros: AM y PW se mantienen constantes en 1.5 y 1 cm respectivamente. Gráfica inferior: impacto del PW en la irradiancia espectral global. Los otros parámetros: AM y AOD se mantienen constantes en 1.5 y 0.1 respectivamente. Figura tomada de [83].

En la Fig. 12, se muestra el impacto de las pérdidas de transmitancia debidas al soiling en el comportamiento espectral de seis tecnologías FV diferentes. En línea con lo reflejado en la Fig. 11, se confirma que la masa del aire es el parámetro que más influye en el resultado. Por otra parte, se aprecia que el soiling produce ganancias espectrales ($SDR_{ratio} > 1$), lo que significa que las pérdidas en corriente son menores que las pérdidas en irradiancia, para todas las tecnologías con excepción del silicio amorfo (a-Si). Esta tecnología alcanza pérdidas superiores al 2% para AM mayores que 4 (Fig. 12-Izqda.). Esto se debe a la estrecha banda de absorción que presenta esta tecnología y que está situada principalmente en las regiones UV y visible del espectro, donde las pérdidas de transmitancia por soiling son más elevadas. Para el resto de tecnologías, las ganancias espectrales son máximas ($\sim 1.5\%$) para valores de AM bajos, los cuales suelen darse en las horas centrales del día con mayor radiación. Este hecho implica que las ganancias espectrales debidas al soiling contribuyen a reducir las pérdidas energéticas. Dicho con otras

Resultados

palabras, las pérdidas eléctricas por soiling van a ser inferiores a las pérdidas de transmitancia promedio.

Se realizó el mismo análisis considerando únicamente los cambios por separado en los valores de AOD y PW. En el caso del AOD, los cambios en el valor del SDRatio a medida que aumenta el AOD se pueden considerar despreciables ($<0.1\%$). En cuanto al PW, a medida que aumenta su valor, se produce también un incremento de las ganancias espectrales para todas las tecnologías, excepto para el a-Si. En este caso, se aprecia una reducción de las pérdidas. Los valores máximos se alcanzan para el valor extremo de PW considerado (5 cm).

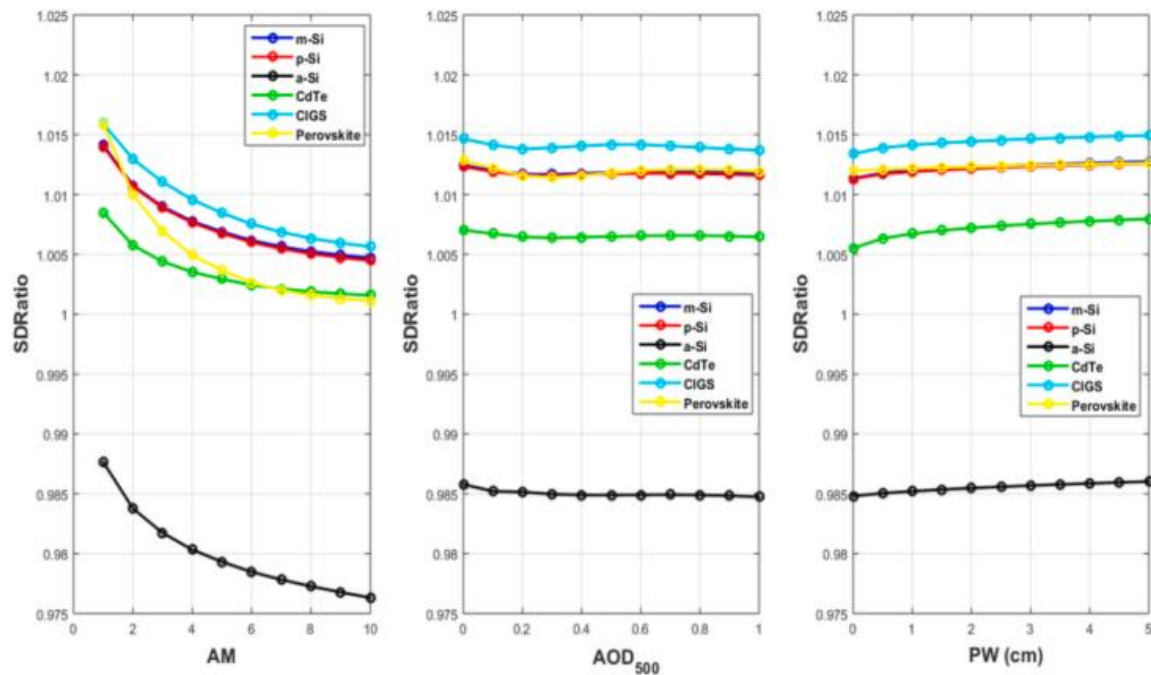


Fig. 12. SDRatio debido al soiling en función de la variación individual de los valores de: masa del aire (AM) - gráfica de la izqda., profundidad óptica de aerosoles (AOD) - gráfica central, agua precipitable (PW) - gráfica de la dcha. Figura tomada de [83].

Como **conclusión**, en el artículo se analiza la dependencia del rendimiento de los módulos FV con su comportamiento espectral. Para ello, se revisaron los mecanismos de degradación que principalmente afectan a la transmitancia del material encapsulante de los módulos. El efecto del soiling se abordó en profundidad, incluyendo una tabla resumen de los estudios más relevantes sobre el impacto de este fenómeno en las propiedades ópticas. Por otra parte, se realizó un análisis del impacto espectral del soiling y de la decoloración sobre distintas tecnologías FV. Para ello, también se consideraron las variaciones del espectro solar. Los resultados mostraron que el soiling produce ganancias espectrales para todas las tecnologías, con excepción del a-Si. Es importante señalar que esto no significa que las ganancias debidas al soiling sean totales en términos eléctricos, sino que el comportamiento espectral mejora. Estas ganancias alcanzan valores entorno al 1% en una localización (Jaén, España) con un nivel medio-bajo de soiling y para valores de masa del aire inferiores a 2.5. Estas ganancias espectrales contribuyen a mitigar parcialmente las pérdidas energéticas que el soiling produce, especialmente en las horas con mayor radiación. Además, en lugares con niveles de soiling más altos, las ganancias espectrales pueden alcanzar valores más relevantes.

4.2. Artículos relacionados con el objetivo específico 2

El objetivo 2, definido como **“Desarrollo y evolución de un sensor de bajo coste y mantenimiento para cuantificar las pérdidas por soiling en sistemas FV”**, fue abordado en dos publicaciones en la revista Solar Energy (años 2020 y 2022). Este segundo objetivo se desarrolló a través de la caracterización, la validación y la mejora de una primera versión del sensor óptico de soiling “DUSST”, el cual fue concebido por los directores de esta tesis doctoral en colaboración con el NREL.

Artículo 2

Título	“Design, characterization and indoor validation of the optical soiling sensor “DUSST””
Autores	Álvaro Fernández-Solas , Leonardo Micheli, Matthew Muller, Florencia Almonacid y Eduardo F. Fernández
Revista	Solar Energy
Volumen, páginas, año	211, 1459-1468, 2020
Clasificación JCR	ENERGY & FUELS: 38/114 (Q2)
Factor de impacto	5.742 (2020)
DOI	10.1016/j.solener.2020.10.028

En el artículo 2, se amplían los resultados presentados inicialmente por Muller et al. [74], al añadir una caracterización térmica de los distintos componentes del sensor “DUSST”, realizada bajo condiciones controladas, y al presentar un nuevo modelo empírico que permite estimar las pérdidas de transmitancia debidas al soiling a partir de las medidas del sensor.

De acuerdo con lo ya indicado en las secciones de introducción y justificación, la cuantificación del impacto del soiling sobre el rendimiento FV resulta esencial para reducir las pérdidas y aumentar así los ingresos. Con el fin de abordar los inconvenientes de los sistemas de monitorización de soiling tradicionales, comenzaron a desarrollarse los primeros sensores de soiling ópticos que no necesitaban un mantenimiento exhaustivo. Uno de ellos fue DUSST (del inglés, Detector Unit for Soiling Spectral Transmittance). El objetivo de este es monitorizar las pérdidas por soiling sin piezas móviles, sin agua y sin la necesidad de un operador que lo controle. Su principio básico de funcionamiento consiste en comparar la luz transmitida a través de un vidrio FV expuesto en el exterior con la luz transmitida a través del mismo vidrio en unas condiciones de referencia (ausencia de soiling). Para ello, utiliza una fuente de luz monocromática (un LED) y una pequeña célula FV como detector de luz. En la Fig. 13-izqda., se muestra un diagrama de bloques del sensor DUSST, mientras que en la Fig. 13-dcha., se incluye una fotografía del mismo durante su caracterización en interior. En el artículo completo [58], el cual se adjunta al final de este documento, se detallan en mayor profundidad todos los componentes y el procedimiento de operación del sensor.

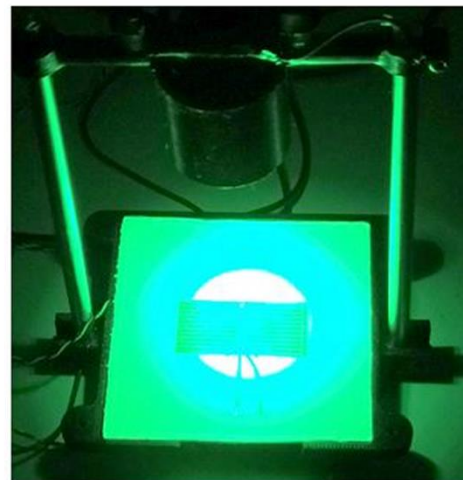
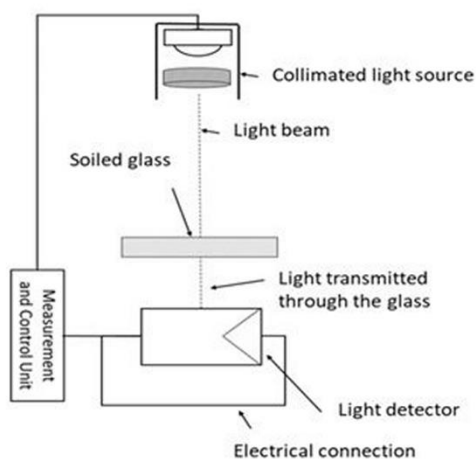


Fig. 13. Izquierda: diagrama de bloques del prototipo del sensor DUSST. Derecha: prototipo del sensor DUSST durante su caracterización en interior. Figura tomada de [58].

En el artículo, se realizaron dos experimentos diferentes. El primero de ellos fue la caracterización térmica de los distintos componentes de DUSST. Esta caracterización tiene como fin cuantificar las relaciones existentes entre las temperaturas de los distintos elementos y los valores eléctricos de salida. La consideración de estas relaciones posibilita corregir las medidas realizadas bajo diferentes condiciones y trasladarlas a un valor de temperatura de referencia. De esta forma, se contribuye a su vez tanto a la reducción de los errores de medida como al desarrollo de futuros diseños que reduzcan la dependencia con la temperatura. En la Fig. 14, se muestra un diagrama de bloques en el que se muestran los parámetros eléctricos y las temperaturas monitorizadas durante los tests.

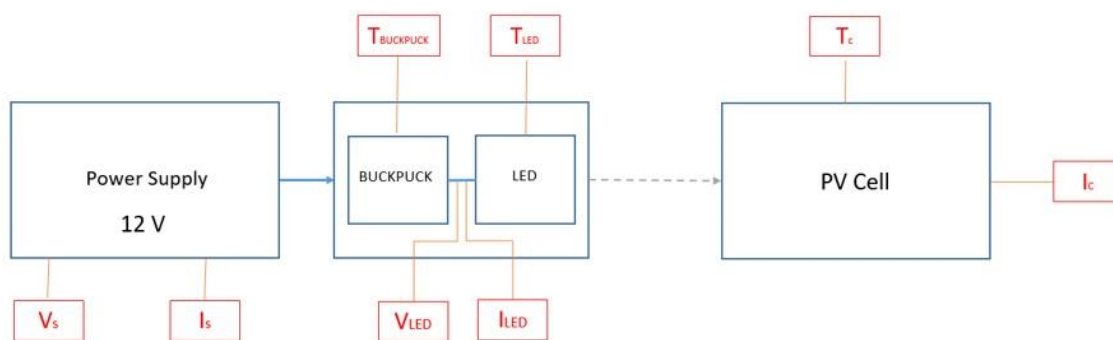


Fig. 14. Diagrama de bloques del sistema de monitorización utilizado durante los tests de caracterización térmica. Se distinguen tres bloques diferentes: (i) alimentación, (ii) fuente de luz (regulador de corriente o buckpuck + LED 530 nm), (iii) célula FV. Figura tomada de [58].

En la Fig. 15, se muestra la evolución de la temperatura de los distintos componentes con el tiempo, desde el momento en que se enciende el LED. Como puede observarse, todas las temperaturas siguen una tendencia logarítmica, siendo la temperatura del LED la que experimenta un mayor incremento, $\sim 20^{\circ}\text{C}$, en los primeros 10 minutos. En comparación, en el regulador de corriente del LED, la temperatura aumentó $\sim 10^{\circ}\text{C}$, mientras que en la célula sólo aumentó 2°C . Por otra parte, no se encontraron relaciones entre la temperatura del regulador

de corriente del LED y la corriente o el voltaje del LED. Debido a esto, sólo la temperatura del LED se utilizó para obtener una correlación con la intensidad generada por la célula FV. Durante los tests, también se verificó que la caída de tensión del LED con la temperatura estaba dentro de los márgenes dados por el fabricante, con un valor de $-2.54 \text{ mV/}^{\circ}\text{C}$.

