



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior (Jaén)

Trabajo Fin de Máster

CARACTERIZACIÓN DEL SENSOR DE SOILING DUSST EN CONDICIONES CONTROLADAS DE LABORATORIO

Alumno/a: Fernández Solas, Álvaro

Tutores: Prof. D^a. Florencia Marina Almonacid Cruz
Dr. D. Eduardo Fernández Fernández

Dpto.: Ingeniería Electrónica y Automática

Noviembre, 2019



Universidad de Jaén
Escuela Politécnica Superior de Jaén
Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática

Doña FLORENCIA MARINA ALMONACID CRUZ y Don EDUARDO FERNÁNDEZ FERNÁNDEZ, tutores del Trabajo Fin de Máster titulado: CARACTERIZACIÓN DEL SENSOR DE SOILING DUSST EN CONDICIONES CONTROLADAS DE LABORATORIO, que presenta ÁLVARO FERNÁNDEZ SOLAS, autorizan su presentación para defensa y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, Noviembre de 2019

El alumno:

Los tutores:

ÁLVARO FERNÁNDEZ SOLAS

FLORENCIA MARINA ALMONACID CRUZ

EDUARDO FERNÁNDEZ FERNÁNDEZ

Índice

1. INTRODUCCIÓN	4
1.1. Estado actual de la energía solar fotovoltaica	4
1.2. Antecedentes	7
1.3. Justificación	10
1.4. Objetivos	11
1.5. Metodología	11
1.6. Estructura y contenido de la memoria	12
2. SOILING EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	17
2.1. Introducción	17
2.2. Soiling: Causas y Efectos	17
2.3. Indicadores de soiling	22
2.3.1. Soiling Ratio.....	22
2.3.2. Soiling Rate	26
2.4. Líneas de Investigación de Soiling	27
2.4.1. Predicción del soiling	28
2.4.2. Caracterización del soiling	30
2.4.3. Monitorización del soiling.....	32
2.4.4. Mitigación y limpieza.....	32
2.4.5. Aspectos económicos del soiling	38
3. SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN DE SOILING EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 40	
3.1. Introducción	40
3.2. Estado del arte de la monitorización del soiling en SFVs	40
3.2.1. Estaciones de soiling	41
3.2.2. Soluciones innovadoras.....	43
3.3. DUSST	56
3.3.1. Introducción y principio de funcionamiento.....	57
3.3.2. Componentes	60
3.3.3. Procedimiento de medida	61
3.3.4. Ventajas de DUSST	63
3.4. Comparativa.....	64
4. Material y métodos.....	66
4.1. Introducción	66
4.2. Sistema de monitorización	66
4.2.1. Hardware	67

4.2.2.	Software.....	69
4.3.	Caracterización térmica	70
4.4.	Validación en interior	71
4.4.1.	Fase 1: Calibración	71
4.4.2.	Fase 2: Validación	76
5.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	80
5.1.	Introducción	80
5.2.	Caracterización térmica	80
5.2.1.	Evolución temporal de las temperaturas	80
5.2.2.	Dependencia de la tensión del LED con la temperatura	83
5.2.3.	Evolución de las intensidades del LED y de la fuente con el tiempo.....	84
5.2.4.	Correlación entre la corriente de la célula FV y la temperatura del LED	85
5.3.	Validación del prototipo.....	87
5.3.1.	Calibración.....	87
5.3.2.	Validación	91
6.	CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS	96
6.1.	Introducción	96
6.2.	Conclusiones	96
6.3.	Líneas futuras	97
7.	BIBLIOGRAFÍA	99
8.	ANEXOS	104
	Anexo 1. Nomenclatura	104
	Anexo 2. Indicadores estadísticos	106

1. INTRODUCCIÓN

En la Escuela Politécnica Superior de Jaén, existe una gran concienciación sobre cualquier aspecto relacionado con las energías renovables y su aplicación en la tecnología. Por este motivo, se fomenta la formación en este campo del alumnado mediante la oferta de asignaturas en algunos grados y másteres, así como con la realización de talleres y seminarios divulgativos de este tipo de tecnología, organizados durante el curso académico. Además, la Universidad de Jaén dispone de un programa de doctorado que permite al alumnado desarrollar una carrera investigadora dentro de este campo.

En este ámbito favorable, se ha desarrollado el Trabajo de Fin de Máster (TFM) titulado “Caracterización del sensor de soiling DUSST en condiciones controladas de laboratorio”.

En este capítulo, en primer lugar, se realiza una revisión del estado de la energía solar fotovoltaica, a continuación, se analizan los antecedentes de este TFM y se indica la justificación y los objetivos perseguidos en el mismo. Para finalizar, se incluye la metodología seguida, y se explica la estructura y el contenido de cada uno de los capítulos que componen la memoria.

1.1. Estado actual de la energía solar fotovoltaica

Durante la última década, las energías renovables han experimentado una importante evolución, debido a una mayor concienciación sobre los problemas medioambientales y energéticos que amenazan con colapsar el sistema energético tradicional basado mayoritariamente en combustibles fósiles. De esta forma, en la *Figura 1.1* se observa como de una potencia instalada de energías renovables de 1136 GW en 2009 se ha pasado a tener 2356 GW a finales de 2018.

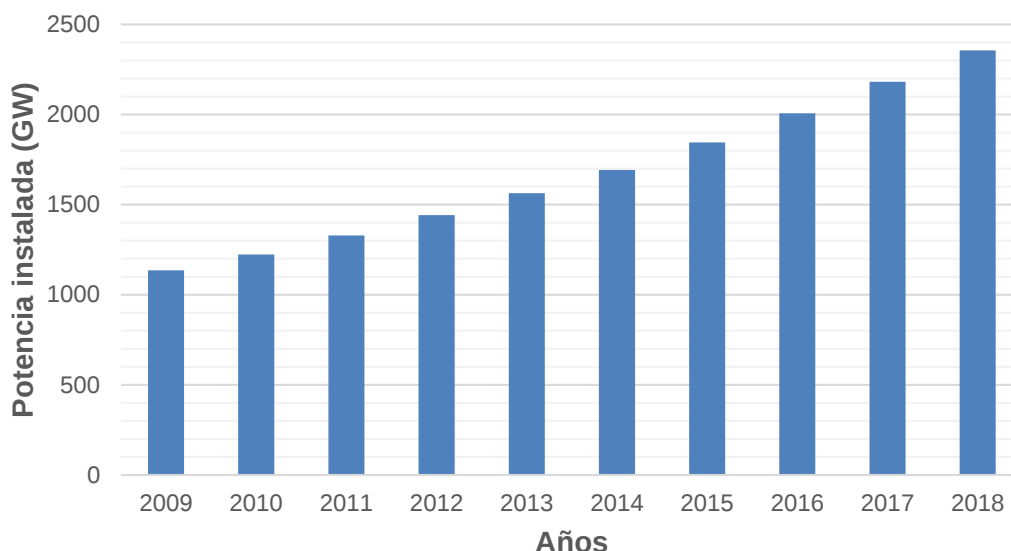


Figura 1.1. Evolución de la potencia instalada de energías renovables en la última década. Datos obtenidos de [1].

Si se considera únicamente la energía solar fotovoltaica, se observa que su crecimiento en los últimos años ha sido exponencial, multiplicándose por 21 la potencia total instalada a nivel mundial, tal y como se puede observar en la Figura 1.2.

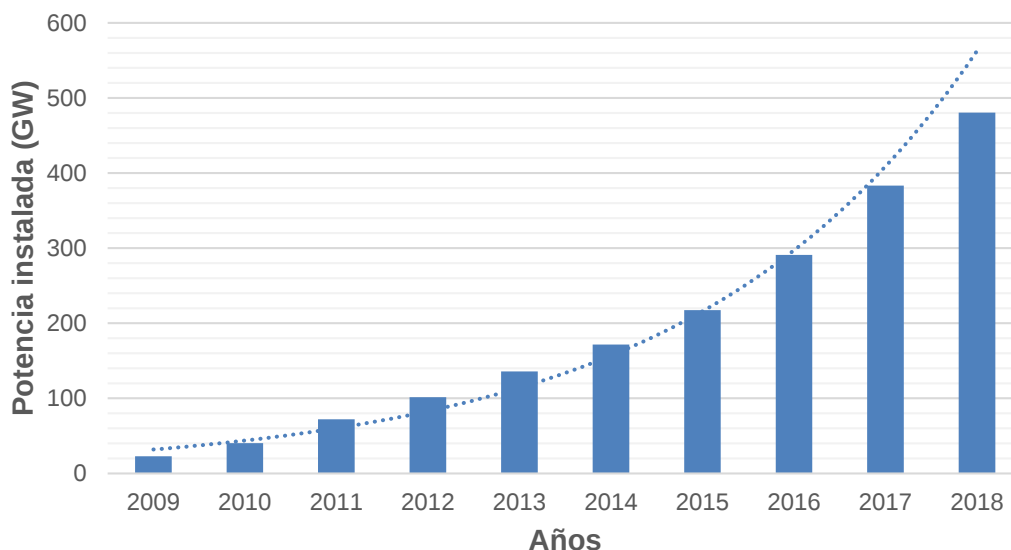


Figura 1.2. Evolución de la potencia instalada de energías solar fotovoltaica en la última década. Datos obtenidos de [1].