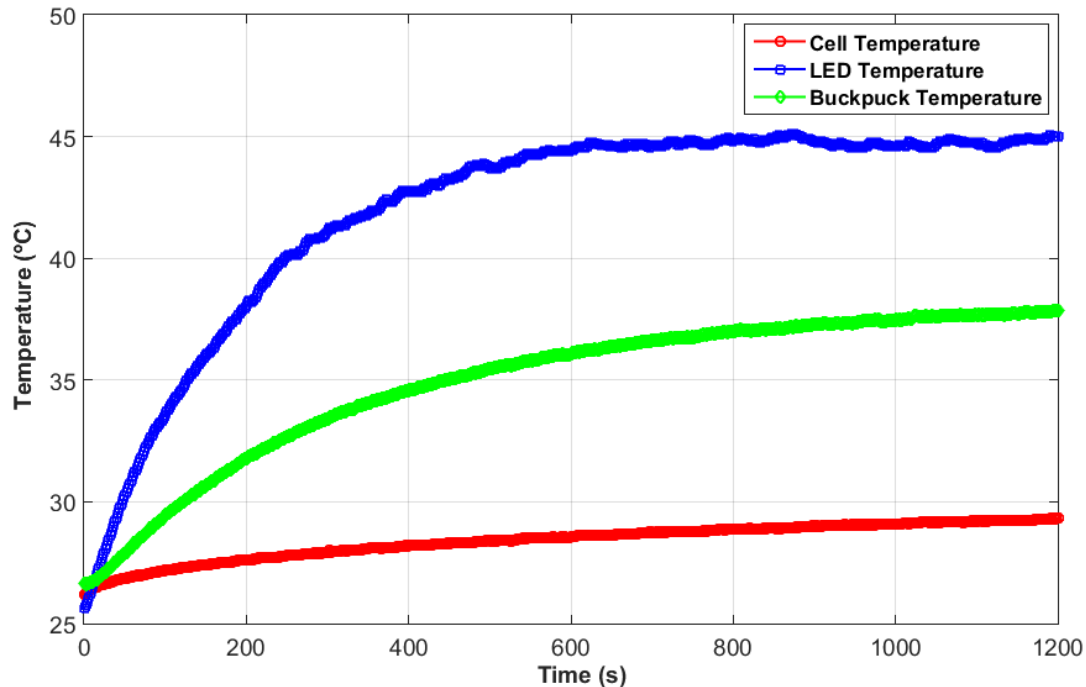


Fig. 15. Evolución de la temperatura de los distintos componentes con el tiempo. Duración de los tests: 20 minutos. Figura tomada de [58].

El cambio significativo en la temperatura del LED durante el tiempo de medida del sensor y su efecto en la tensión del mismo hacía prever la existencia de un efecto en las mediciones de DUSST, en concreto en los valores de corriente de la célula. Aunque el aumento de la temperatura de la célula incrementa ligeramente la salida de corriente de la misma (la corriente de cortocircuito aumenta con una tasa del $0.06\%/^{\circ}\text{C}$), su influencia puede considerarse insignificante en comparación con el impacto que tiene el aumento de la temperatura del LED. En la Fig. 16, se representa la evolución de la temperatura del LED frente a la corriente de la célula FV. Se observa que la corriente de la célula disminuye al aumentar la temperatura del LED con una tasa lineal de $-0.052 \text{ mA/}^{\circ}\text{C}$. A esta relación se la denominó “Factor_TLED”, y permite corregir las mediciones realizadas a temperaturas variables a una temperatura nominal de funcionamiento.

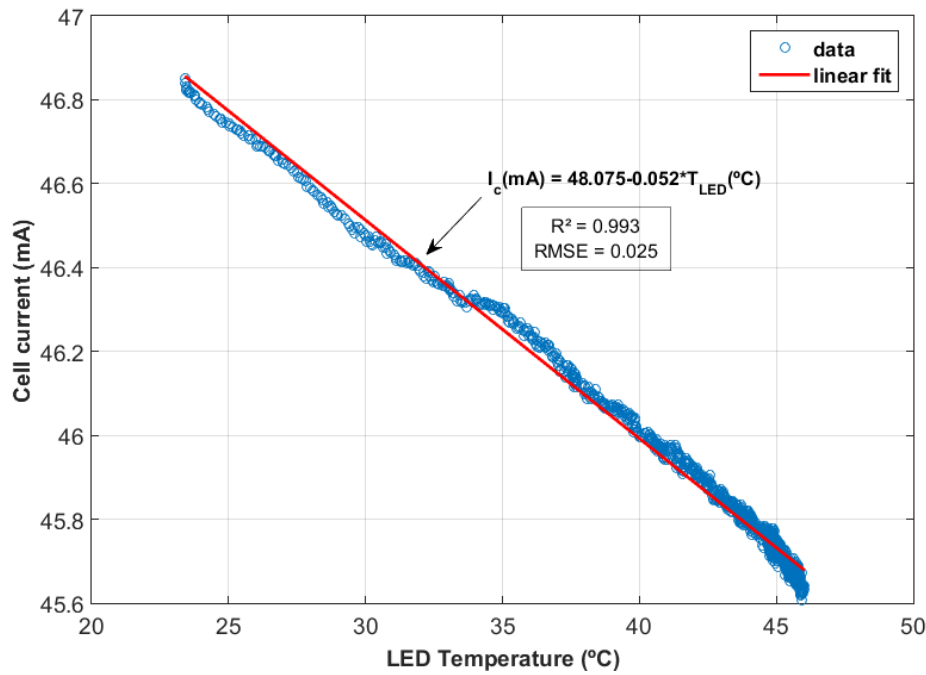


Fig. 16. Correlación lineal entre la temperatura del LED y la corriente de la célula FV. Figura tomada de [58].

El segundo experimento tenía como objetivo la obtención de un modelo que permitiese estimar con precisión las pérdidas de transmitancia debidas al soiling a partir de las medidas realizadas por el sensor. Este experimento constó de dos fases. En la primera de ellas, se utilizaron máscaras de acetato impresas con distintas escalas de tonalidades grises para simular el efecto del soiling. Estas máscaras se colocaron sobre el vidrio encapsulante de la célula FV de DUSST y se registraron los valores de corriente para cada una de ellas. En paralelo, se realizaron medidas de transmitancia espectral del vidrio encapsulante con las distintas máscaras adheridas al mismo utilizando un espectrofotómetro. Posteriormente, tras procesar los resultados, se compararon las pérdidas eléctricas con las pérdidas de transmitancia a 530 nm. El uso de esta longitud de onda, y no el de la transmitancia promedio, se debe a que es la longitud de onda a la que emite el LED utilizado en DUSST. También, en un estudio previo, se demostró teóricamente que estaba dentro del rango de longitudes de onda que permitía correlacionar con mayor precisión las pérdidas por soiling con medidas de transmitancia en una única longitud de onda [87]. En esta primera etapa, se obtuvieron dos posibles modelos: (i) un modelo logarítmico y (ii) una función a trozos formada por dos polinomios de primer grado con diferentes pendientes. Ambos modelos devolvieron valores de errores que se encontraban en línea con los presentados por estudios que analizaron otros sensores ópticos de soiling [88] con un error medio absoluto (MAE, del inglés Mean Absolute Error) < 3.3% y un valor de la raíz del error cuadrático medio (RMSE, del inglés Root Mean Square Error) < 3.8%.

Considerando toda la gama de máscaras, el modelo lineal a trozos devuelve un RMSE más bajo (aproximadamente un tercio del encontrado para el modelo logarítmico). Esto se debe al hecho de que el ajuste logarítmico tiende a sobrestimar las pérdidas de transmitancia en condiciones de soiling moderado y a subestimarlas en caso contrario. Por este motivo, el modelo logarítmico se descartó en la etapa siguiente, ya que la magnitud de los errores aumenta cuando se utiliza para estimar las pérdidas de transmitancia por soiling con muestras expuestas al exterior de forma natural. En el caso del modelo lineal a trozos, se observa que la pendiente

cambia para un valor de pérdidas eléctricas de DUSST de ~33%. Esto puede justificarse por el fenómeno de pérdida por baja irradiancia [89], que afecta al comportamiento lineal de generación eléctrica de las células FV en condiciones de baja irradiancia, valores a los que está expuesta la célula FV del sensor DUSST. El modelo lineal a trozos cuantifica y corrige este efecto con una gran precisión. Para validar el modelo, en la segunda fase del experimento, se utilizaron muestras de vidrio FV que presentaban diferentes niveles de suciedad después de haber sido expuestas en el exterior durante periodos que variaron entre 2 y 14 semanas. En la Fig. 17, se muestra el ajuste entre los valores modelados de pérdidas de transmitancia y los valores medidos con el espectrofotómetro. Se obtuvo una pendiente muy próxima a la unidad y valores de R^2 y RMSE iguales a 0.94 y 1.38%, respectivamente.

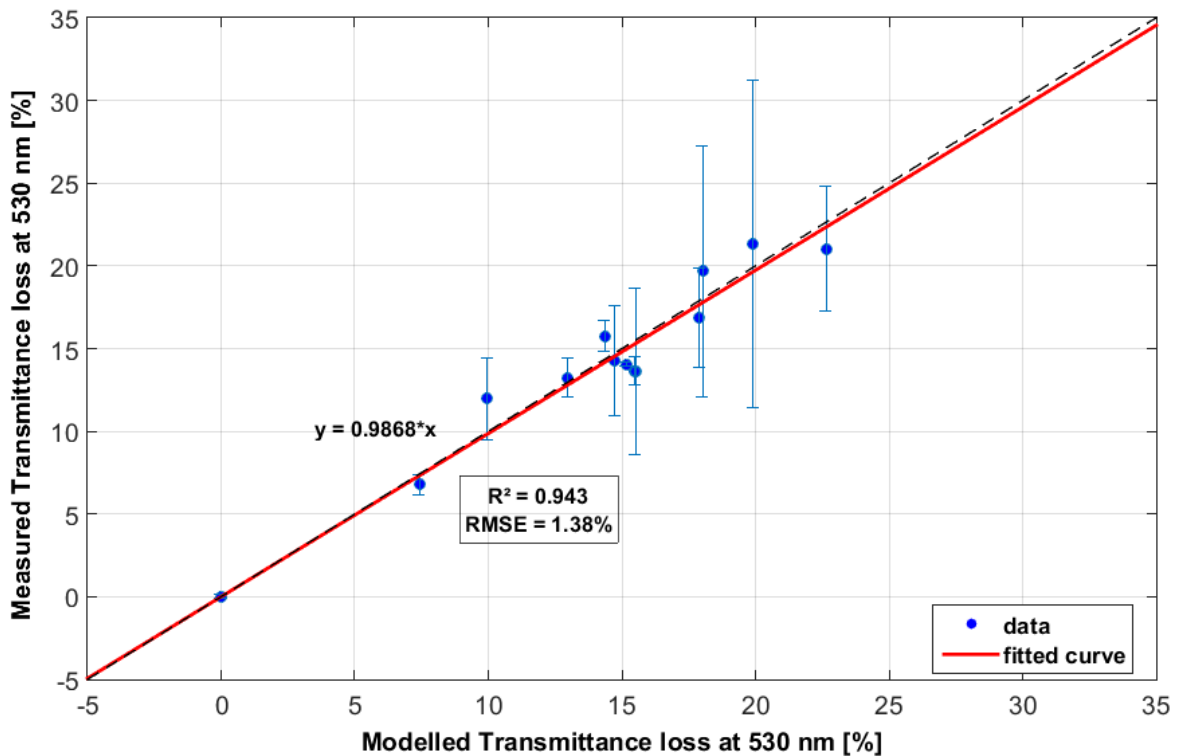


Fig. 17. Validación del modelo lineal a trozos: ajuste entre los valores de pérdidas de transmitancia medidos (eje y) y los valores modelados (eje x). Las barras de error representan la desviación estándar de las medidas de transmitancia. Para cada muestra, se realizaron medidas de transmitancia en distintos puntos de la muestra de vidrio para comprobar la no uniformidad.

Con este artículo, se **concluyó** que es posible la utilización del sensor DUSST para estimar de forma precisa las pérdidas de transmitancia debidas al soiling. A partir de estos valores de pérdidas ópticas, es posible calcular las pérdidas eléctricas para cualquier tipo de material FV a través del conocimiento de su respuesta espectral y del espectro solar incidente. En el artículo 3, se realiza este cálculo para seis tecnologías FV diferentes. La caracterización térmica de los componentes de DUSST permitió identificar potenciales mejoras y cambios relativos a los componentes utilizados por el sensor.

Artículo 3

Título	“Indoor validation of a multiwavelength measurement approach to estimate soiling losses in photovoltaic modules”
Autores	Álvaro Fernández-Solas , Leonardo Micheli, Florencia Almonacid y Eduardo F. Fernández
Revista	Solar Energy
Volumen, páginas, año	241, 584-591, 2022
Clasificación JCR	ENERGY & FUELS: 37/119 (Q2)
Factor de impacto	7.188 (2021)
DOI	10.1016/j.solener.2022.06.036

En el artículo 3 se analizó una evolución del sensor DUSST. Esta consistía en el uso de múltiples LEDs monocromáticos que emitían luz a distintas longitudes de onda con el fin de permitir modelar con precisión el perfil de transmitancia del soiling. Un estudio teórico previo [90] presentó un método a través del cual era posible modelar el perfil de transmitancia utilizando únicamente 2 ó 3 medidas monocromáticas. Este estudio también analizó las longitudes de onda que deberían seleccionarse para minimizar el error del modelo. Para ello, comparó los resultados devueltos por distintas combinaciones y los perfiles de transmitancia medidos con un espectrofotómetro.

En el artículo presentado en esta tesis, se evaluó dicho método de forma experimental utilizando para ello el sensor de soiling DUSST. Para llevar a cabo el estudio, se seleccionaron 4 LEDs monocromáticos de alta potencia con distintas longitudes de onda pico dentro de la región visible del espectro. Mediante el uso de estos LEDs, se analizaron 4 combinaciones diferentes de 3 longitudes de onda para modelar el perfil de transmitancia del soiling de distintas muestras ensuciadas de forma artificial. En la Fig. 18, se muestra el flujograma seguido para el modelado del perfil de transmitancia del soiling. En primer lugar, se obtuvieron las pérdidas de transmitancia a las distintas longitudes de onda de los LEDs, correlacionando las medidas eléctricas de DUSST con ecuaciones lineales obtenidas en una fase previa de calibración con máscaras. Posteriormente, se aplicó la ecuación denominada “Three-variable single exponential (3v1e)”, la cual se presentó por primera vez en [91], para obtener el perfil de transmitancia utilizando las 4 posibles combinaciones. Las tres variables de esta ecuación son independientes de la longitud de onda y están relacionadas con la densidad del soiling, las propiedades físicas y los mecanismos de deposición. En la publicación, únicamente se obtuvieron los valores de las variables mediante el ajuste de la función con los tres valores de transmitancia. Finalmente, se compararon los resultados con el perfil de transmitancia medido con un espectrofotómetro. El proceso se repitió utilizando 8 muestras con distintos niveles de soiling, comprendidos entre 0.98 g/m^2 y 10.14 g/m^2 .