Uno de los aspectos que justifica este importante crecimiento es que el desarrollo tecnológico e investigador en términos de eficiencia (Figura 1.3) y fabricación de módulos fotovoltaicos ha repercutido también a nivel comercial, lo

cual se manifiesta mediante el indicador conocido como “Coste Energético Nivelado” (LCOE, *del inglés Levelized Cost of Energy*). En grandes plantas fotovoltaicas, el LCOE se ha reducido un 73% desde el año 2010 [2].

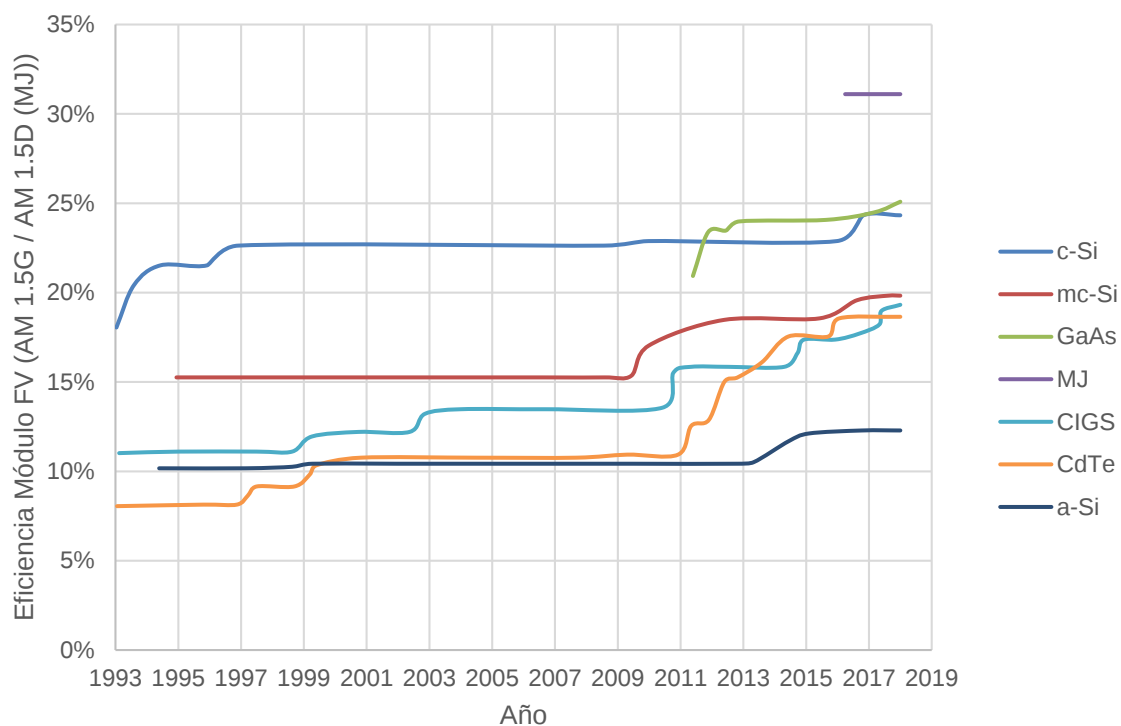


Figura 1.3. Evolución de la eficiencia de los módulos FV en los últimos 25 años a nivel comercial. Datos obtenidos de [3].

En la figura anterior, se observa como en esta última década, la eficiencia de módulos de Teluro de Cadmio (CdTe) o de silicio policristalino ha aumentado un 9% y un 5% respectivamente.

A la vista de lo enunciado anteriormente, se puede confirmar que el grado de madurez actual de la tecnología relacionada con los sistemas fotovoltaicos (FV) es bastante elevado, lo cual provoca el desarrollo de nuevas líneas de investigación, entre las que se encuentran: la operación y mantenimiento de los sistemas, el análisis de mecanismos de degradación y el efecto de la acumulación de suciedad (en inglés y de ahora en adelante en la memoria, **“soiling”**) sobre los módulos FV.

En el capítulo 2 de este TFM, se analizan en detalle el efecto del soiling y los principales hallazgos investigadores relacionados con el mismo en sus distintas vertientes. En el siguiente apartado, se muestran los antecedentes de este TFM.

1.2. Antecedentes

La Universidad de Jaén en general, y la Escuela Politécnica Superior en particular ha estado siempre a la vanguardia en lo referido a energía solar fotovoltaica. Como mayor ejemplo, se destaca que en el año 2003, se convirtió en la primera entidad en España en disponer de una instalación fotovoltaica situada en un lugar de acceso público, con la inauguración de un sistema de 200 kWp (enmarcado dentro del proyecto UNIVER), cuyos módulos fotovoltaicos se situaron en las cubiertas de dos de los aparcamientos, en la fachada de uno de sus edificios y sobre una pérgola situada junto a este (Figura 1.4).



Figura 1.4. Fotografías del sistema FV instalado en la UJA en 2003.

En lo referente a formación en energía solar fotovoltaica, cabe resaltar la enseñanza en el Grado en Ingeniería Electrónica Industrial de una asignatura obligatoria de carácter introductorio a los sistemas fotovoltaicos, junto con la posibilidad de completar la formación en este campo, a través de una serie de materias optativas que componen la mención en sistemas fotovoltaicos, la cual posee el autor de este trabajo. En la *Figura 1.5*, se muestran las asignaturas del ámbito de la energía solar fotovoltaica incluidas en la memoria del Grado en Ingeniería Electrónica Industrial que se imparte en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

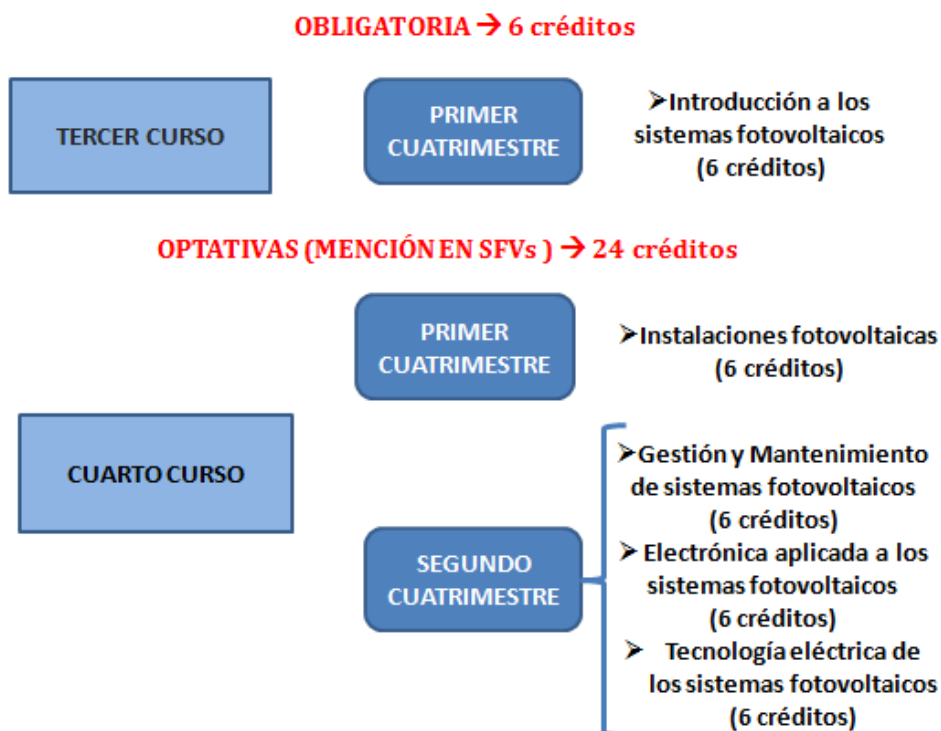


Figura 1.5. Asignaturas relacionadas con la energía solar fotovoltaica impartidas en el Grado en Ingeniería Electrónica Industrial de la Universidad de Jaén.

Además, se imparte un máster en Energías Renovables, en el cual casi el 50% del contenido del mismo está relacionado con energía solar fotovoltaica, siendo sus asignaturas impartidas por profesores e investigadores reconocidos en este campo. La realización de este máster brinda la posibilidad a los estudiantes de continuar su formación en energía fotovoltaica a través de la línea de investigación titulada: 'Ingeniería de los sistemas FV' enmarcada en el programa de doctorado en Energías Renovables.

En cuanto a instalaciones relacionadas con la energía solar fotovoltaica, se puede considerar que actualmente, la Universidad de Jaén se encuentra entre las mejores de España, ya que dispone de: tres laboratorios para el estudio y desarrollo en condiciones controladas de tecnología FV y tres para su caracterización y análisis en condiciones reales de funcionamiento, módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías, módulos de concentración, seguidores solares, un simulador solar, dispositivos de monitorización de los parámetros meteorológicos y espectrales que más van a influir en el comportamiento de esta tecnología, como piranómetros y espectralradiómetros entre otros, etc. En la *Figura 1.6*, se muestran algunas de las instalaciones y equipos actuales.