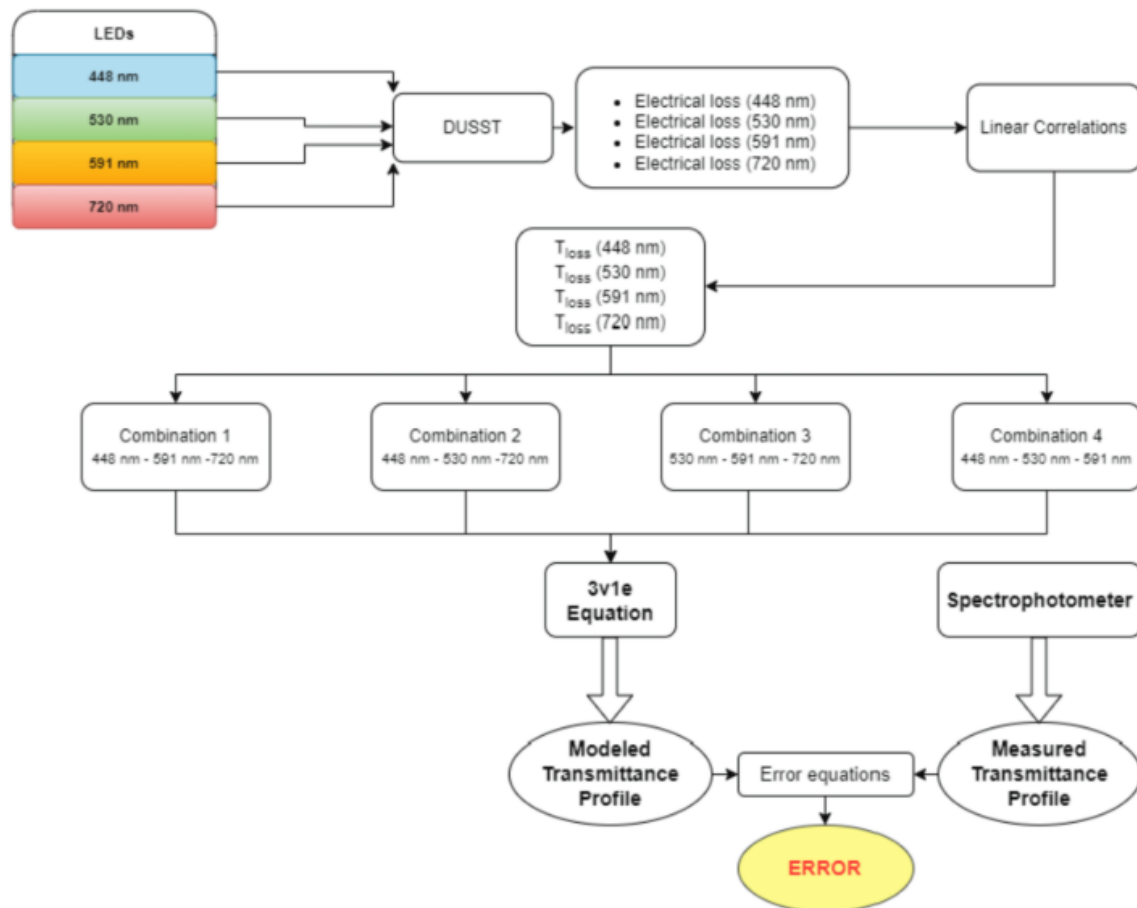


Fig. 18. Flujo para el modelado del perfil de transmitancia del soiling y su posterior validación frente a medidas reales. Figura extraída de [60].

En la Fig. 19, se muestran los ajustes del perfil de transmitancia del soiling para tres muestras con diferentes niveles de suciedad, así como los errores absolutos entre los perfiles medidos y los modelados en función de la longitud de onda. También, y con el fin de comprobar si existe mejora con respecto a la versión inicial del sensor que contemplaba el uso de una única longitud de onda, se incluyen los errores entre los perfiles medidos y dos casos de perfiles planos, que se generan asumiendo que la transmitancia no varía con la longitud de onda. Se debe destacar que la ecuación utilizada para el modelado devuelve un perfil de transmitancia plano en el caso de la combinación 4. Este fue un resultado esperado, puesto que las longitudes de onda a las que emiten los LEDs utilizados en esta combinación se concentran en una región pequeña del espectro (448 nm a 591 nm) si se compara con el rango de medida del espectrofotómetro (380 nm a 1080 nm). Las combinaciones 1 y 2 son las que devuelven los mejores ajustes para niveles de pérdidas de transmitancia medio-bajos. Por ejemplo, para una muestra con una densidad de 2.2 g/m², el MAE asociado a ambas fue ~0.7%. Sin embargo, el MAE de las combinaciones 3 y 4 fue 1.3% y 2.1% respectivamente. Se puede explicar estas diferencias debido a la distribución desigual de las longitudes de onda de los LEDs a lo largo del espectro. Se espera que las combinaciones que cubren un rango más amplio del espectro, como las combinaciones 1 y 2, se ajusten mejor al perfil medido que aquellas combinaciones cuyos LEDs se concentran en un rango más estrecho, como las combinaciones 3 y 4. Para muestras con niveles de soiling más elevados (en la Fig. 19, se corresponden a las gráficas de las columnas 2 y 3), el error de las combinaciones 1 y 2 se vuelve muy similar al que devuelve la combinación 3. Esto es debido a que todas ellas incluyen la medida a la longitud de onda de 720 nm, junto a un cambio en la

Resultados

forma del perfil de transmitancia medido entre los 550 nm y los 750 nm. El máximo MAE registrado por alguna de estas tres combinaciones estuvo por debajo del 4%. Por otra parte, se comprobó que el uso de una única longitud de onda puede llegar a sobreestimar o subestimar significativamente las pérdidas de transmitancia. En el caso elegido (550 nm), se produce una sobreestimación de las pérdidas. Esto se debe a que el soiling afecta más a las longitudes de onda cortas que a las largas [64].

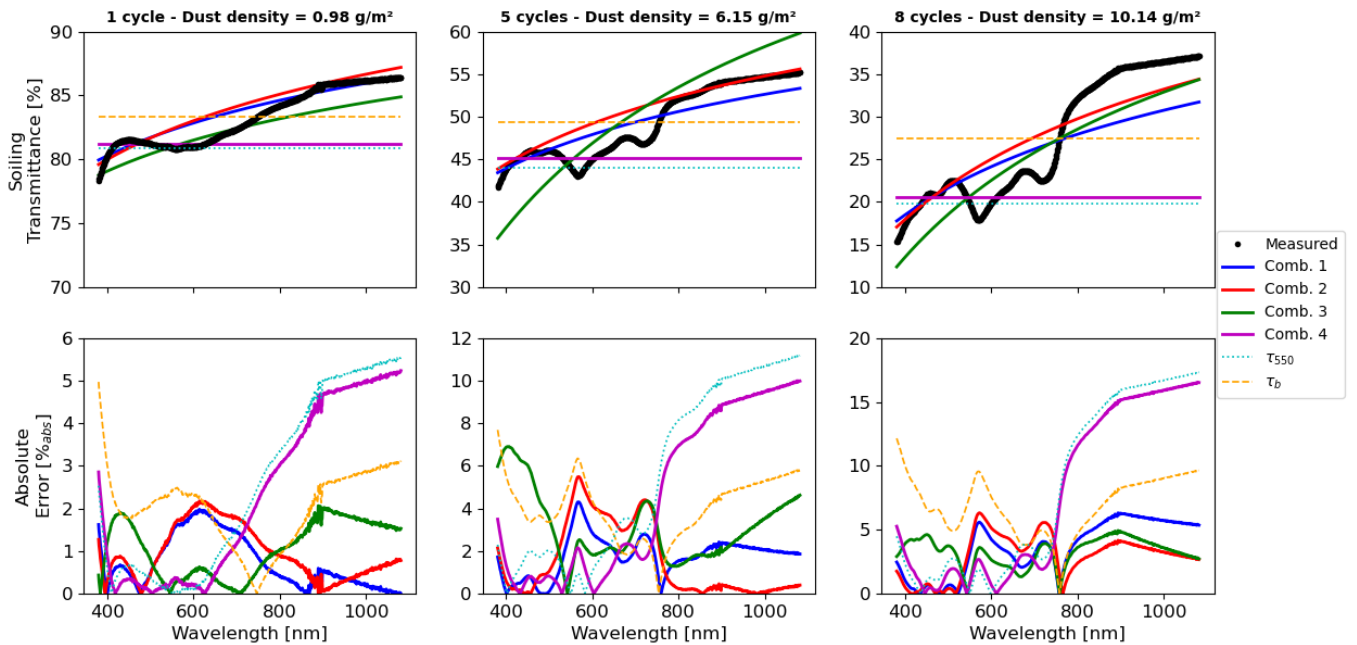


Fig. 19. Fila superior: perfiles de transmitancia medidos y modelados de tres muestras significativas con distintos niveles de soiling. Fila inferior: error absoluto para cada longitud de onda entre la transmitancia medida y la modelada. En las gráficas, se muestran también perfiles de transmitancia planos considerando: (a) el valor de transmitancia a 550 nm y (b) el valor de transmitancia promedio. Figura extraída de [60].

En este estudio, se utilizaron posteriormente los valores de transmitancia modelados para la estimación del soiling ratio en módulos de diferentes tecnologías. Los resultados obtenidos se discuten en la subsección destinada al **Objetivo 4 - Análisis comparativo de pérdidas por suciedad en módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías**.

La investigación realizada en el artículo 3 permitió **concluir** que el uso de múltiples longitudes de onda para obtener las pérdidas de transmitancia debidas al soiling mejora notablemente los resultados que se extraen si se usa únicamente un LED monocromático, como en el caso del prototipo de DUSST analizado en el artículo 2. Además, se identificó la necesidad de elegir combinaciones de LEDs óptimas que cubran un mayor rango del espectro. Debido a limitaciones comerciales, en el estudio sólo se utilizaron LEDs que emitían en la región visible del espectro. Futuras versiones del sensor deberán abordar el uso de LEDs que emitan tanto en la región ultravioleta como en la infrarroja-cercana.

4.3. Artículo relacionado con el objetivo específico 3

El objetivo 3, “**Desarrollo y validación de una metodología para la extracción de las pérdidas por soiling a partir de medidas de potencia monitorizadas en tiempo real**”, se aborda totalmente en una publicación incluida en la revista Energy.

Artículo 4

Título	“Estimation of soiling losses in photovoltaic modules of different technologies through analytical methods”
Autores	Álvaro Fernández-Solas , Jesús Montes-Romero, Leonardo Micheli, Florencia Almonacid y Eduardo F. Fernández
Revista	Energy
Volumen, nº artículo, año	244, 123173, 2022
Clasificación JCR	ENERGY & FUELS: 24/119 (Q1)
Factor de impacto	8.857 (2021)
DOI	10.1016/j.energy.2022.123173

En este artículo, se desarrolla y presenta una metodología para extraer las pérdidas por soiling en tiempo real a partir de datos monitorizados de rendimiento FV. Para ello, se planteó el uso de distintos métodos analíticos para el cálculo de la potencia de salida. En línea con lo indicado anteriormente, tanto en la sección de introducción como en la de justificación, actualmente, no existen estudios que aborden la estimación de las pérdidas por soiling en tiempo real a través del uso de algoritmos. En la publicación, se trata este tema siguiendo un procedimiento compuesto por dos etapas. En la primera de ellas, se aplicaron distintos métodos analíticos para modelar la potencia de salida que debería proporcionar un módulo FV en ausencia de soiling. Posteriormente, se calcularon las pérdidas por soiling como el cociente entre el valor real de potencia de salida de los módulos y la potencia previamente modelada.

Con la finalidad de desarrollar una metodología fácilmente aplicable en la mayoría de sistemas FV actualmente instalados, se eligieron métodos que únicamente necesitan como entradas: valores de irradiancia en el plano de los módulos, valores de temperatura de célula, y los parámetros eléctricos del sistema en condiciones estándar de medida (STC, del inglés Standard Test Conditions). En el estudio presentado, los métodos se evaluaron a nivel de módulo, no obstante, su aplicación se realizaría de forma análoga con datos de sistema. En la Fig. 20, se muestra el diagrama de bloques del sistema de monitorización utilizado. Con el fin de validar la metodología, se utilizaron 3 parejas de módulos de distintas tecnologías. En cada pareja, uno de los módulos se limpiaba manualmente de forma semanal. Por otra parte, los parámetros monitorizados eran: la irradiancia, la temperatura de módulo y la curva I-V de cada uno de los módulos. Todos estos estaban disponibles en tiempo real gracias a la existencia de un registrador de datos comunicado a través de ethernet con un ordenador local.

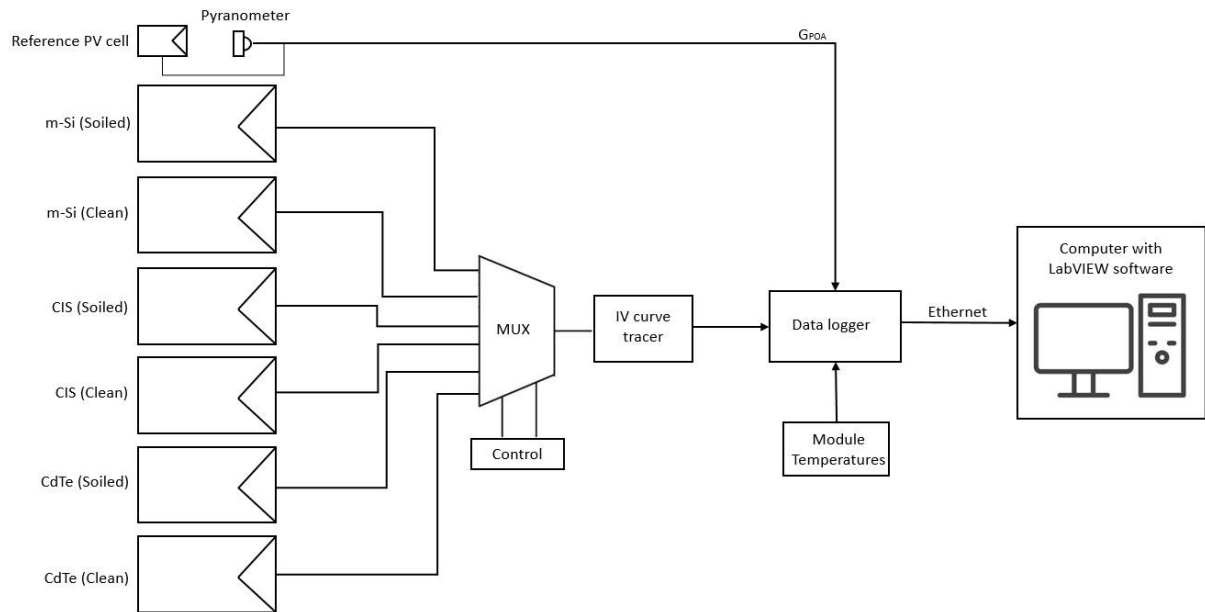


Fig. 20. Diagrama de bloques del sistema de monitorización utilizado para la extracción de las pérdidas por soiling en tiempo real. Figura extraída de [92].

Se evaluaron cinco métodos analíticos diferentes (“*Sandia Array Performance Model*” (SAPM), “*Constant Fill Factor*” (FFk), “*Variable Fill Factor*” (FFv), “*Approximate Maximum Power Point*” (AMPP) y “*Regression Fit Model*” (PVSAT)), los cuales se eligieron en base a dos criterios:

- Estos debían haber sido previamente validados para la predicción de la potencia máxima de módulos FV.
- Las entradas eléctricas de estos métodos debían ser fáciles de obtener a partir de la hoja de características del fabricante o a través de una calibración bajo sol real.

En el estudio desarrollado, debido al tiempo de exposición de algunos de los módulos y para mejorar la precisión de los resultados, se realizó una calibración utilizando un conjunto de 50 curvas I-V medidas durante las horas centrales de días soleados y con valores de irradiancia superiores a 700 W/m^2 . Esta calibración se llevó a cabo tanto al inicio como al final de la campaña experimental con el propósito de cuantificar la degradación a lo largo de la misma. Como se comprobó en los resultados, esta degradación fue significativa para los módulos de CdTe y CIS, con caídas en la potencia máxima de un 2% y un 5%, respectivamente. La corrección de esta degradación, la cual fue similar a la obtenida en otros estudios [93], [94], se incluyó también en la metodología presentada para identificar por separado las pérdidas por soiling.

La Fig. 21 muestra el flujograma que se siguió para extraer las pérdidas por soiling diarias. Se distinguen cinco bloques: (i) adquisición de los datos de entrada de los métodos y obtención de la constante de mismatch entre módulos de la misma tecnología durante la fase de calibración, (ii) aplicación de los métodos analíticos para el cálculo de la potencia de referencia, (iii) cálculo del valor instantáneo del SRatio, (iv) cálculo del SRatio diario promedio tras la aplicación de una serie de filtros y la corrección diaria de la tasa de degradación, (v) validación de los métodos comparando los valores de SRatio modelados con los medidos mediante el cálculo de indicadores de error estadísticos.

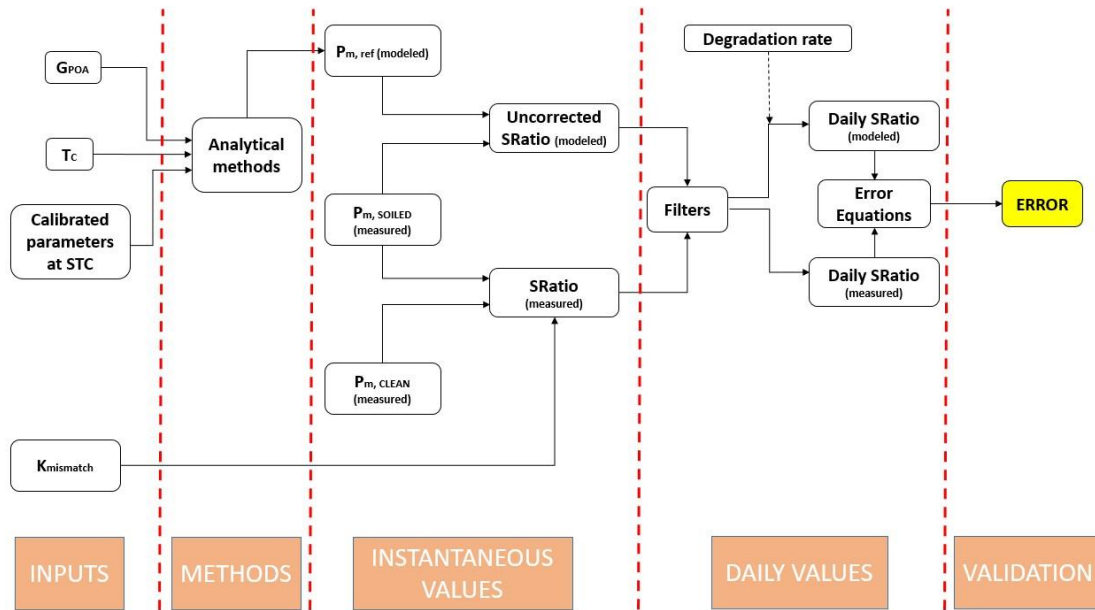


Fig. 21. Metodología para la extracción de las pérdidas por soiling. Figura extraída de [92].

En la Fig. 22, se comparan los valores de SRatio medidos con los valores modelados utilizando los cinco métodos analíticos objeto de estudio para el caso de un módulo de m-Si. Se aprecia que los métodos SAPM y PVSAT devuelven los mejores resultados. En el caso del PVSAT, en ~60% de las semanas, la diferencia con los valores medidos se encuentra dentro del margen de tolerancia. Por otra parte, el método del FFv es el que peor rendimiento ofrece, especialmente durante las últimas semanas de la campaña experimental, con errores que superan el 2%. La explicación a este comportamiento puede encontrarse en la falta de precisión en la corrección de la degradación en algunos de los parámetros eléctricos que este modelo utiliza como entradas.

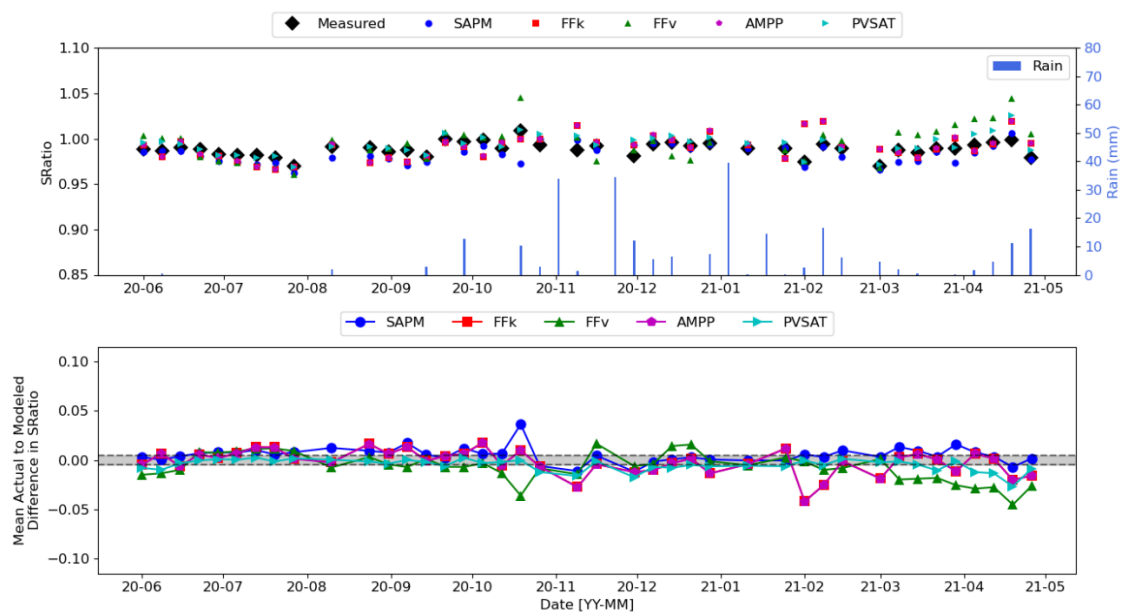


Fig. 22. Gráfico superior: valores de SRatio promedio semanales. Los rombos negros representan los valores medidos y los marcadores de colores representan los valores modelados con distintos métodos. Gráfica inferior: diferencia entre los valores medidos y los modelados. La franja gris representa el margen de tolerancia de ± 0.005 . Figura extraída de [92].

Resultados

La Fig. 23-a muestra la evolución de los valores medidos de SRatio a lo largo de la campaña experimental. En ella, se identifican prolongados períodos sin precipitación en los que las pérdidas por soiling alcanzan valores más altos. En la Fig. 23-b se presentan los valores relativos de dos indicadores de error: la raíz del error cuadrático medio (rRMSE) y el error de sesgo promedio (rMBE, del inglés relative Mean Bias Error). Se presentan por separado los valores asociados a toda la campaña experimental y los ligados únicamente a los períodos secos. Como se indicó anteriormente, el PVSAT es el método que devolvió los mejores resultados (rRMSE <1% y rMBE < -0.5%). Por otra parte, valores de rMBE < 1% para todos los métodos indican la ausencia de un sesgo en los resultados tras aplicarlos. También, se comprobó que, en los períodos secos, los cuales coincidían con los valores de SRatio más bajos, el error se reducía para todos los métodos. Ningún método devolvió rRMSE >1%, siendo el valor devuelto por el método PVSAT (0.39%) el mínimo encontrado.

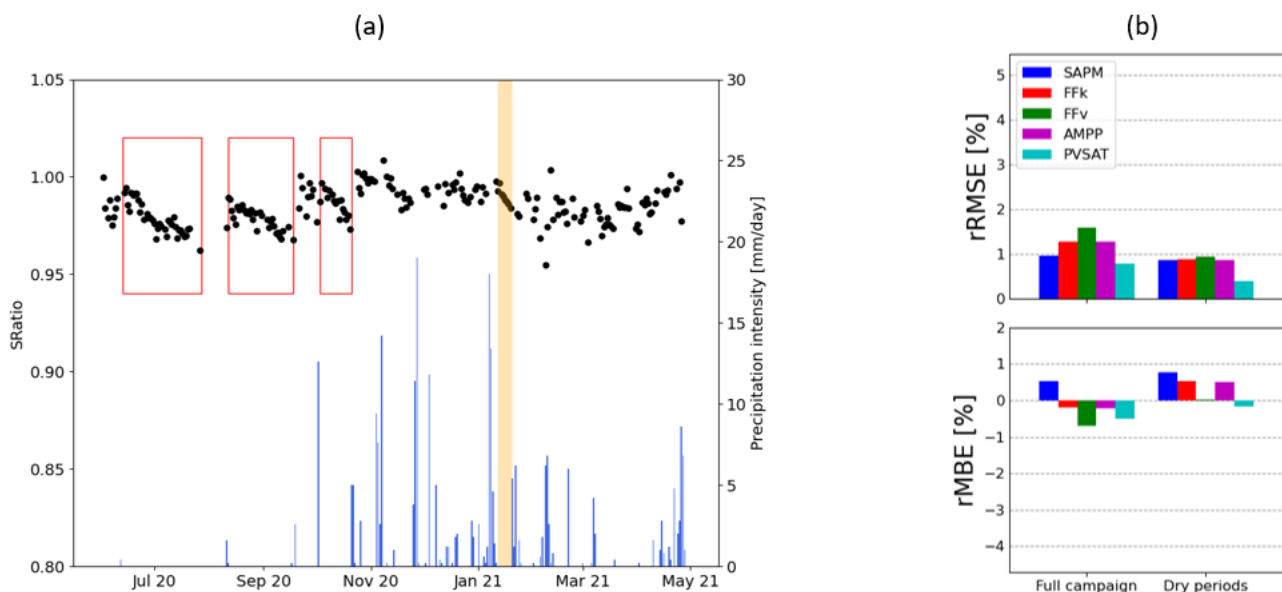


Fig. 23. (a) Evolución del SRatio durante la campaña experimental. Los rectángulos rojos marcan los tres períodos secos (>14 días sin precipitaciones). El área naranja indica un período con una tasa de deposición de soiling elevada debido a altos valores de material particulado (valores diarios promedio de $PM_{10} > 40 \mu g/m^3$). (b) Indicadores de error para los diferentes métodos considerando: (i) toda la campaña experimental, (ii) sólo los períodos secos. Figuras extraídas de [92].

A modo de **conclusión**, en este artículo se analizó la posibilidad de estimar las pérdidas por soiling en tiempo real a partir de datos monitorizados de rendimiento FV. Para ello, se utilizaron distintos métodos analíticos para el cálculo de la potencia esperada. La validación de los resultados se llevó a cabo mediante la comparación de las salidas de dos módulos idénticos, siendo uno de ellos limpiado periódicamente de forma manual para actuar como referencia.

4.4. Artículos relacionados con el objetivo específico 4

El objetivo 4, “Análisis de pérdidas por suciedad en módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías”, fue abordado en dos artículos (Artículos 3 y 4) ya presentados anteriormente durante la discusión de los objetivos previos.

Artículo 3

Título	“Indoor validation of a multiwavelength measurement approach to estimate soiling losses in photovoltaic modules”
Autores	Álvaro Fernández-Solas , Leonardo Micheli, Florencia Almonacid y Eduardo F. Fernández
Revista	Solar Energy
Volumen, páginas, año	241, 584-591, 2022
Clasificación JCR	ENERGY & FUELS: 37/119 (Q2)
Factor de impacto	7.188 (2021)
DOI	10.1016/j.solener.2022.06.036

Como ya se indicó en la explicación del objetivo 2, el artículo 3 presenta una propuesta de mejora del sensor óptico de soiling “DUSST” consistente en el uso de medidas a múltiples longitudes de onda para el modelado del perfil de transmitancia del soiling. El estudio, además de analizar la precisión de las distintas combinaciones para generar el perfil de pérdidas de transmitancia, también estudió el cálculo de las pérdidas eléctricas debidas al soiling en módulos de distintas tecnologías con respuestas espectrales diferentes (ver Fig. 8). Este análisis, realizado de forma teórica en [90], se desarrolló en el artículo a partir de los datos experimentales medidos con el sensor “DUSST”.