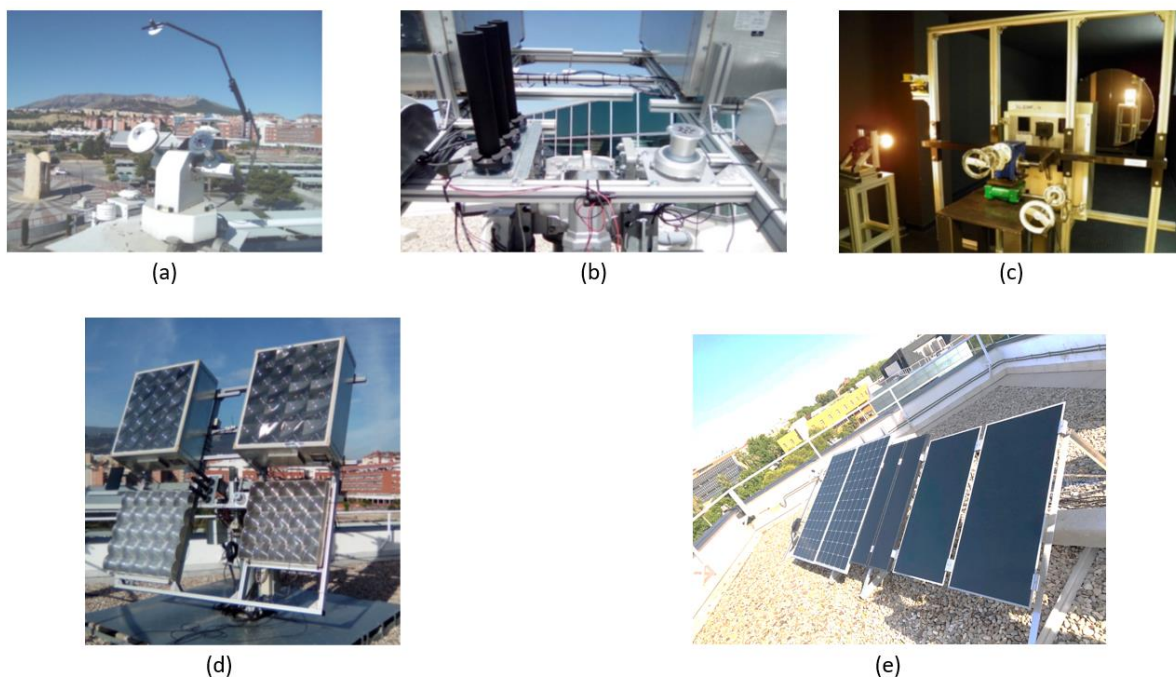


Figura 1.6. (a) Equipos de medida de radiación solar. (b) Equipos de medida del espectro solar. (c) Simulador solar. (d) Seguidor solar con módulos FV de concentración. (e) Módulos FV de distintas tecnologías.

El trabajo fin de máster realizado se encuentra situado en una línea de investigación relacionada con el efecto de la suciedad (“**soiling**”) sobre los módulos fotovoltaicos, enmarcado dentro del proyecto de investigación “NoSoilPV” 2017 Marie Skłodowska-Curie IF (ID: 793120) cuyo objetivo es desarrollar soluciones innovadoras para monitorizar y predecir la suciedad. Este proyecto, en el cual también se encuentran los tutores de este TFM: Florencia Almonacid y Eduardo F. Fernández, es dirigido por el Dr. Leonardo Micheli (Marie Curie-IF 2017) y además presenta un carácter internacional, ya que se realiza una colaboración continua con el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) para el desarrollo de sensores de soiling. El primer dispositivo desarrollado en este marco cooperador es el sensor DUSST [4], analizado en este trabajo fin de máster, el cual se trata de una solución innovadora de bajo coste y nulo mantenimiento para la monitorización de los efectos del soiling, destacando su potencial para la estimación de las pérdidas de transmitancia óptica que este produce sobre los módulos FV.

Como se ha comentado previamente, la formación adquirida en las asignaturas de la mención en Sistemas Fotovoltaicos: Instalaciones Fotovoltaicas y Gestión y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos, así como el ámbito favorable que ofrece la Universidad de Jaén en cuanto a instalaciones y profesorado, fomentó el interés

del autor a la hora de elegir este trabajo como parte final de los estudios del Máster en Ingeniería Industrial, debido al amplio abanico de oportunidades que se ofrecen en lo relativo a la investigación sobre temas relacionados con energía solar fotovoltaica.

1.3. Justificación

Como se ha indicado con anterioridad, los problemas derivados del uso de combustibles fósiles para la generación de energía están provocando un cambio de rumbo en lo referente al modelo energético. De este modo, se justifica el importante desarrollo experimentado por las energías renovables, entre las cuales se encuentra la energía solar fotovoltaica en los últimos años.

Sin embargo, debido a que se trata de una energía renovable relativamente moderna (surge a mediados del siglo XX) y aunque se ha avanzado bastante en lo referente a eficiencia de los módulos FV, existen todavía numerosos interrogantes relativos a los efectos de la degradación sobre los módulos FV y a la acumulación de suciedad sobre los mismos.

Sobre esta última cuestión, en los últimos años se han desarrollado numerosos dispositivos que permiten cuantificar las pérdidas asociadas al soiling. Sin embargo, la mayoría de ellos presentan un precio bastante elevado y/o requieren un mantenimiento exhaustivo, como es el caso de las estaciones de soiling [5], las cuales se describirán en detalle en el capítulo 3 de esta memoria. Por este motivo, resulta fundamental disponer y desarrollar sensores que permitan cuantificar las pérdidas por soiling con un bajo coste y mantenimiento, siendo esta la principal justificación de este trabajo. La Universidad de Jaén en colaboración con el Laboratorio de Energía Renovables de EEUU ha patentado un nuevo dispositivo de bajo coste y mantenimiento (DUSST), que permite eliminar muchos de los inconvenientes citados anteriormente. En este TFM se va a llevar a cabo la caracterización en condiciones controladas de laboratorio de un prototipo del sensor patentado. En el siguiente apartado, se definen los objetivos específicos perseguidos en este TFM.

1.4. Objetivos

Los dos objetivos principales de este TFM del Máster en Ingeniería Industrial son:

- La caracterización térmica de los componentes del sensor de soiling DUSST bajo condiciones ambientales controladas. Los resultados obtenidos se utilizarán para la corrección de los valores registrados por el sensor en exterior, cuando funciona bajo condiciones ambientales variables. Al ser el orden de magnitud de estos valores relativamente pequeño, en el caso de DUSST, del orden de mA, esta corrección puede resultar clave a la hora de comparar medidas en diferentes épocas del año con temperaturas muy dispares.
- La obtención de un modelo experimental que permita obtener las pérdidas espectrales debidas al soiling a partir de la respuesta del sensor DUSST.

Como objetivo secundario, destaca:

- La instalación del sensor y de su correspondiente sistema de adquisición de datos en el exterior.

Para alcanzar todos los objetivos enunciados, se ha seguido la metodología descrita en el siguiente apartado.

1.5. Metodología

Los pasos seguidos durante el desarrollo del TFM se muestran en el esquema de la *Figura 1.7*.

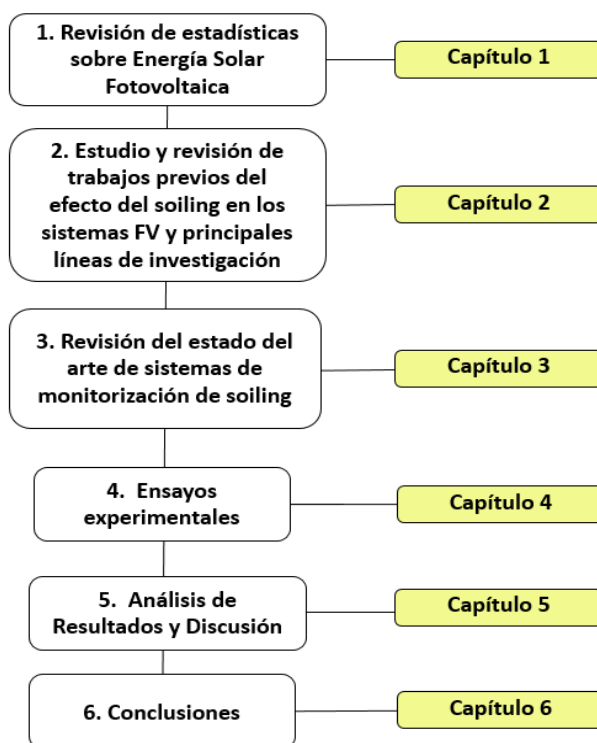


Figura 1.7. Metodología: Desarrollo del TFM.

En el esquema, se muestran los capítulos en los que se describen los distintos procesos que conforman el Trabajo Fin de Máster (TFM) realizado. El procedimiento seguido ha permitido al autor realizar un trabajo estructurado y completo, desde el punto de partida inicial hasta el final del mismo con la extracción de las conclusiones de los resultados obtenidos.

Para finalizar este capítulo, se incluye un apartado con la estructura y el contenido de la memoria del TFM.

1.6. Estructura y contenido de la memoria

La memoria de este trabajo se encuentra estructurada en varios capítulos, cuyo contenido se describe a continuación.

Capítulo 1. Introducción.

Es el capítulo actual, en el cual se describen los antecedentes, la justificación, los objetivos y la metodología del proyecto; así como una breve panorámica de la energía solar fotovoltaica.

Capítulo 2. Soiling en Sistemas Fotovoltaicos.

En este capítulo se describe el efecto del soiling en los sistemas fotovoltaicos, detallando sus causas y efectos, sus indicadores y las distintas líneas de investigación sobre este tema (Figura 1.8).