La Fig. 24 muestra la diferencia entre los valores de SRatio calculados con los perfiles de transmitancia del soiling medidos y los valores obtenidos con los diferentes perfiles modelados utilizando las distintas combinaciones de LEDs para seis tecnologías distintas. Se puede apreciar que las mayores subestimaciones del SRatio, es decir, las sobreestimaciones de las pérdidas por soiling, se producen cuando se considera un perfil plano con un valor igual a la transmitancia medida a 550 nm para todas las tecnologías fotovoltaicas, con la excepción del silicio amorfo (a-Si) y el perovskite, como se puede apreciar en la Fig. 24e y en la Fig. 24f, respectivamente. Con estas tecnologías, los mayores errores (sobreestimaciones del SRatio) se obtienen si se utiliza en los cálculos la transmitancia promedio (es decir, un perfil plano). También puede observarse que el uso de un perfil plano con el valor de la transmitancia promedio del soiling devuelve diferencias insignificantes (inferiores a 0.01) para el silicio monocristalino (m-Si), el silicio policristalino (p-Si) y para la tecnología de cobre-indio-galio-selenio (CIGS). Este hecho puede explicarse por la combinación de tres factores: (i) la sobreestimación de la transmitancia del soiling en las regiones azul y visible del espectro, (ii) la subestimación de la transmitancia en la región infrarroja, y (iii) la amplia respuesta espectral de estos materiales. El exceso de pérdidas en la región infrarroja del espectro compensa la subestimación de las pérdidas en las regiones azul y visible. De este modo, los SRatios modelados coinciden con los medidos para el conjunto de muestras utilizadas en el estudio. Sin embargo, esto no puede considerarse siempre válido, puesto que ligeras variaciones en la forma de los perfiles de transmitancia pueden afectar significativamente a los resultados. Por otra parte, si sólo se comparan los resultados obtenidos

Resultados

mediante el uso de medidas a 3 longitudes de onda distintas para modelar la transmitancia, las combinaciones 1 y 2, que incluyen medidas en la longitud de onda más corta (448 nm) y más larga (720 nm) disponibles, ofrecen en promedio los mejores resultados para todas las tecnologías fotovoltaicas. La combinación 3, que no incluye una medida en la longitud de onda más corta, proporciona también resultados precisos con diferencias entre los valores modelados y medidos inferiores a 0.03, incluso para las muestras con mayor nivel de soiling, para aquellas tecnologías FV con una banda de onda ancha que tienen su respuesta espectral máxima en la región infrarroja del espectro (m-Si, p-Si y CIGS).

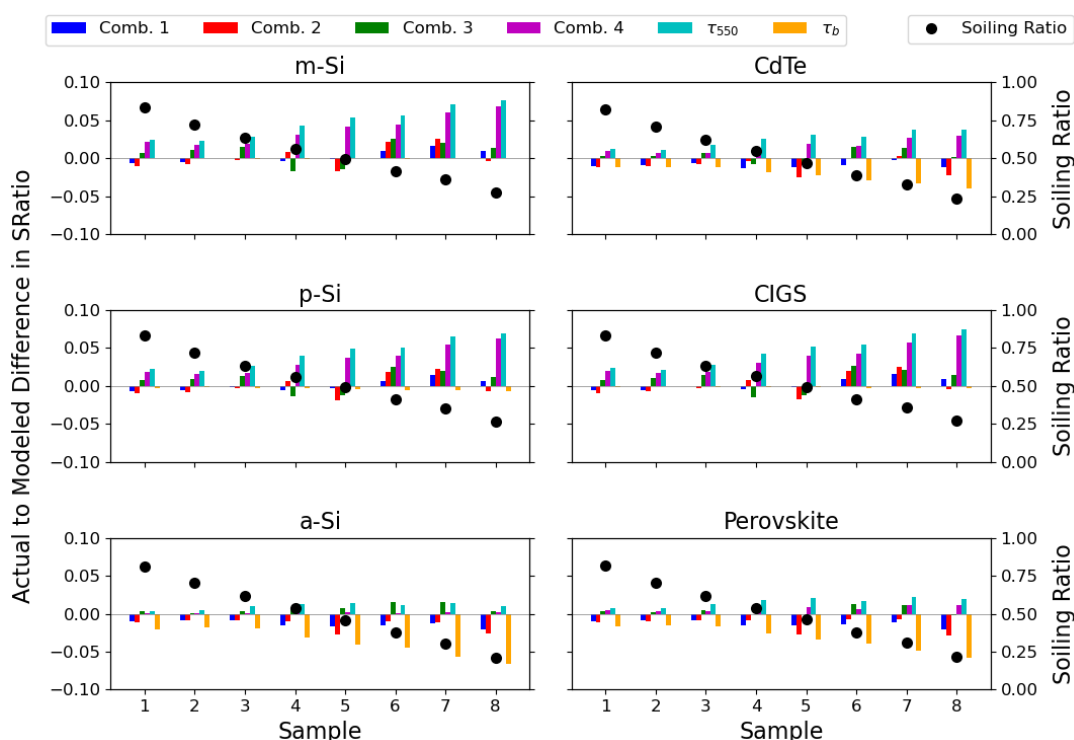


Fig. 24. Diferencias entre el SRatio calculado con la transmitancia del soiling medida y el SRatio obtenido a través de los diferentes perfiles de transmitancia modelados con las combinaciones de medidas. Se analizaron seis tecnologías diferentes: silicio monocristalino (m-Si), silicio policristalino (p-Si), silicio amorfo (a-Si), telurio de cadmio (CdTe), CIGS y perovskite. Figura extraída de [60].

Artículo 4

Título	“Estimation of soiling losses in photovoltaic modules of different technologies through analytical methods”
Autores	Álvaro Fernández-Solas, Jesús Montes-Romero, Leonardo Micheli, Florencia Almonacid y Eduardo F. Fernández
Revista	Energy
Volumen, nº artículo, año	244, 123173, 2022
Clasificación JCR	ENERGY & FUELS: 24/119 (Q1)
Factor de impacto	8.857 (2021)
DOI	10.1016/j.energy.2022.123173

En este artículo, además de presentar una metodología basada en la aplicación de métodos analíticos de estimación de potencia para la extracción de las pérdidas por soiling en tiempo real, se comparó la precisión de los mismos para tres tecnologías diferentes (m-Si, CdTe y CIS). En la Fig. 25, se muestra la instalación experimental utilizada para realizar el estudio.



Fig. 25. Instalación experimental de soiling situada en la azotea del edificio C6 en el campus de las Lagunillas (Universidad de Jaén).

En base a los valores de SRatio medidos (comparando las potencias de los módulos sucio y limpio), se comprobó que no existían diferencias significativas entre las distintas tecnologías. Únicamente, se apreció que, tras algunos eventos de precipitación, el SRatio para las tecnologías de m-Si y CIS no se restauraba totalmente a 1. Esto se debía principalmente a que los módulos utilizados tenían marco, al contrario que los módulos de CdTe. No obstante, se debe destacar que, durante toda la campaña experimental, los niveles de soiling fueron relativamente bajos, con pérdidas nunca superiores al 5%. Por este motivo, réplicas de este estudio en localizaciones con niveles de soiling más altos deben llevarse a cabo en el futuro, con el fin de validar los resultados presentados aquí.

La Fig. 26 muestra los valores del rRMSE y rMBE, que se calcularon considerando todos los datos de la serie temporal. El método FFv es el que obtuvo peores resultados, ya que arrojó los errores más elevados tanto en rRMSE como en rMBE, para las tres tecnologías, aunque la magnitud de los errores fue significativamente menor para el módulo de m-Si. En el caso de los métodos FFk y AMPP, se obtuvieron resultados similares para las tres tecnologías, con valores de rRMSE que oscilaban entre 0.76% para CdTe y 1.28% para m-Si, y con valores de rMBE entre -0.21% y 0.20%. Estos últimos valores indican la ausencia de un sesgo significativo, por lo que, además de confirmar la precisión de estos métodos, demuestran que tanto los valores calibrados como el enfoque seguido para eliminar el componente de degradación son correctos. También cabe destacar que estos dos últimos métodos son los más precisos para estimar las pérdidas por soiling en ambas tecnologías de película delgada (CdTe y CIS), con valores de rRMSE inferiores al 1%. El método PVSAT fue el de mayor precisión para el módulo de m-Si (rRMSE = 0.79%). Por otra parte, cuando se compara con el resto de métodos, exceptuando el FFv, es el que presenta el mayor rMBE para el módulo de CdTe. Esto puede explicarse por los valores de los coeficientes empíricos que se calcularon mediante un modelo de regresión durante el proceso de calibración en exterior. Por último, el método SAPM arrojó buenos resultados para los módulos de m-Si y CdTe (rRMSE <1%), siendo el error mayor (rRMSE = 1.76%) para el módulo de CIS. La no inclusión en los métodos de correcciones espectrales puede estar detrás de los valores de rRMSE más altos para las tecnologías de película delgada. En un estudio reciente, se

Resultados

demonstró el comportamiento estacional de este tipo de módulos y su correlación con el espectro solar incidente [93].

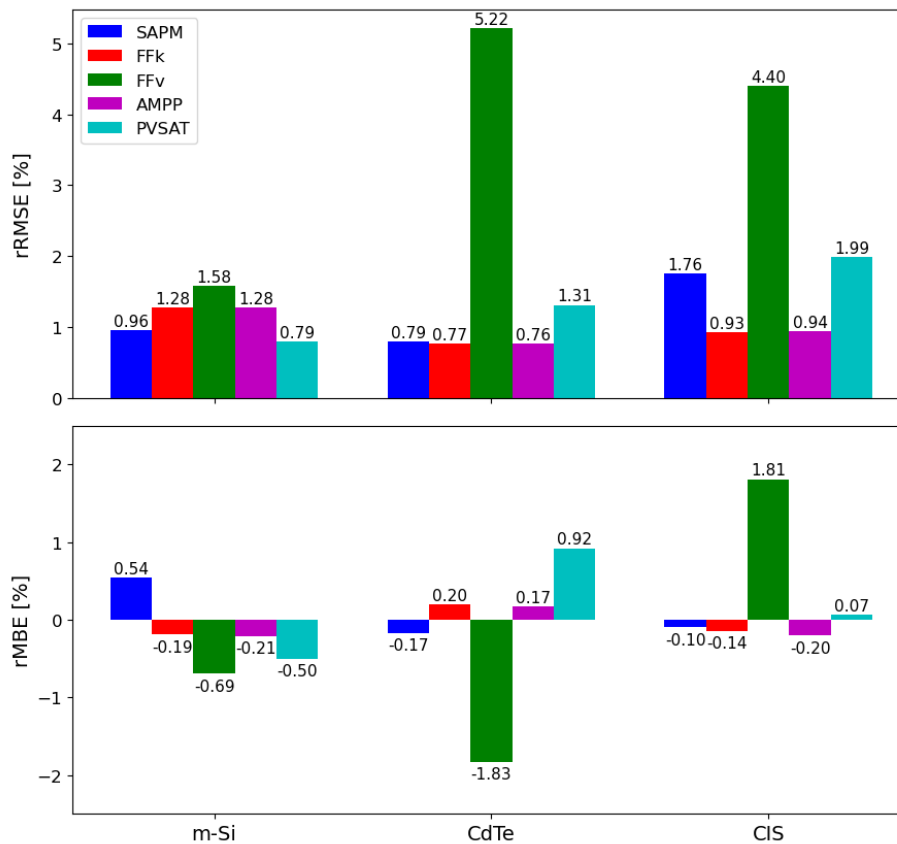


Fig. 26. Indicadores de error para los distintos métodos y tecnologías consideradas. Los valores fueron calculados utilizando los valores de SRatio diario. Figura extraída de [92].

La Fig. 27 muestra histogramas con el error medio en el cálculo del SRatio para los distintos métodos y tecnologías evaluados. Puede apreciarse que para los módulos de m-Si y CdTe, en más del 90% de los días, el error de modelado de todos los métodos, con excepción del FFv, se situó dentro de los tres intervalos centrales, es decir, el error absoluto fue inferior al 2%. El método más preciso para la tecnología de m-Si fue el PVSAT, el cual, en el 65% de los días devolvió valores de SRatio que diferían menos del 0.5% con respecto al SRatio medido. En el caso del módulo de CdTe, tres de los métodos: SAPM, FFK y AMPP proporcionaron resultados precisos con una frecuencia casi igual y relativamente alta, en más del 45% de los días. En el caso del módulo de CIS, puede observarse la menor consistencia de los métodos en comparación con las otras dos tecnologías. El FFK y el AMPP son los dos métodos que devolvieron errores más bajos con mayor frecuencia: en aproximadamente el 30% de los días, el error se situó entre el -0.5% y el 0.5%.

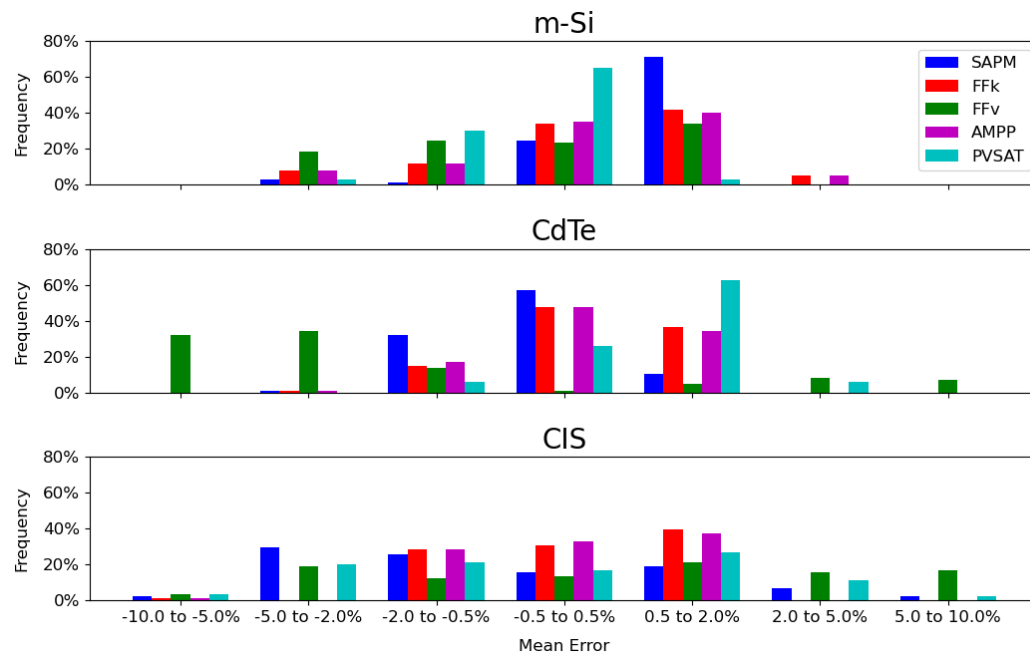


Fig. 27. Histogramas del error de modelado de los distintos métodos analíticos. Figura extraída de [92].

En **conclusión**, la comparación de las pérdidas por soiling en módulos de distintas tecnologías fue abordada desde dos perspectivas distintas:

- Cálculo teórico de los valores de pérdidas considerando la distinta respuesta espectral de las tecnologías y el espectro solar de referencia AM 1.5G. Los cálculos se realizaron utilizando los perfiles de transmitancia de soiling modelados a partir de las medidas realizadas con el sensor DUSST a muestras artificiales (**Artículo 3**). La influencia de los cambios en el espectro se evaluó también en el **Artículo 1**.
- Extracción en tiempo real de las pérdidas utilizando diferentes métodos analíticos y datos de curvas IV monitorizadas en exterior (**Artículo 4**).

4.5. Otras publicaciones relacionadas con la tesis

A continuación, se detallan otras publicaciones en las que también se ha trabajado durante la realización de la tesis doctoral y que guardan relación con el tema de la misma. Aquí se incluyen artículos en los que se figura como coautor y comunicaciones (presentaciones orales y visuales) a congresos especializados en energía solar tanto a nivel internacional como nacional.

4.5.1. Artículos indexados JCR

- 1) Muller M, Micheli L, **Solas AF**, Gostein M, Robinson J, Morely K, et al. *“An in-depth field validation of “DUSST”: a novel low-maintenance soiling measurement device”*. Progress in Photovoltaics Research and Applications, vol. 29, pp. 953–967, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1002/pip.3415>.
- 2) Micheli L, **Solas ÁF**, Soria-Moya A, Almonacid F, Fernández EF. *“Short-Term Impact of the COVID-19 Lockdown on the Energy and Economic Performance of Photovoltaics in the Spanish Electricity Sector”*. Journal of Cleaner Production, vol. 308, article no. 127045, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127045>.
- 3) Micheli L, Fernández EF, **Fernández-Solas Á**, Bessa JG, Almonacid F. *“Analysis and mitigation of nonuniform soiling distribution on utility-scale photovoltaic systems”*. Progress in Photovoltaics Research and Applications, vol. 30, pp. 211–228, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1002/pip.3477>.

4.5.2. Comunicaciones a congresos internacionales

- 1) **Fernández-Solas, Á.**; Muller, M.; Morse, J.; Almonacid, F.; Fernández, E.F. y Micheli, L. (2019) *“Indoor Thermal Characterization of DUSST: A Low-Maintenance Soiling Station”*. 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Póster.
- 2) **Fernández-Solas, Á.**; Muller, M.; Morse, J.; Almonacid, F.; Fernández, E.F. y Micheli, L. (2020) *“Calibration and Validation of DUSST Sensor Soiling Measurement”*. 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Póster.
- 3) **Solas Á.F.**; Micheli L.; Almonacid F. y Fernández E.F. *“Comparative Analysis of Methods to Extract Soiling Losses: Assessment with Experimental Measurements”*. 2021 IEEE 48th Photovoltaic Specialist Conference, 2021, pp. 160–164. DOI: <https://doi.org/10.1109/PVSC43889.2021.9518699>. Comunicación con visibilidad en Scopus. Esta comunicación fue premiada como la mejor presentación oral de un estudiante en el área *“Soiling of PV Systems and Modules”*.
- 4) **Fernández-Solas, Á.**; Micheli, L.; Muller, M.; Almonacid, F. y Fernández, E.F. (2021) *“Field Deployment of the Optical Soiling Sensor DUSST: 1 Year of Outdoor Operation”*. 38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Oral.
- 5) Bessa, J.G, **Solas, Á.F.**; Almonacid, F.; Fernández, E.F. y Micheli, L. (2022) *“Results of Environmental-Based PV Soiling Models after Extreme Dust Events: The Case of Saharan Dust*

Intrusions in Southern Spain". IEEE 49th Photovoltaic Specialist Conference, 2022, p. 1294.
DOI: <https://doi.org/10.1109/PVSC48317.2022.9938938>. Póster.

- 6) **Fernández-Solas, Á.**; Micheli, L.; Almonacid, F. y Fernández, E.F. (2022) "*Multi-Wavelength DUSST: A Novel Concept of Optical Soiling Sensor*". WCPEC-8, the 8th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. Póster.

4.5.3. Comunicaciones a congresos nacionales

- 1) **Fernández-Solas, Á.**; Micheli, L.; Bessa Dos Reis De Freitas, J.G.; Almonacid, F. y Fernández, E.F. (2022) "*Métodos para la evaluación del impacto de la suciedad en dispositivos fotovoltaicos*". XVIII Congreso Ibérico y XIV Congreso Iberoamericano de Energía Solar. Oral

5. Conclusiones y líneas futuras

Esta Tesis Doctoral contribuye a la mejora de los procedimientos de operación y mantenimiento en sistemas fotovoltaicos mediante el desarrollo y la propuesta de nuevos métodos para monitorizar las pérdidas por suciedad en este tipo de sistemas. Un conocimiento preciso de las mismas va a contribuir a la mejora del rendimiento energético y al aumento de los ingresos, minimizando a su vez los costes asociados. En la siguiente sección se presentan las principales conclusiones de la Tesis Doctoral y se indican líneas futuras de investigación.

- *Conclusiones vinculadas al objetivo 1 - Evaluación del impacto de diferentes mecanismos de degradación sobre la respuesta espectral de diferentes tecnologías FV.*

- 1) **La respuesta espectral presenta un papel importante en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos.** La mayoría de los mecanismos de degradación de los módulos FV afectan a la transmitancia del material encapsulante o a la respuesta espectral de las células que componen un módulo. Algunos mecanismos, como el soiling, la decoloración, la delaminación y la corrosión reducen esta propiedad óptica, provocando una disminución de la densidad de corriente de cortocircuito de los módulos. La magnitud de las pérdidas viene determinada tanto por la respuesta espectral del módulo como por la irradiancia espectral incidente.
- 2) **El impacto del soiling en el rendimiento espectral de los módulos FV varía en función del material de las células que los constituyen.** El soiling afecta más la transmitancia en longitudes de onda cortas (<600 nm). Esto implica que el impacto eléctrico es mayor en ciertos materiales FV, como el silicio amorfo, que presentan una banda de absorción estrecha y localizada principalmente en la región visible del espectro. Por otra parte, el soiling puede provocar ganancias espectrales en otros materiales, como el m-Si y el CIGS, que tienen una banda de absorción más ancha y que alcanza su máximo en la región infrarroja cercana del espectro.
- 3) **Cambios en el espectro solar incidente pueden provocar tanto un aumento de la ganancia espectral como una reducción de las pérdidas espectrales.** La masa del aire (AM) es el parámetro que presenta una mayor influencia sobre el espectro. En el caso de las pérdidas debidas al soiling, un valor alto de AM provoca menores ganancias espectrales o mayores pérdidas espectrales en función del material FV analizado.

- *Conclusiones vinculadas al objetivo 2 - Desarrollo y evolución de un sensor de bajo coste y mantenimiento para cuantificar las pérdidas por soiling en sistemas FV.*

- 4) **El análisis del comportamiento térmico de los distintos componentes del sensor DUSST permite normalizar las medidas registradas en el exterior bajo diferentes condiciones.** Se obtuvo que la intensidad de la célula FV disminuía linealmente con la temperatura del LED. Se identificó también el tiempo que necesitaban los distintos componentes para estabilizar su temperatura.
- 5) **Una función lineal a trozos puede ser empleada para correlacionar las medidas eléctricas de DUSST con la pérdida de transmitancia a la longitud de onda a la que emite el LED.** El modelo fue desarrollado y validado utilizando máscaras de acetato impresas con distintas tonalidades de grises y muestras ensuciadas de forma natural en el exterior.

La precisión del modelo utilizando las muestras se confirmó a través de los valores estadísticos obtenidos: un R^2 de 0.94 y una pendiente casi igual a la unidad.

- 6) **El uso de múltiples LEDs monocromáticos que emitan en longitudes de onda distintas permite modelar el perfil de transmitancia espectral del soiling.** Para determinar el conjunto de LEDs óptimo, se evaluaron diferentes combinaciones de 3 longitudes de onda. Los resultados mostraron que las longitudes de onda elegidas deben cubrir las distintas regiones del espectro en las que el módulo FV presenta su respuesta espectral, con el fin de minimizar el error de modelado.
- Conclusiones vinculadas al objetivo 3 - Desarrollo y validación de una metodología para la extracción de las pérdidas por soiling a partir de medidas de potencia monitorizadas en tiempo real.
 - 7) **Es posible extraer las pérdidas por soiling en tiempo real a partir de datos de curvas IV, irradiancia y temperatura de módulo.** Se desarrolló una metodología relativamente sencilla para estimar el SRatio. Los resultados se validaron frente a las medidas realizadas por estaciones de soiling tradicionales.
 - 8) **El uso de métodos analíticos clásicos de estimación de la potencia máxima reduce la complejidad a la hora de estimar el soiling ratio.** Los métodos evaluados solo requieren como entradas: parámetros eléctricos de los dispositivos FV y/o variables ambientales.
 - 9) **El método que no depende, una vez calibrado, para su cálculo de parámetros eléctricos muestra una mayor precisión.** Sin embargo, otros métodos que incorporan parámetros eléctricos adicionales, más allá de la potencia máxima en condiciones estándar de medida, devuelven estimaciones menos precisas. Esto pone de manifiesto la importancia que tiene una calibración periódica de los módulos para algunos métodos, la cual es difícilmente realizable en la mayoría de sistemas FV comerciales actualmente instalados.
 - Conclusiones vinculadas al objetivo 4 – Análisis de pérdidas por suciedad en módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías.
 - 10) **La respuesta espectral característica de los diferentes materiales FV influye en la identificación de la combinación de longitudes de onda óptima para cuantificar las pérdidas por soiling a través del sensor DUSST.** Para los materiales cuya respuesta espectral se encuentra fundamentalmente en la región visible del espectro, como a-Si y perovskite, los LEDs elegidos deben emitir en longitudes de onda pertenecientes a la misma. Por otra parte, los materiales con una banda de absorción más ancha, como m-Si y CdTe, requieren el uso de LEDs que emitan a longitudes de onda uniformemente distribuidas a lo largo del espectro.
 - 11) **La metodología para la extracción en tiempo real de las pérdidas por soiling a partir de datos monitorizados se aplicó a módulos FV de tres tecnologías diferentes.** Se obtuvieron valores de precisión uniformes para la tecnología de m-Si y para todos los métodos evaluados. Sin embargo, para las tecnologías de película delgada analizadas (CdTe and CIS), algunos métodos devolvieron estimaciones poco fiables de las pérdidas. Además del razonamiento comentado en la conclusión (9) sobre la necesidad de una calibración periódica, el efecto memoria, típico en estas últimas dos tecnologías puede

ser otro factor que influya negativamente en los resultados de algunos de los métodos, como el del factor de forma variable.

Algunas de las futuras líneas de trabajo e investigación que podrían seguirse en base a los hallazgos de esta Tesis Doctoral son:

- **La ampliación del análisis espectral presentado en el artículo “Optical degradation impact on the spectral performance of photovoltaic technology” [83]** para incluir otros mecanismos de degradación, además del soiling y la decoloración. Esto permitiría cuantificar mejor las pérdidas en función del perfil de transmitancia de las mismas y del espectro incidente.
- **La mejora del diseño del sensor de soiling DUSST.** Se han identificado varias áreas de mejora, que incluyen: (i) mejorar la relación señal-ruido para permitir que DUSST proporcione una respuesta lineal en un rango más amplio de pérdidas de intensidad, (ii) instalar un tubo protector colimador para proteger la lente del sensor de la condensación y la suciedad, lo que podría provocar mediciones inexactas en exteriores, (iii) evaluar la posibilidad de medir el efecto angular del soiling.
- **Considerar una mayor variedad de longitudes de onda,** probando en el sensor DUSST, LEDs que midan en las regiones UV e infrarroja cercana del espectro. Se espera que el uso de medidas en estas regiones reduzca el error de modelado del perfil de transmitancia del soiling, lo que a su vez supondría, mejorar la precisión de las estimaciones del soiling ratio, especialmente para materiales como m-Si.
- **Validar el funcionamiento del sensor DUSST con múltiples LEDs en exterior,** bajo condiciones reales de operación y en sitios con diferentes climas.
- **Caracterizar los tipos de soiling más comunes en diferentes localizaciones.** La transmitancia espectral del soiling está relacionada con la distribución de tamaño de las partículas y con diferentes propiedades físicas y químicas.
- **Correlacionar imágenes microscópicas con la cantidad de pérdidas y el tipo de soiling.** Se pueden utilizar técnicas de procesamiento de imágenes para estimar, a partir de las imágenes tomadas por un microscopio digital, la pérdida promedio debida al soiling acumulado en una muestra de vidrio FV. También, se pueden investigar las relaciones entre las pérdidas por soiling y parámetros ópticos, como el porcentaje de cobertura de área y el brillo. Además, se puede estudiar la posibilidad de utilizar algoritmos de conteo y análisis de partículas para predecir el tipo de suciedad y las pérdidas eléctricas.
- **Desarrollar un sensor que cuantifique la no uniformidad del soiling.** La no uniformidad puede cuantificarse midiendo la distribución de las partículas de suciedad sobre la superficie del módulo FV.
- **Aplicar la metodología presentada en “Estimation of soiling losses in photovoltaic modules of different technologies through analytical methods” [60] a nivel de sistema.** Los diferentes métodos analíticos utilizados en el estudio publicado para la extracción de las pérdidas por soiling en tiempo real se aplicarían a datos de mayor magnitud, como los valores de potencia DC de entrada a los inversores de una planta FV.
- **Incluir correcciones espectrales y angulares a los métodos evaluados.** Estas correcciones deben mejorar la precisión de los modelos.