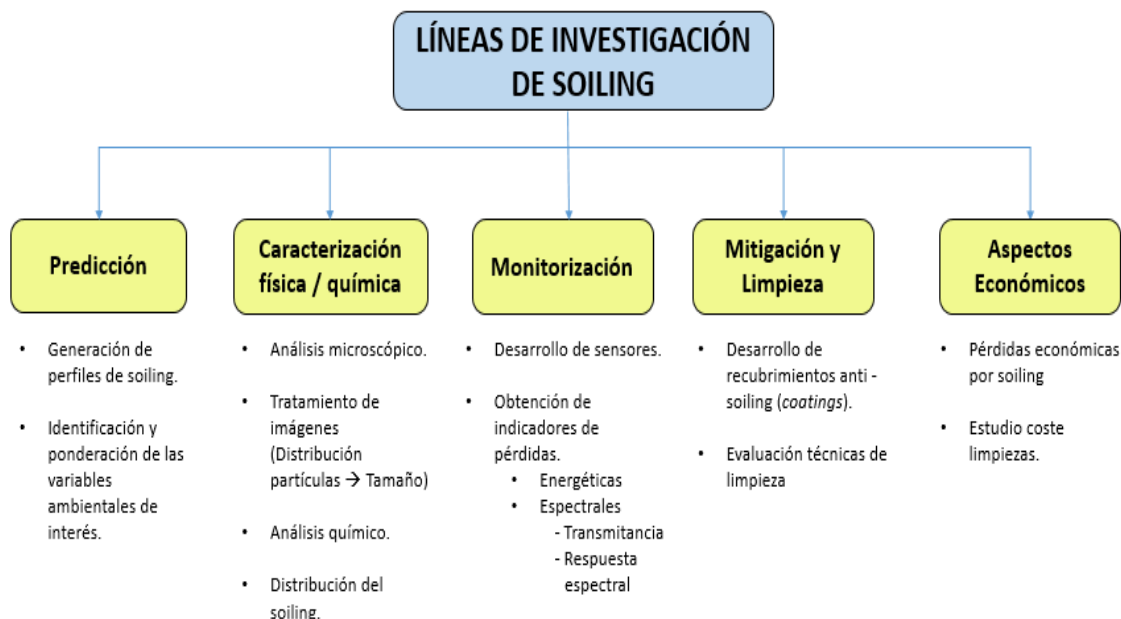


Figura 1.8. Líneas de investigación de soiling.

Capítulo 3. Sistemas de Monitorización de Soiling

En este capítulo, se describen las distintas soluciones existentes actualmente para medir y detectar el efecto del soiling en sistemas fotovoltaicos. Se detallan tanto soluciones comerciales como otras propuestas innovadoras. En la tabla 1.1, se muestran las distintas soluciones analizadas.

Características	Estación de soiling tradicional	Waterless Soiling Station	Mars	DustIQ	Microscopio	Captura imágenes con drones	DUSST
Coste	Elevado	Elevado	Bajo	Bajo	Bajo	Elevado	Bajo
Espacio requerido	Grande	Grande	Pequeño	Pequeño	Pequeño	-	Pequeño
Nivel de mantenimiento	Alto	Bajo	Bajo	Bajo	Medio	Medio – Alto (Drones)	Bajo
Calibración	Inicial	Inicial	Continua	Específica para cada lugar	Inicial	Continua (Librería de imágenes)	Continua
Consumo energético	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Alto	Alto	Bajo
Medida óptica obtenida	-	-	Transmitancia	Reflectancia	-	-	Transmitancia
Adquisición y Procesado de Imágenes			✓		✓	✓	
Disponibilidad comercial	✓		✓	✓			
Otras	-	No requiere limpiezas diarias	Funcionamiento diurno con luz solar y nocturno con LED	Software interno que proporciona Soiling Ratio y Soiling Rate	Cálculo de la superficie cubierta por el soiling.	Fase inicial de desarrollo	Bajo patente

Tabla 1.1. Resumen de las soluciones de monitorización del soiling analizadas.

En la tabla, se destacan las características principales de cada solución.

Capítulo 4. Material y métodos

Es el capítulo en el que se detalla el material y la metodología seguida para realizar los ensayos experimentales. En la Figura 1.9, se muestra un diagrama de bloques con las temperaturas y los distintos parámetros eléctricos monitorizados.

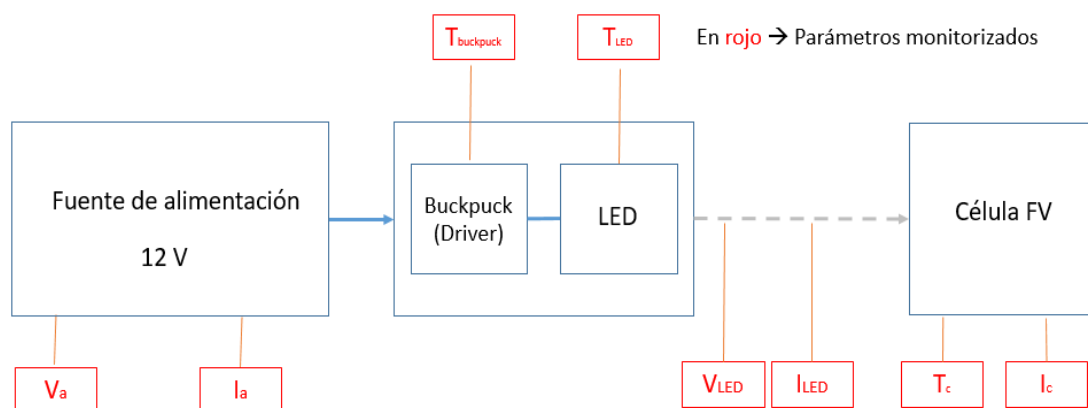


Figura 1.9. Parámetros monitorizados durante los ensayos.

Capítulo 5. Resultados y Discusión

En el quinto capítulo, se detallan los resultados obtenidos en los distintos ensayos experimentales llevados a cabo, incluyendo una razonada discusión de los mismos. En la Figura 1.10, se muestra una de las gráficas que aparecen en el capítulo.

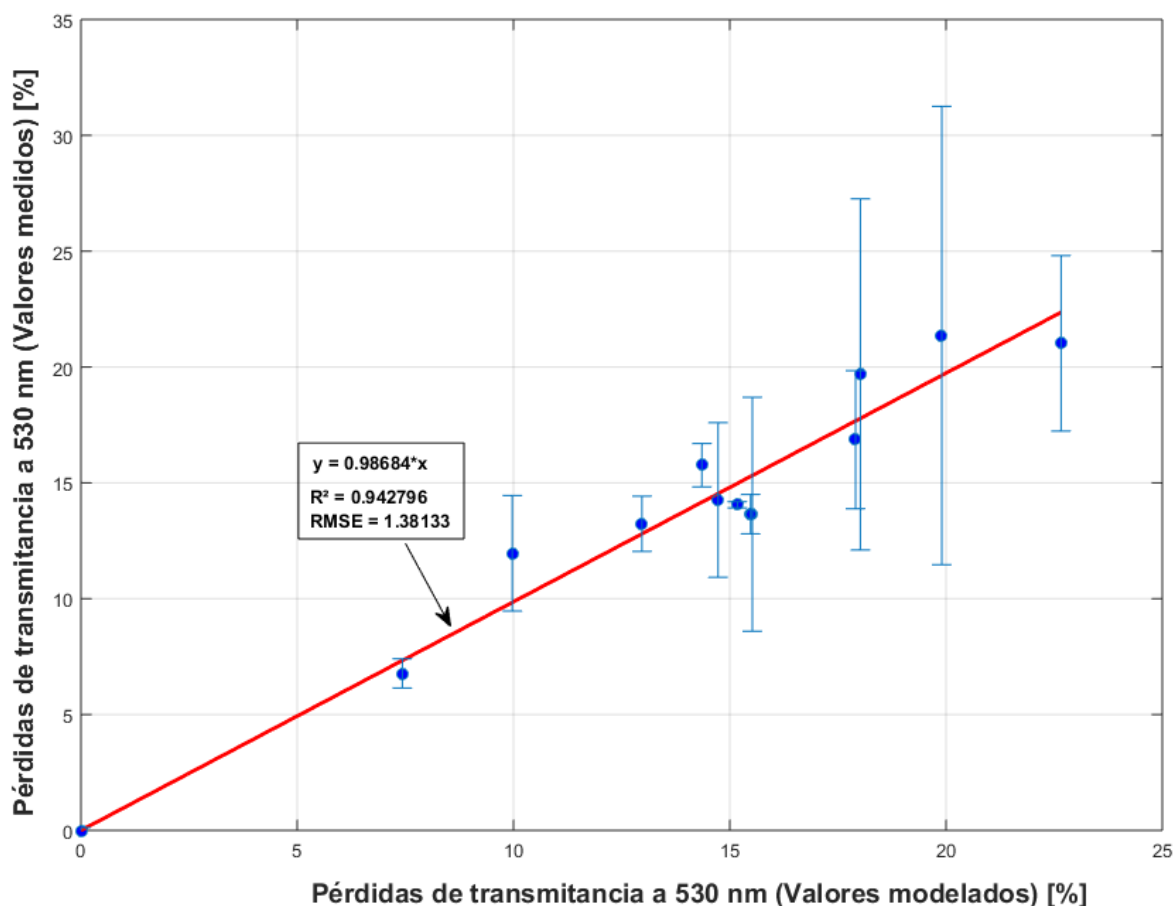


Figura 1.10. Resultados del proceso de validación del modelo lineal para obtener las pérdidas de transmitancia.

La figura anterior muestra la bondad del ajuste lineal propuesto para la estimación de las pérdidas de transmitancia a partir de las medidas tomadas por el sensor estudiado.

Capítulo 6. Conclusiones y líneas futuras.

Es el capítulo en el que se incluyen todos los aspectos relevantes observados durante la realización del TFM, referentes entre otros a: metodología, resultados

obtenidos y dificultades superadas. También se reflejan diversas opciones para continuar el trabajo.

Bibliografía.

En este capítulo, se encuentran todas las referencias bibliográficas utilizadas por el autor del trabajo como guía durante la realización del mismo.

Anexos.

El trabajo se completa con dos anexos que incluyen información complementaria sobre la nomenclatura y los indicadores estadísticos utilizados.

2. SOILING EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1. Introducción

En este capítulo se va a realizar una revisión del concepto de soiling; detallando cómo y por qué sucede y cuales son los principales parámetros meteorológicos y medioambientales de los que depende. Además se introducirán de forma general las distintas líneas de investigación sobre este tema.

2.2. Soiling: Causas y Efectos

Se conoce como soiling a la acumulación de polvo, suciedad, polen y otras partículas contaminantes sobre los módulos FV (*Figura 2.1*).



Figura 2.1. Módulos FV con diferentes tipos de soiling [6].

El soiling acumulado en la superficie de los módulos absorbe, refleja y dispersa parte de la radiación solar incidente, reduciendo la radiación que llega a las células que componen un módulo FV (*Figura 2.2*) y como consecuencia, la energía que este es capaz de generar.

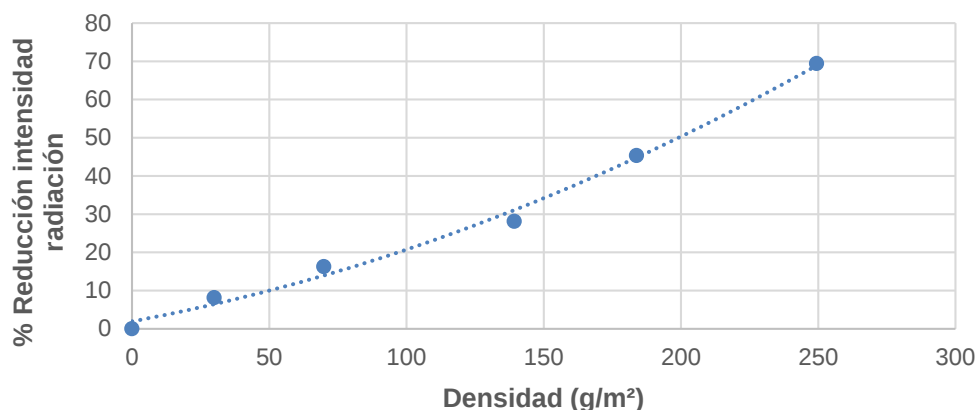


Figura 2.2. Reducción de la intensidad de radiación solar que llega a las células de un módulo FV en función de la densidad de soiling. Datos obtenidos de [7].

En condiciones muy adversas, el soiling puede producir pérdidas de potencia de hasta el 70% [4]. Para evitar estas pérdidas, se requiere un mantenimiento periódico que en ciertas regiones puede llegar a ser costoso. Como ejemplo, se estima que en Europa el coste de limpieza de un módulo FV oscila entre 10-20 céntimos de € / m² de superficie. Actualmente, un módulo de 360 W tiene una superficie de 1,6 m², lo cual implica que una sola limpieza de una planta fotovoltaica de 10 MW supondría un coste mínimo de 4500 €. Este es el principal motivo que justifica la planificación de un calendario de limpieza adecuado, obteniendo la solución a un problema de optimización en la que la variable a maximizar es la energía generada y la variable a minimizar el coste de operación. En el ejemplo ilustrativo de la *Figura 2.3*, se deduce que se deberían programar entre 5 y 6 limpiezas por período de tiempo.

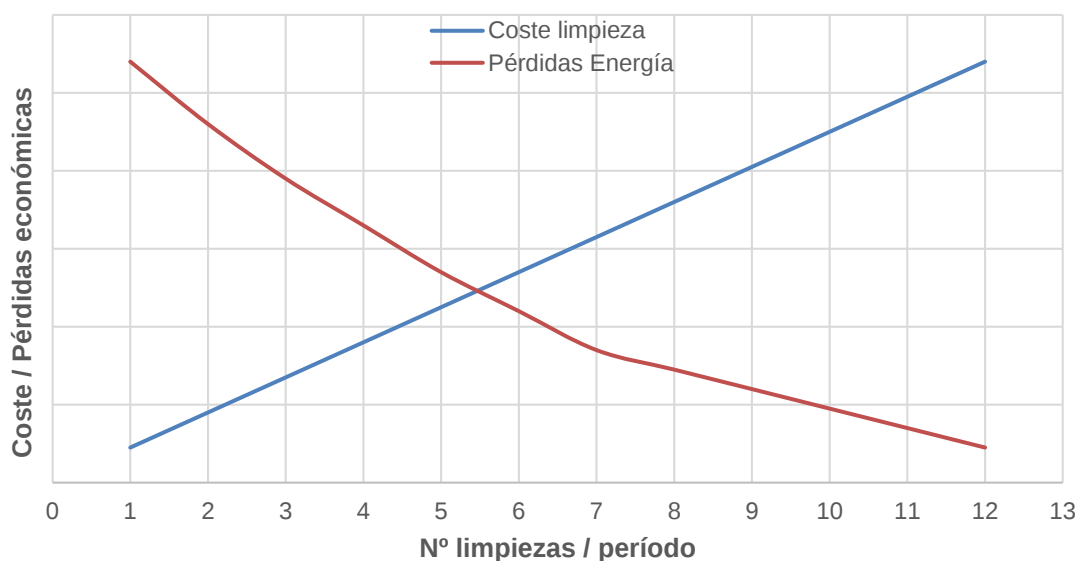


Figura 2.3. Optimización programa de mantenimiento frente a soiling

La cantidad (densidad) de soiling que se puede acumular depende de un gran número de parámetros [8], tanto meteorológicos (temperatura, humedad, velocidad y dirección del viento, precipitaciones,...), como de factores de localización e instalación de los módulos (zona en la que se encuentren los módulos FV, orientación, altura, ángulo de inclinación,...) e incluso de propiedades físicas y químicas del tipo de suciedad (arcilla, arena, carbonilla, presencia de microorganismos,...). En la *Figura 2.4*, se muestra un esquema con parámetros que influyen en la presencia de soiling sobre módulos FV.

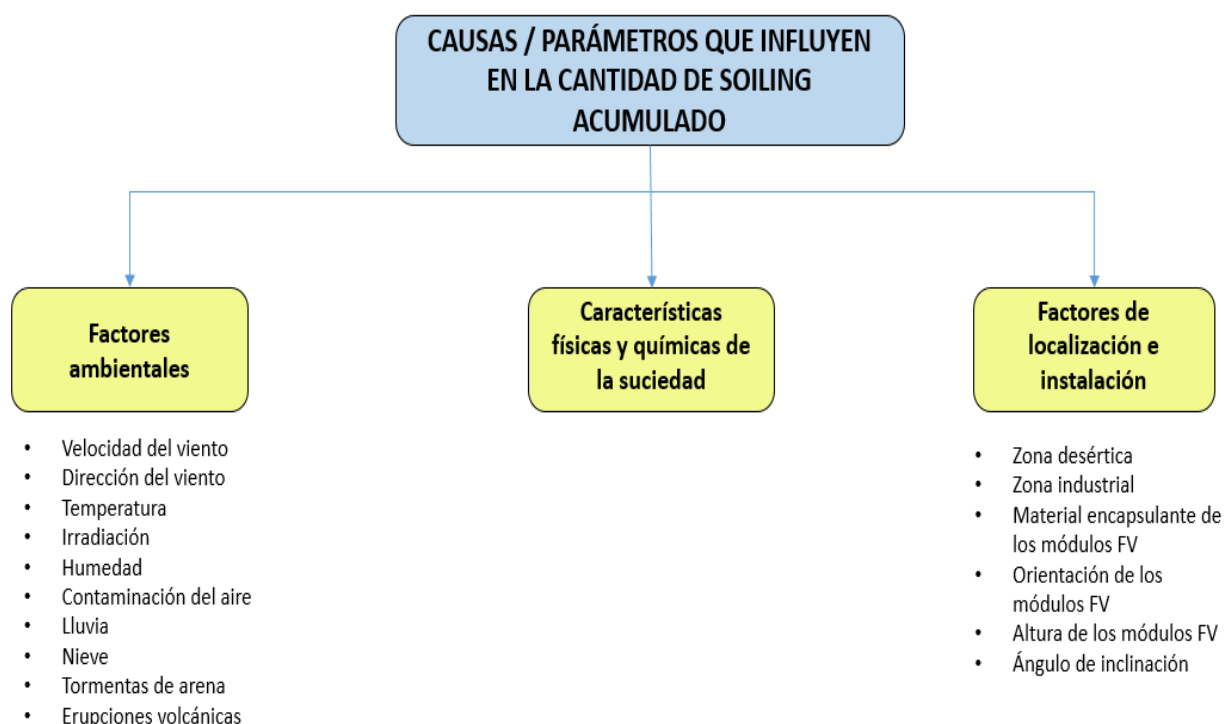


Figura 2.4. Parámetros que influyen en la acumulación del soiling sobre módulos FV.