- **Aplicar la metodología desarrollada en localizaciones con niveles de soiling elevados.** Esto permitiría confirmar la validez de los métodos a la hora de programar limpiezas artificiales de grandes plantas FV solo cuando fuera económicamente favorable.
- **Evaluar el impacto del soiling en sistemas agrivoltaicos.** Debido a las distintas tareas agrícolas, como la plantación, el labrado de la tierra y la cosecha, los módulos FV instalados sobre o entre filas de cultivos quedan expuestos a altos niveles de soiling.

6. Conclusions and future works

This Doctoral Thesis contributes to the enhancement of the O&M procedures in PV technology through the development and the proposal of novel approaches to monitor the soiling losses in PV systems. The accurate knowledge of the losses will lead to improved energy yields and increased revenues while minimizing associated costs. The following section presents the key findings of the Doctoral Thesis and outlines future research opportunities.

- Conclusions related to objective 1 - Evaluation of the impact of different degradation mechanisms on the spectral behavior of different PV technologies.

- 1) **The spectral response plays a significant role in the performance of photovoltaic modules.** The majority of the degradation mechanisms found in PV modules have an impact on either the transmittance of the PV encapsulant material or the spectral response of the cells within the module. Certain mechanisms, such as soiling, discoloration, delamination, and corrosion, contribute to a reduction in the transmittance of the encapsulant, leading to a decrease in the short-circuit current density of the modules. The amount of losses is determined by the spectral response of the module and the incident spectral irradiance.
- 2) **The impact of soiling on the spectral performance of PV modules varies depending on the technology used.** Soiling affects the transmittance of shorter wavelengths more than longer ones, which negatively impacts the spectral performance of some photovoltaic (PV) materials, such as a-Si. These materials have a narrow spectral response, with a peak at around 500 nm. On the other hand, soiling can lead to spectral gains for other materials, such as m-Si and CIGS, which have a wider spectral response that reaches its maximum in the near-infrared region of the spectrum.
- 3) **Changes in the incident spectrum can lead to either an increase or a decrease in spectral gains or losses.** The air mass (AM) is the parameter that has the greatest influence on the spectrum. In the case of soiling losses, a higher AM results in lower spectral gains or higher spectral losses.

- Conclusions related to objective 2 - Development and evolution of a low-cost and maintenance sensor to quantify losses due to soiling in PV systems.

- 4) **Analyzing the thermal behavior of the various components of the DUSST sensor allows for the correction of measurements taken outdoors.** It was found that the PV cell current decreases with a rate of 0.052 mA/°C with the LED temperature. Another finding was the identification of the time required for the temperature of the different elements to stabilize.
- 5) **A model based on piecewise linear regression can be used to establish a correlation between the electrical measurements obtained by DUSST and the transmittance losses at a specific wavelength.** The model was validated by using printed screen masks with varying shades of grey and naturally soiled coupons. The goodness of the model with the soiled coupons was confirmed by the high R^2 value of 0.94 and a slope close to 1.
- 6) **The use of monochromatic LEDs emitting at multiple wavelengths enables the modeling of the transmittance soiling profile.** To determine the best feasible combination, various

3-wavelength options were evaluated. The results indicate that the selected wavelengths should cover a broad portion of the spectrum in order to minimize modeling errors.

- Conclusions related to objective 3 - Development and validation of a methodology for extracting soiling losses from real-time monitored power measurements.

- 7) **It is possible to extract the soiling losses in real-time from IV curve data, irradiance and module temperature values with reasonable accuracy.** A relatively simple methodology has been developed to estimate the soiling ratio. The results were validated against measurements taken by traditional soiling stations.
- 8) **Using classical analytical methods to calculate the maximum PV power minimizes the complexity involved in estimating the soiling ratio.** The evaluated methods only require a combination of PV parameters and ambient variables as inputs, or in one of the methods, just the latest ambient variables.
- 9) **The method that is independent of PV parameters (after calibration) has demonstrated superior performance.** However, other methods that incorporate additional electrical parameters, beyond the maximum power at standard test conditions (STC), yielded less precise estimates of the soiling ratio. This underscores the importance of periodic calibration of the electrical parameters of the PV modules, which cannot be done in most of the commercial PV installations.

- Conclusions related to objective 4 – Analysis of soiling losses in photovoltaic modules of different technologies.

- 10) **The unique spectral response of PV materials can help identify the best combination of wavelengths to utilize in the DUSST sensor for estimating the soiling losses.** For materials whose spectral response is primarily in the visible range, such as a-Si and perovskite, the chosen wavelengths should be concentrated in this region. Conversely, materials with a broad spectral response, such as m-Si and CdTe, require the use of wavelengths that are evenly distributed across the spectrum.
- 11) **The real-time extraction methodology for determining soiling losses from monitored measurements was applied to PV modules of three different technologies.** Uniform accuracy values were obtained for the m-Si technology and all of the methods used. However, for the thin-film materials evaluated (CdTe and CIS), some of the methods returned unreliable estimates of the losses. In addition to the reasoning given in conclusion (9) that periodic calibration is necessary, the memory effect of these latest two materials may be another factor affecting the accuracy of some of the methods, such as the variable fill factor.

Future work and research lines that could be pursued based on the findings of this Doctoral Thesis include:

- **To expand the spectral impact analysis** presented in “*Optical degradation impact on the spectral performance of photovoltaic technology*” [83] to include other degradation mechanisms, in addition to soiling and decoloration. This would allow to better quantify the amount of losses as a function of the incident spectrum.

- **To enhance the effectiveness of the soiling sensor DUSST.** Several areas for improvement have been identified. These include: (i) enhancing the signal-to-noise ratio to enable DUSST to provide a more linear response over a wider range of intensity variations, (ii) installing a collimation shroud tube to protect the sensor's optical lens from condensation and soiling, which could lead to inaccurate measurements outdoors, (iii) evaluating the possibility of measuring the angular effect of soiling.
- **To consider a wider variety of wavelengths,** including measurements in the UV and in the near-infrared regions of the spectrum, in DUSST. This is expected to reduce the modeling error of the soiling transmittance profile, and thus, to increase the accuracy of the soiling loss estimations.
- **To validate the operation of DUSST with multiple LEDs outdoors,** under real operation conditions of soiling and in sites with different climates.
- **To characterize the most common soiling types in different locations.** The spectral transmittance of soiling is related to the size distribution, the physical and chemical properties of soiling.
- **To correlate microscope data to soiling loss and type.** Image processing techniques can be used to estimate from the pictures taken by the microscope the average loss due to the soiling collected on a PV glass coupon. The relations between soiling losses and optical parameters, such as the percentage area coverage and the brightness can be investigated. Also, the possibility of using particle counting and analysis algorithms to predict the type of soiling and the electrical losses can be studied.
- **To develop a non-uniform soiling detector.** The non-uniformity of soiling can be quantified by measuring the distribution of soiling over the PV module surface.
- **To apply the methodology presented in “*Estimation of soiling losses in photovoltaic modules of different technologies through analytical methods*” [60] at a system level.** The different analytical methods tested in the previous study for extracting the soiling losses in real-time should be employed on a larger scale, using the DC input power of the inverters of a PV plant.
- **To include spectral and angular corrections in the evaluated methods.** These corrections are expected to enhance the accuracy of the models
- **To replicate the aforementioned methodology in locations with greater levels of soiling.** This would allow to confirm whether the proposed approach leads to scheduling artificial cleanings only when it is profitable.
- **To assess the impact of soiling on Agrivoltaics installations.** It is important to consider that PV modules installed above or among rows of crops are likely to be exposed to higher levels of soiling due to agricultural activities such as harvesting.

Referencias

- [1] United Nations, “The sustainable development goals report 2022,” 2022.
- [2] Gobierno de España, “Ministerio de Derechos Sociales y Agenda 2030.” [Online]. Available: <https://www.mdsocialesa2030.gob.es/>. [Accessed: 14-Feb-2023].
- [3] Consejo de la Unión Europea, “Pacto Verde Europeo.” [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/>. [Accessed: 14-Feb-2023].
- [4] Consejo de la Unión Europea, “Objetivo 55.” [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>. [Accessed: 14-Feb-2023].
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,” *Minist. para la Transic. Ecológica y el Reto Demográfico, Gob. España*, p. 25, 2020.
- [6] IEA PVPS Task 1, “Trends in Photovoltaic Applications — 2022,” 2022.
- [7] Red Eléctrica de España, “Potencia instalada - Sistema eléctrico: Nacional.” [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>. [Accessed: 14-Feb-2023].
- [8] IRENA (International Renewable Energy Agency), “Renewable Power Generation Costs in 2021,” Abu Dhabi, 2022.
- [9] W. Williford, “Solar O&M: Why a long-term maintenance plan is essential,” *PV magazine*, 2022. [Online]. Available: <https://pv-magazine-usa.com/2022/05/17/solar-om-why-a-long-term-maintenance-plan-is-essential/>. [Accessed: 20-Feb-2023].
- [10] 2017 IEC Standard 61724-1, *Photovoltaic system performance – part 1: monitoring*. International Standard Commission, 2017.
- [11] International Electrotechnical Commission, “IEC 60891:2022 - Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics.”
- [12] International Energy Agency (IEA), “Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates 2022,” 2022.
- [13] K. Ilse *et al.*, “Techno-Economic Assessment of Soiling Losses and Mitigation Strategies for Solar Power Generation,” *Joule*, pp. 2303–2321, 2019.
- [14] A. Sayyah, M. N. Horenstein, and M. K. Mazumder, “Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels,” *Sol. Energy*, vol. 107, pp. 576–604, 2014.
- [15] S. C. S. Costa, A. S. A. C. Diniz, and L. L. Kazmerski, “Dust and soiling issues and impacts relating to solar energy systems: Literature review update for 2012–2015,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 63, pp. 33–61, Sep. 2016.
- [16] S. C. S. Costa, A. S. A. C. Diniz, and L. L. Kazmerski, “Solar energy dust and soiling R&D progress: Literature review update for 2016,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 2504–2536, 2018.
- [17] R. Conceição, J. González-Aguilar, A. A. Merrouni, and M. Romero, “Soiling effect in solar energy conversion systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 162, no. January, p. 112434, 2022.

- [18] R. R. Rao, M. Mani, and P. C. Ramamurthy, "An updated review on factors and their inter-linked influences on photovoltaic system performance," *Heliyon*, vol. 4, no. 9, p. e00815, 2018.
- [19] K. Ilse *et al.*, "Techno-Economic Assessment of Soiling Losses and Mitigation Strategies for Solar Power Generation," *Joule*, 2019.
- [20] International Energy Agency (IEA), "Soiling Losses-Impact on the Performance of Photovoltaic Power Plants," 2022.
- [21] "ScimagoJR." [Online]. Available: <https://www.scimagojr.com/>. [Accessed: 23-Feb-2023].
- [22] "Scopus," 2023. [Online]. Available: <https://www.scopus.com/>. [Accessed: 08-Feb-2023].
- [23] B. Figgis, A. Ennaoui, S. Ahzi, and Y. Rémond, "Review of PV soiling particle mechanics in desert environments," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 872–881, 2017.
- [24] P. Ferrada *et al.*, "Physicochemical characterization of soiling from photovoltaic facilities in arid locations in the Atacama Desert," *Sol. Energy*, vol. 187, no. May, pp. 47–56, 2019.
- [25] B. Aïssa, R. J. Isaifan, V. E. Madhavan, and A. A. Abdallah, "Structural and physical properties of the dust particles in Qatar and their influence on the PV panel performance," *Sci. Rep.*, vol. 6, no. 1, p. 31467, Aug. 2016.
- [26] K. K. Ilse, B. W. Figgis, V. Naumann, C. Hagendorf, and J. Bagdahn, "Fundamentals of soiling processes on photovoltaic modules," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 98, no. September, pp. 239–254, 2018.
- [27] K. K. Ilse *et al.*, "Comprehensive analysis of soiling and cementation processes on PV modules in Qatar," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 186, pp. 309–323, Nov. 2018.
- [28] Atonometrics, "PV Device Soiling Measurement Systems for PV Power Plants." [Online]. Available: <http://www.atonometrics.com/products/soiling-measurement-system-for-pv-modules/>. [Accessed: 24-Jan-2021].
- [29] M. Gostein, S. Faullin, K. Miller, J. Schneider, and B. Stueve, "Mars Soiling Sensor™," in *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC and 34th EU PVSEC*, 2018, pp. 3417–3420.
- [30] B. Figgis, A. Ennaoui, B. Guo, W. Javed, and E. Chen, "Outdoor soiling microscope for measuring particle deposition and resuspension," *Sol. Energy*, vol. 137, pp. 158–164, 2016.
- [31] M. Korevaar, J. Mes, P. Nepal, G. Snijders, and X. van Mechelen, "Novel soiling detection system for solar panels," in *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2017.
- [32] M. Muller, J. Morse, F. Almonacid, E. F. Fernandez, and L. Micheli, "Indoor and Outdoor Test Results for DUSST", a Low-Cost, Low-Maintenance PV Soiling Sensor," in *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2019, pp. 3277–3280.
- [33] M. G. Deceglie, L. Micheli, and M. Muller, "Quantifying Soiling Loss Directly from PV Yield," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, no. 2, pp. 547–551, 2018.