A lo largo de los últimos años, se han llevado a cabo numerosos estudios sobre la influencia de estos parámetros en las pérdidas por soiling. En la revisión publicada por Ghazi et al. en 2014 [7], se muestran gráficas ilustrativas de algunos de ellos. Las conclusiones extraídas de la influencia de la disposición de los módulos FV en cuanto a altura e inclinación se resumen en los siguientes dos puntos:

- A mayor altura de los módulos FV respecto al suelo → Menores pérdidas
- A mayor ángulo de inclinación → Menores pérdidas.

En la *Figura 2.5*, se representa en un mapamundi la densidad de partículas media ($\mu\text{g} / \text{m}^3$) de tamaño inferior a $2,5 \mu\text{m}$ (PM_{2.5}) presentes en el aire, cuyo valor presenta una buena correlación lineal con el indicador de soiling ratio (ver apartado 2.3.1) y el tipo de región climática según lo indicado en [9]; además se trata de uno de los parámetros más utilizados por la comunidad científica para estimar las pérdidas por soiling en diferentes localizaciones.

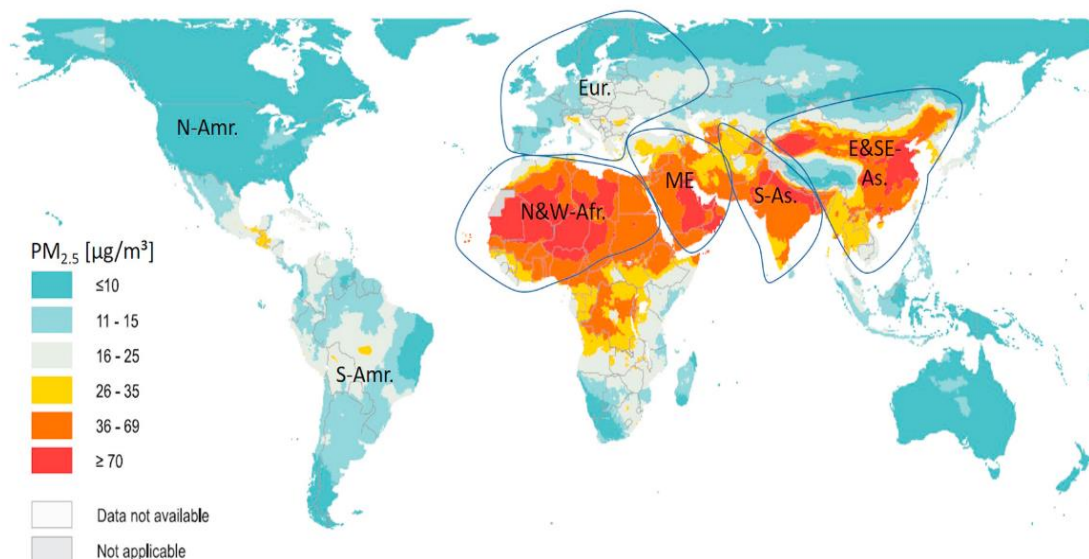


Figura 2.5. Mapamundi PM_{2.5} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$). [10]

Las regiones con colores rojos son las que presentan mayor densidad de partículas, observándose con claridad como destacan los países del norte de África, Oriente Medio, India, y zonas del sudeste asiático así como ciertas zonas de México y Sudamérica. Además de esta información, se debe resaltar que la densidad de partículas puede presentar grandes variaciones en localizaciones situadas en pocos kilómetros, como consecuencia de la presencia de determinadas industrias o en las cercanías de las ciudades con altos índices de contaminación.

Es interesante también señalar, como se puede apreciar en la *Figura 2.5*, que las zonas en las que la cantidad de soiling acumulado sería mayor coinciden con las que presentan una mayor radiación solar y menor cantidad de precipitaciones. Siendo algunos de los países que se encuentran en estas zonas los están actualmente a la cabeza en la instalación de nuevas plantas fotovoltaicas (casos de Qatar, Arabia Saudí, India y China). Las pérdidas por soiling en estos países pueden superar el 1% diario [11], provocando que en caso de no emprender ninguna medida correctiva en 10 días y si no existen precipitaciones, las pérdidas superen el 10%,

con lo que ello conlleva a nivel económico por la cantidad de energía que se deja de generar.

A nivel espectral, el principal efecto del soiling es la reducción de la transmitancia óptica, ya que este absorbe parte de la radiación solar incidente, incrementando la porción de luz reflejada y disminuyendo la cantidad de luz disponible que se puede convertir en energía eléctrica. Además, el soiling modifica el espectro de la luz que lo atraviesa, provocando mayores pérdidas en la región azul del espectro, como se demuestra en [12]. A su vez, esto implica que los efectos del soiling varíen según la tecnología de los módulos FV, en función de la respuesta espectral del material (*Figura 2.6*).

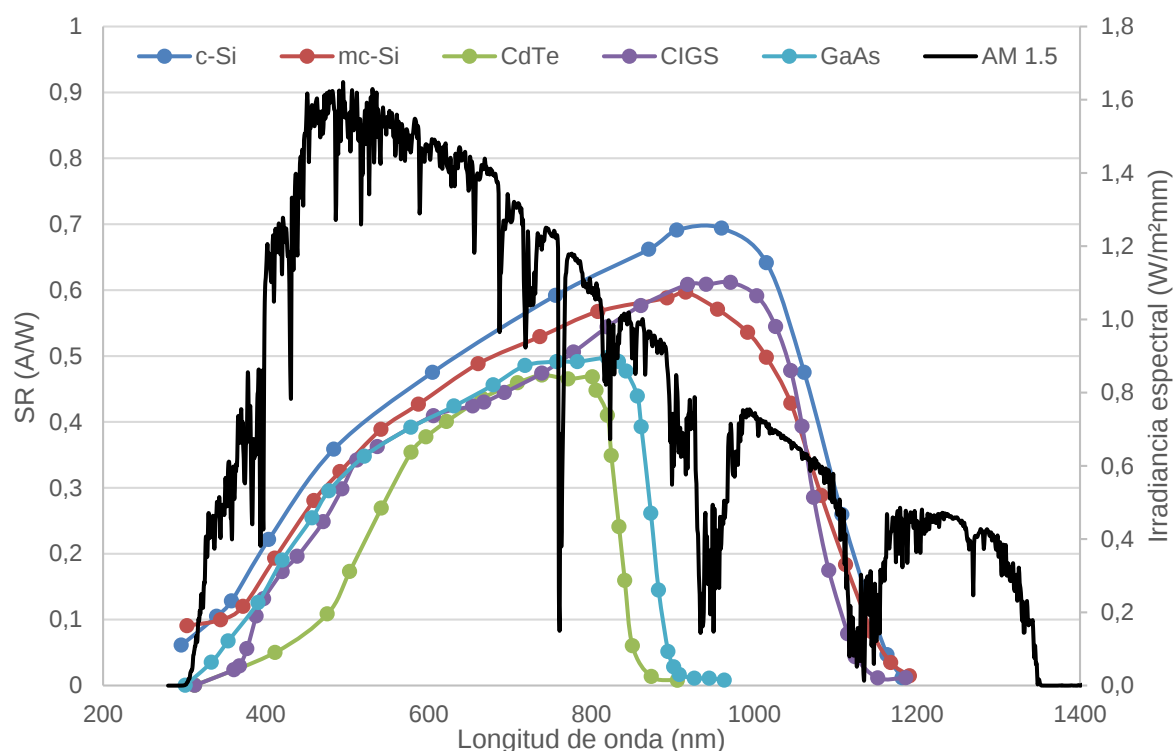


Figura 2.6. Respuesta espectral de diferentes tecnologías de módulos FV. Adaptado de [13].

Cabe destacar que en módulos FV de concentración formados por células multiunión (varios materiales semiconductores en diferentes capas), el impacto del soiling debe ser estudiado de forma totalmente diferente con respecto a la tecnología FV plana.

Para detectar, prevenir y mitigar los efectos del soiling, diversas líneas de investigación están siendo evaluadas por la comunidad científica. Antes de

presentarlas, se detallan los indicadores más comunes a la hora de expresar las pérdidas causadas por este fenómeno.

2.3. Indicadores de soiling

En este apartado, se detallan los dos principales indicadores que reflejan las pérdidas producidas por el soiling, como son el “Soiling Ratio (SRatio)” y el “Soiling Rate (SRate)”. Antes se definen varios términos [14] relacionados:

- Nivel de soiling (Soiling Level): Hace referencia a la reducción percentual media de la irradiancia recibida por un/(a) módulo / célula FV debida al soiling acumulado.
- Pérdida por soiling (Soiling Power Loss): Hace referencia a la reducción de la potencia de salida de un módulo FV debida al soiling acumulado. Las pérdidas por soiling se miden mediante la comparación de la salida eléctrica del módulo FV que presenta soiling con la salida de un módulo de referencia limpio. Esta comparación se puede realizar utilizando la intensidad de cortocircuito (I_{sc}); que sirve como aproximación para obtener la irradiancia efectiva que alcanza el módulo sucio con respecto a la del módulo limpio, o utilizando valores de potencia máxima (P_{max}). más adelante, tras explicar el indicador del *Soiling Ratio*, se señalan los ventajas e inconvenientes que surgen en ambos casos.

2.3.1. Soiling Ratio

El Soiling Ratio (SRatio) representa el cociente entre la salida eléctrica del módulo FV sucio y la salida eléctrica del módulo de referencia (limpio). Se pueden obtener valores de SRatio diferentes en función de si se utiliza la intensidad de cortocircuito o la potencia máxima. Es una magnitud adimensional y los valores utilizados suelen ser medias diarias considerando exclusivamente las horas de mayor irradiación.

➤ $SRatio^{I_{sc}}$

$$SRatio^{I_{sc}} = \frac{G_2}{G_1} = \frac{C_2^{I_{sc}} \cdot \left(1 - \alpha \cdot (T_2 - T_{ref})\right) \cdot I_{sc2}}{C_1^{I_{sc}} \cdot \left(1 - \alpha \cdot (T_1 - T_{ref})\right) \cdot I_{sc1}} \quad (1)$$

Donde:

- El subíndice 1 hace referencia al módulo limpio y el subíndice 2 al módulo sucio. El numerador de la ecuación hace referencia a la irradiancia (G_2) recibida por el módulo sucio, mientras que el denominador se corresponde con la irradiancia (G_1) asociada al módulo limpio. Hay soiling si $G_2 < G_1$ ($SRatio^{Isc} < 1$); en caso contrario, el valor del $SRatio^{Isc}$ es la unidad.
- I_{sc_i} representa la corriente de cortocircuito del módulo i ($i = 1$ ó 2).
- T_i representa la temperatura del módulo i ($i = 1$ ó 2).
- T_{ref} representa la temperatura de referencia.
- α representa el coeficiente de temperatura de la I_{sc} .
- C_1^{Isc} y C_2^{Isc} son constantes de calibración [14].

➤ $SRatio^{P_{max}}$

$$SRatio^{P_{max}} = \frac{C_2^{P_{max}} \cdot (1 - \gamma \cdot (T_2 - T_{ref})) \cdot P_{max_2}}{C_1^{P_{max}} \cdot (1 - \gamma \cdot (T_1 - T_{ref})) \cdot P_{max_1}} \quad (2)$$

- P_{max_i} representa la potencia máxima del módulo i ($i = 1$ ó 2).
- γ representa el coeficiente de temperatura de la P_{max} .
- $C_1^{P_{max}}$ y $C_2^{P_{max}}$ son constantes de calibración [14]. Estas dos constantes pueden sustituirse por un único valor que garantice que en ausencia de soiling, el valor de $SRatio = 1$.

La obtención de $SRatio^{Isc}$ suele ser más sencilla que la del $SRatio^{P_{max}}$, ya que para este último se requieren equipos capaces de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia o de obtener la curva IV del módulo FV. Sin embargo, en el caso de existir soiling no uniforme, los valores de $SRatio^{Isc}$ pueden no resultar representativos de las pérdidas por soiling. A continuación, se explica el efecto de la no uniformidad a la hora de emplear la I_{sc} o la P_{max} al calcular el soiling ratio.

La existencia de soiling no uniforme indica la presencia de notables diferencias en la densidad de suciedad acumulada en distintas partes del módulo (suele acumularse mayor cantidad en los bordes y en la parte inferior, tal y como se

muestra en la *Figura 2.7*). Puede provocar pérdidas por soiling mucho mayores que las que habría con el mismo nivel de soiling (misma cantidad de suciedad distribuida de forma uniforme).



Figura 2.7. Efecto de la no uniformidad del soiling en el cálculo del SRatio [5].

En [14], se realiza una simulación del efecto de la no uniformidad empleando máscaras de distintas tonalidades de gris para cubrir los bordes de un módulo FV formado por 72 células, agrupadas en 3 ramas en paralelo con 24 células en serie por rama, y 3 diodos de paso (Figura 2.8).

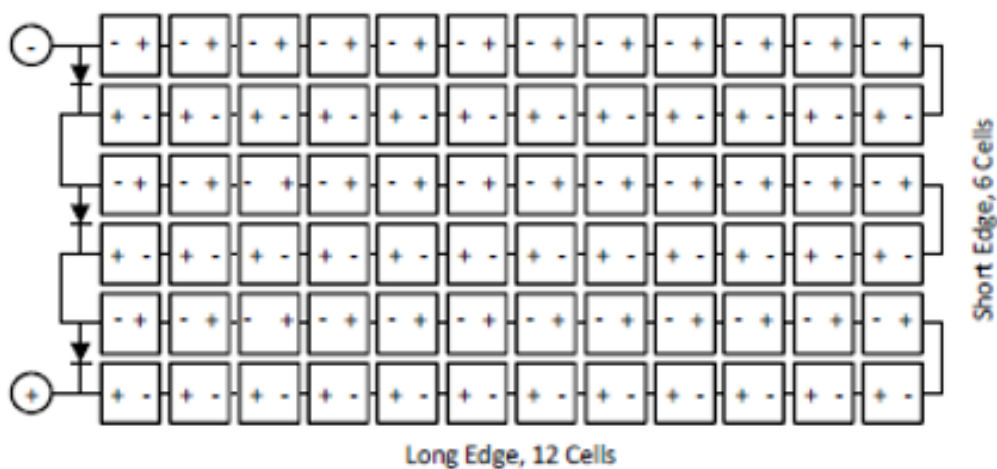


Figura 2.8. Estructura módulo FV utilizado en [14].

Se simularon dos casos: (a) se sombrearon con máscaras las 6 células del borde corto y (b) se sombrearon las 12 células del borde largo.

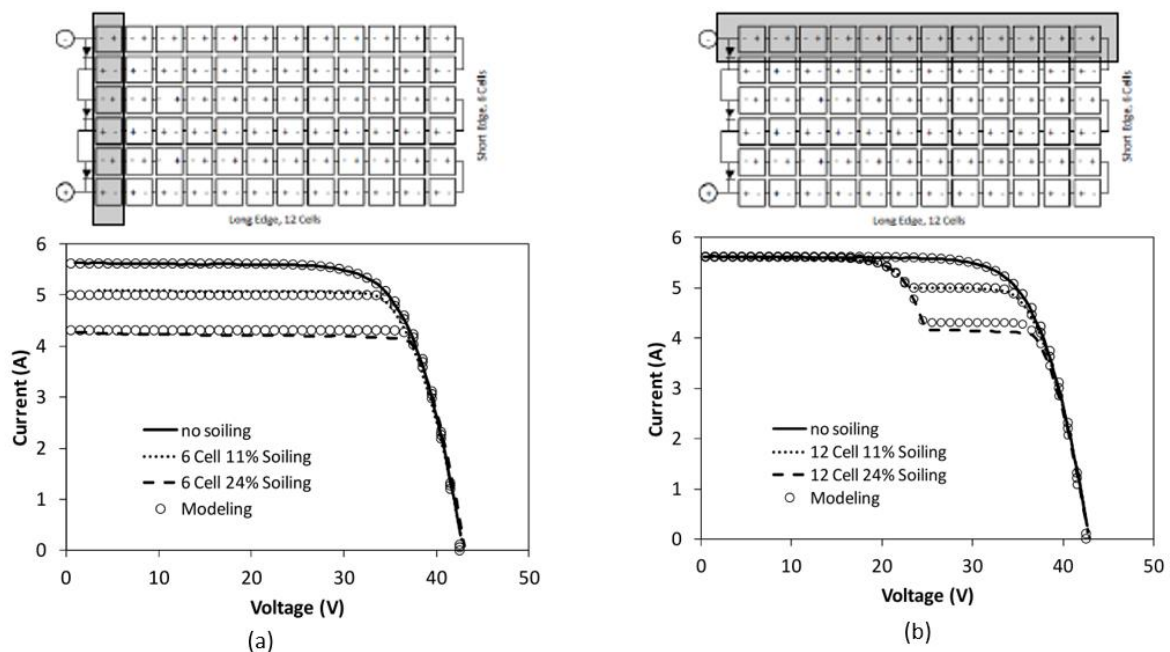


Figura 2.9. Curvas IV en los casos (a) y (b) descritos [14]

En el caso (a) se observa que al no conducir ningún diodo de paso, la corriente total del módulo está limitada por las células sombreadas, la cual se distribuye en la misma proporción por las tres ramas. La corriente de cortocircuito decrece al aumentar el nivel de sombreado. En este caso, sí se podría utilizar su valor para calcular el SRatio, aunque para determinadas tecnologías y en función del nivel de soiling podría sobrevalorar las pérdidas.

Sin embargo, en el caso (b), al pertenecer todas las células sombreadas a la misma rama en paralelo de células, se activa uno de los diodos de paso, lo cual provoca que la corriente de cortocircuito del módulo no se vea afectada por las células sombreadas. En el caso extremo de que el resto del módulo estuviera totalmente limpio, el valor del SRatio calculado con la I_{SC} sería igual a 1, lo cual demuestra que no sería representativo (infravalora las pérdidas) y debería emplearse la P_{max} .

En la Figura 2.10, se muestra gráficamente lo explicado en los dos párrafos anteriores.