- [34] L. Micheli, E. F. Fernández, M. Muller, and F. Almonacid, "Extracting and Generating PV Soiling Profiles for Analysis, Forecasting, and Cleaning Optimization," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 10, no. 1, pp. 197–205, 2020.
- [35] Å. Skomedal and M. G. Deceglie, "Combined Estimation of Degradation and Soiling Losses in PV Systems," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 10(6), pp. 1788–1796, 2020.
- [36] A. Kimber, L. Mitchell, S. Nogradi, and H. Wenger, "The effect of soiling on large grid-connected photovoltaic systems in California and the Southwest Region of the United States," *Conf. Rec. 2006 IEEE 4th World Conf. Photovolt. Energy Conversion, WCPEC-4*, vol. 2, pp. 2391–2395, 2006.
- [37] M. Coello and L. Boyle, "Simple Model for Predicting Time Series Soiling of Photovoltaic Panels," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 9, no. 5, pp. 1382–1387, 2019.
- [38] L. Micheli and M. Muller, "An investigation of the key parameters for predicting PV soiling losses," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 25, pp. 291–307, 2017.
- [39] J. G. Bessa, L. Micheli, J. Montes-Romero, F. Almonacid, and E. F. Fernández, "Estimation of Photovoltaic Soiling Using Environmental Parameters: A Comparative Analysis of Existing Models," *Adv. Sustain. Syst.*, vol. 2100335, pp. 1–12, 2022.
- [40] L. Micheli, E. F. Fernández, Á. Fernández-Solas, J. G. Bessa, and F. Almonacid, "Analysis and mitigation of nonuniform soiling distribution on utility-scale photovoltaic systems," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, no. July, pp. 1–18, 2021.
- [41] M. M. H. Mithhu, T. A. Rima, and M. R. Khan, "Global analysis of optimal cleaning cycle and profit of soiling affected solar panels," *Appl. Energy*, vol. 285, no. January, p. 116436, 2021.
- [42] L. Micheli, M. Theristis, D. L. Talavera, F. Almonacid, J. S. Stein, and E. F. Fernández, "Photovoltaic cleaning frequency optimization under different degradation rate patterns," *Renew. Energy*, vol. 166, pp. 136–146, 2020.
- [43] A. Eihorn *et al.*, "Evaluation of soiling and potential mitigation approaches on photovoltaic glass," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 9, no. 1, pp. 233–239, 2019.
- [44] M. A. M. L. de Jesus, G. Timò, C. Agustín-Sáenz, I. Bracerias, M. Cornelli, and A. de M. Ferreira, "Anti-soiling coatings for solar cell cover glass: Climate and surface properties influence," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 185, no. May, pp. 517–523, 2018.
- [45] P. Bosch-Jimenez *et al.*, "NoDustPV project: Development and testing of anti-soiling coatings," *AIP Conf. Proc.*, vol. 2012, no. September, 2018.
- [46] D. Deb and N. L. Brahmabhatt, "Review of yield increase of solar panels through soiling prevention, and a proposed water-free automated cleaning solution," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. November 2017, pp. 3306–3313, 2018.
- [47] P. Ravi *et al.*, "Indoor Soil Deposition Chamber: Evaluating Effectiveness of Antisoiling Coatings," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 9, no. 1, pp. 227–232, 2019.
- [48] B. W. Figgis and K. K. Ilse, "Anti-Soiling Potential of 1-Axis PV Trackers," *36th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.*, no. September, pp. 1312–1316, 2019.
- [49] M. Gostein, J. R. Caron, and B. Littmann, "Measuring soiling losses at utility-scale PV power plants," *2014 IEEE 40th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2014*, pp. 885–890, 2014.
- [50] J. G. Bessa, L. Micheli, F. Almonacid, and E. F. Fernández, "Monitoring Photovoltaic

- Soiling: Assessment, Challenges and Perspectives of Current and Potential Strategies,” *iScience*, p. 102165, 2021.
- [51] M. R. Maghami, H. Hizam, C. Gomes, M. A. Radzi, M. I. Rezadad, and S. Hajighorbani, “Power loss due to soiling on solar panel: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1307–1316, 2016.
- [52] J. R. Caron and B. Littmann, “Direct monitoring of energy lost due to soiling on first solar modules in California,” *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, no. PART 2, pp. 1–5, 2012.
- [53] M. Gostein, T. Düster, and C. Thuman, “Accurately Measuring PV Soiling Losses with Soiling Station Employing PV Module Power Measurements,” in *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2015, pp. 1–4.
- [54] Fracsun, “ARES CS5 Soiling Sensor.” [Online]. Available: <https://www.fracsun.com/documentation>. [Accessed: 21-Mar-2023].
- [55] T. Curtis, S. Tatapudi, and G. S. Tamizh Mani, “Design and Operation of a Waterless PV Soiling Monitoring Station,” *2018 IEEE 7th World Conf. Photovolt. Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Jt. Conf. 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC*, pp. 3407–3412, 2018.
- [56] S. Arbaretaz, E. Pilat, H. Colin, and E. Urrejola, “Quantifying the Energy Impact of Soiling—Thanks to the Tool SoilRatio,” *Sol. RRL*, 2022.
- [57] M. Valerino, M. Bergin, C. Ghoroi, A. Ratnaparkhi, and G. P. Smestad, “Low-cost solar PV soiling sensor validation and size resolved soiling impacts: A comprehensive field study in Western India,” *Sol. Energy*, vol. 204, pp. 307–315, 2020.
- [58] A. Fernández-Solas, L. Micheli, M. Muller, F. Almonacid, and E. F. Fernández, “Design, Characterization and Indoor Validation of the Optical Soiling Detector ‘DUSST,’” *Sol. Energy*, vol. 211, pp. 1459–1468, 2020.
- [59] M. Muller *et al.*, “An in-depth field validation of ‘DUSST’: a novel low-maintenance soiling measurement device,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, no. 29, pp. 953–967, 2021.
- [60] Á. Fernández-Solas, L. Micheli, F. Almonacid, and E. F. Fernández, “Indoor validation of a multiwavelength measurement approach to estimate soiling losses in photovoltaic modules,” *Sol. Energy*, vol. 241, no. July, pp. 584–591, 2022.
- [61] L. A. Conde, J. R. Angulo, M. Sevillano-Bendezú, G. Nofuentes, J. A. Töfflinger, and J. de la Casa, “Spectral effects on the energy yield of various photovoltaic technologies in Lima (Peru),” *Energy*, vol. 223, 2021.
- [62] P. D. Burton and B. H. King, “Spectral sensitivity of simulated photovoltaic module soiling for a variety of synthesized soil types,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 4, no. 3, pp. 890–898, 2014.
- [63] L. Micheli *et al.*, “A unified global investigation on the spectral effects of soiling losses of PV glass substrates: preliminary results,” in *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2017, pp. 2858–2863.
- [64] H. Qasem, T. R. Betts, H. Müllejjans, H. Albusairi, and R. Gottschalg, “Dust-induced shading on photovoltaic modules,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, 2014.
- [65] K. Chiteka, R. Arora, S. N. Sridhara, and C. C. Enweremadu, “Influence of irradiance incidence angle and installation configuration on the deposition of dust and dust-

- shading of a photovoltaic array," *Energy*, vol. 216, pp. 1–10, 2021.
- [66] L. Micheli *et al.*, "Improved PV Soiling Extraction Through the Detection of Cleanings and Change Points," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 11, no. 2, pp. 519–526, 2021.
 - [67] S. You, Y. J. Lim, Y. Dai, and C. H. Wang, "On the temporal modelling of solar photovoltaic soiling: Energy and economic impacts in seven cities," *Appl. Energy*, vol. 228, no. July, pp. 1136–1146, 2018.
 - [68] S. Toth, M. Hannigan, M. Vance, and M. Deceglie, "Predicting Photovoltaic Soiling from Air Quality Measurements," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 10, no. 4, pp. 1142–1147, 2020.
 - [69] W. Javed, B. Guo, and B. Figgis, "Modeling of photovoltaic soiling loss as a function of environmental variables," *Sol. Energy*, vol. 157, no. September, pp. 397–407, 2017.
 - [70] L. J. Simpson, M. G. Deceglie, and M. Muller, "NREL efforts to address soiling on PV modules," in *IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2017.
 - [71] M. Muller, L. Micheli, and A. A. Martinez-Morales, "A Method to Extract Soiling Loss Data from Soiling Stations with Imperfect Cleaning Schedules," in *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2017, pp. 2881–2886.
 - [72] European Commission, "REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition." [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131. [Accessed: 14-Mar-2023].
 - [73] L. Micheli *et al.*, "A unified global investigation on the spectral effects of soiling losses of PV glass substrates: preliminary results," pp. 2858–2863, 2018.
 - [74] M. Muller, J. Morse, F. Almonacid, E. F. Fernández, and L. Micheli, "Design and Indoor Validation of 'DUSST': A Novel Low-Maintenance Soiling Station," in *35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2018, pp. 1991–1995.
 - [75] E. F. Fernández, D. Chemisana, L. Micheli, and F. Almonacid, "Spectral nature of soiling and its impact on multi-junction based concentrator systems," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 201, no. August, p. 110118, 2019.
 - [76] J. Montes-Romero *et al.*, "Impact of soiling on the outdoor performance of CPV modules in Spain," *15th Int. Conf. Conc. Photovolt. Syst.*, vol. 2149, no. August, p. 060004, 2019.
 - [77] E. F. Fernández, M. T. Muller, F. Almonacid, and L. Micheli, "Soiling Spectral Deposition Detector," USPTO 2019/0312548 A1, 2019.
 - [78] L. Boyle, H. Flinchpugh, and M. P. Hannigan, "Natural soiling of photovoltaic cover plates and the impact on transmission," *Renew. Energy*, vol. 77, pp. 166–173, May 2015.
 - [79] J. Tanesab, D. Parlevliet, J. Whale, T. Urmee, and T. Pryor, "The contribution of dust to performance degradation of PV modules in a temperate climate zone," *Sol. Energy*, vol. 120, pp. 147–157, Oct. 2015.
 - [80] G. A. Mastekbayeva and S. Kumar, "Effect of Dust on the Transmittance of Low Density Polyethylene Glazing in a Tropical Climate," *Sol. Energy*, vol. 68, no. 2, pp. 135–141, 2000.
 - [81] H. Pedersen, J. Strauss, and J. Selj, "Effect of Soiling on Photovoltaic Modules in

- Norway,” *Energy Procedia*, vol. 92, pp. 585–589, Aug. 2016.
- [82] M. Abderrezek and M. Fathi, “Experimental study of the dust effect on photovoltaic panels’ energy yield,” *Sol. Energy*, vol. 142, pp. 308–320, 2017.
- [83] Á. Fernández-Solas, L. Micheli, F. Almonacid, and E. F. Fernández, “Optical degradation impact on the spectral performance of photovoltaic technology,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 141, 2021.
- [84] B. Marion, “Influence of atmospheric variations on photovoltaic performance and modeling their effects for days with clear skies,” *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 3402–3407, 2012.
- [85] J. Polo, M. Alonso-Abella, J. A. Ruiz-Arias, and J. L. Balenzategui, “Worldwide analysis of spectral factors for seven photovoltaic technologies,” *Sol. Energy*, vol. 142, pp. 194–203, 2017.
- [86] J. A. Caballero, E. F. Fernández, M. Theristis, F. Almonacid, and G. Nofuentes, “Spectral Corrections Based on Air Mass, Aerosol Optical Depth, and Precipitable Water for PV Performance Modeling,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, no. 2, pp. 552–558, 2018.
- [87] L. Micheli *et al.*, “Correlating photovoltaic soiling losses to waveband and single-value transmittance measurements,” *Energy*, vol. 180, pp. 376–386, Aug. 2019.
- [88] M. Gostein, W. Stueve, F. Farina, and B. Bourne, “Field Evaluation of Mars™ Optical Soiling Sensor,” in *36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2019, no. August.
- [89] B. H. Hamadani, A. Shore, J. Roller, H. W. Yoon, and M. Campanelli, “Non-linearity measurements of solar cells with an LED-based combinatorial flux addition method,” *Metrologia*, vol. 53, no. 1, pp. 76–85, 2016.
- [90] L. Micheli, E. F. Fernández, M. Muller, G. P. Smestad, and F. Almonacid, “Selection of optimal wavelengths for optical soiling modelling and detection in photovoltaic modules,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 212, no. August, 2020.
- [91] G. P. Smestad *et al.*, “Modelling photovoltaic soiling losses through optical characterization,” *Sci. Rep.*, pp. 1–13, 2020.
- [92] Á. Fernández-Solas, J. Montes-Romero, L. Micheli, F. Almonacid, and E. F. Fernández, “Estimation of soiling losses in photovoltaic modules of different technologies through analytical methods,” *Energy*, vol. 244, p. 123173, Apr. 2022.
- [93] M. Piliougine, P. Sánchez-Friera, G. Petrone, F. J. Sánchez-Pacheco, G. Spagnuolo, and M. Sidrach-de-Cardona, “New model to study the outdoor degradation of thin-film photovoltaic modules,” *Renew. Energy*, vol. 193, pp. 857–869, 2022.
- [94] M. Piliougine, P. Sánchez-Friera, G. Petrone, F. J. Sánchez-Pacheco, G. Spagnuolo, and M. Sidrach-de-Cardona, “Analysis of the degradation of amorphous silicon-based modules after 11 years of exposure by means of IEC60891:2021 procedure 3,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, Apr. 2022.

Compendio de artículos

Esta Tesis Doctoral se presenta como un conjunto de trabajos publicados. En esta sección, se adjuntan los cuatro artículos publicados en revistas indexadas JCR en el ámbito de la tesis.

1. **Fernández-Solas Á**, Micheli L, Almonacid F, Fernández EF. *Optical degradation impact on the spectral performance of photovoltaic technology*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021;141. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110782>
2. **Fernández-Solas Á**, Micheli L, Muller M, Almonacid F, Fernández EF. *Design, Characterization and Indoor Validation of the Optical Soiling Detector “DUSST”*. Solar Energy 2020; 211: 1459–1468. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.10.028>
3. **Fernández-Solas Á**, Micheli L, Almonacid F, Fernández EF. *Indoor validation of a multiwavelength measurement approach to estimate soiling losses in photovoltaic modules*. Solar Energy 2022; 241:584–591. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.06.036>
4. **Fernández-Solas Á**, Montes-Romero J, Micheli L, Almonacid F, Fernández EF. *Estimation of soiling losses in photovoltaic modules of different technologies through analytical methods*. Energy 2022; 244: 123173. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123173>