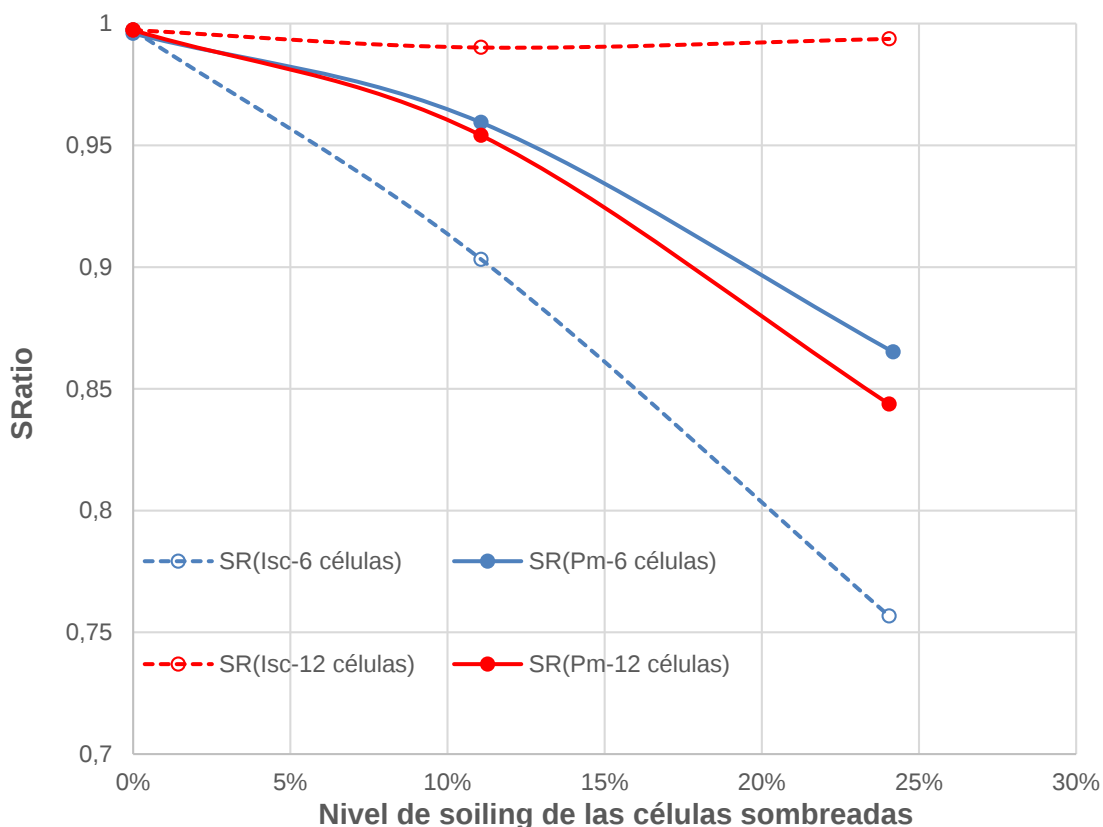


Figura 2.10. Comparativa SRatio con Isc y con Pmax. (Datos obtenidos de [14]).

En [14], también se analiza la conveniencia de emplear la intensidad de cortocircuito o la potencia máxima en función de la tecnología FV y el nivel de soiling, puesto que la respuesta a la no uniformidad depende fundamentalmente de estos dos parámetros.

2.3.2. Soiling Rate

Se denominan Soiling Rate (SRate) o tasa de variación del Soiling Ratio al cambio porcentual del SRatio durante períodos secos (más de 14 días sin precipitaciones) y se expresa en % / día.

En [15], se presenta un método alternativo para extraer el SRate a partir de datos de potencia generada por el sistema FV, para lo cual considera muestras estadísticas de SRatio de la localización del sistema. En la Figura 2.11, se muestran valores de SRate calculados mediante este método.

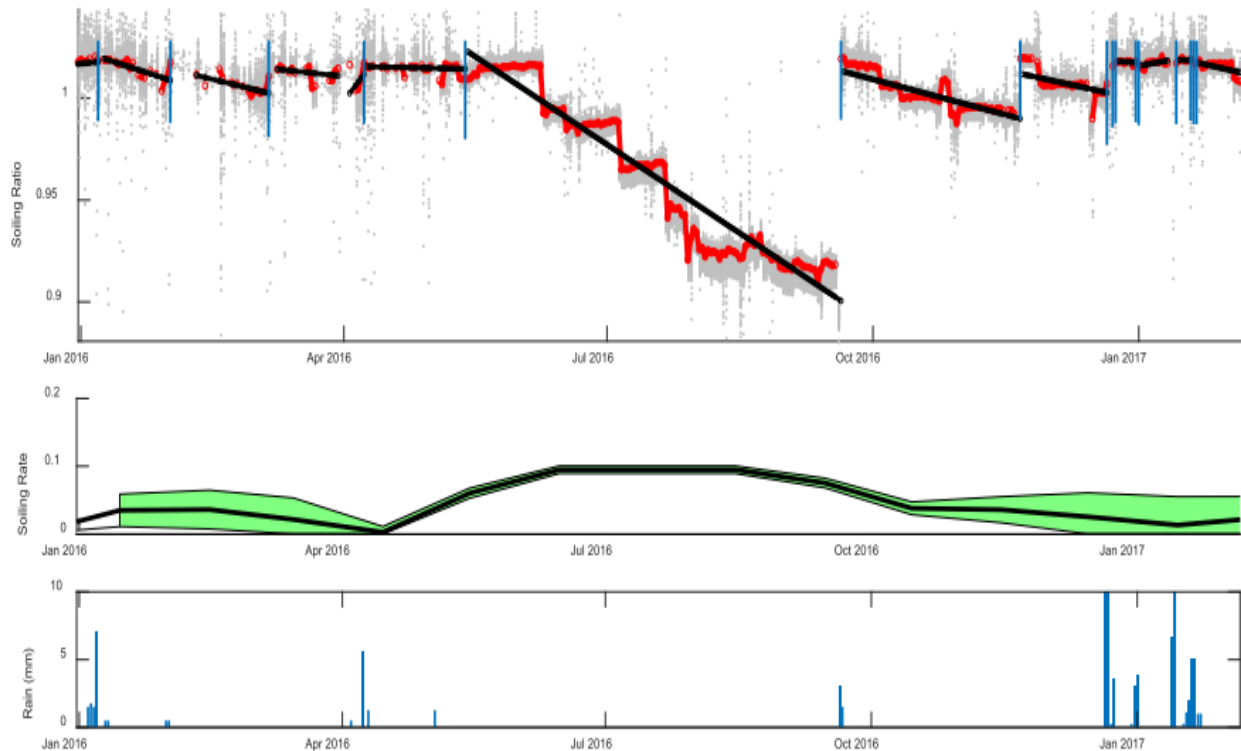


Figura 2.11. Cálculo SRate. Ventana superior: SRatio calculados cada minuto (gris), valores medios diarios de SRatio (rojo), eventos que restablecen el SRatio a 1 [Reset Events] (azul), ajuste lineal entre Reset Events. Ventana intermedia: Valores de SRate (negro), intervalo de confianza (verde). Ventana inferior: Precipitaciones diarias. [16]

Se puede apreciar que los valores de SRate se corresponden de forma aproximada con la pendiente que representa la variación del SRatio entre dos eventos de limpieza (precipitación) consecutivos.

El SRatio permite conocer de manera instantánea las pérdidas por soiling, comparando éstas con las existentes en otras localizaciones, mientras que el SRate permite identificar eventos en los que se producen grandes acumulaciones de soiling (tormentas de arena, erupciones volcánicas) especialmente en zonas desérticas con largos períodos sin precipitaciones [17] y su análisis resulta de gran utilidad a la hora de planificar los períodos de limpieza.

2.4. Líneas de Investigación de Soiling

En el siguiente epígrafe, se indican las principales líneas de investigación relacionadas con el soiling en sistemas fotovoltaicos (Ver Figura 2.12).



Figura 2.12. Líneas de investigación de soiling en FV.

De las 5 principales líneas que se observan en el esquema, se dedicará un capítulo completo de esta memoria a la referente a la monitorización y sensores de soiling. Las restantes se describen de forma general a continuación.

2.4.1. Predicción del soiling

La predicción del soiling consiste en indentificar con anterioridad a que se hagan efectivos, tanto los efectos como las pérdidas que el soiling tendría sobre un sistema fotovoltaico ubicado en una localización concreta. Actualmente, existen dos claras bifurcaciones de esta línea de investigación.

La primera de ellas consiste en la realización de perfiles de soiling. Para ello, se recopilan datos estadísticos de parámetros ambientales y meteorológicos de cada ubicación ponderando cada uno de ellos según su impacto en la acumulación de soiling [18], [19], y se incluyen parámetros relativos al sistema fotovoltaico (SFV), como la orientación de los módulos, su altura respecto al suelo, su inclinación, etc. e incluso propiedades físico-químicas de la suciedad. Esta información, se va a utilizar para desarrollar y ajustar algoritmos, como el elaborado por Muller et al. [20], o modelos basados en redes neuronales [21], [22], que proporcionen el valor de las pérdidas por soiling. La obtención de estos perfiles de soiling va a permitir la optimización del programa de limpieza a implementar en un determinado SFV [23].

En la *Figura 2.13*, se encuentran ordenados los parámetros que presentan un mayor coeficiente de determinación (R^2) al relacionarlos con los valores de SRatio y SRate.

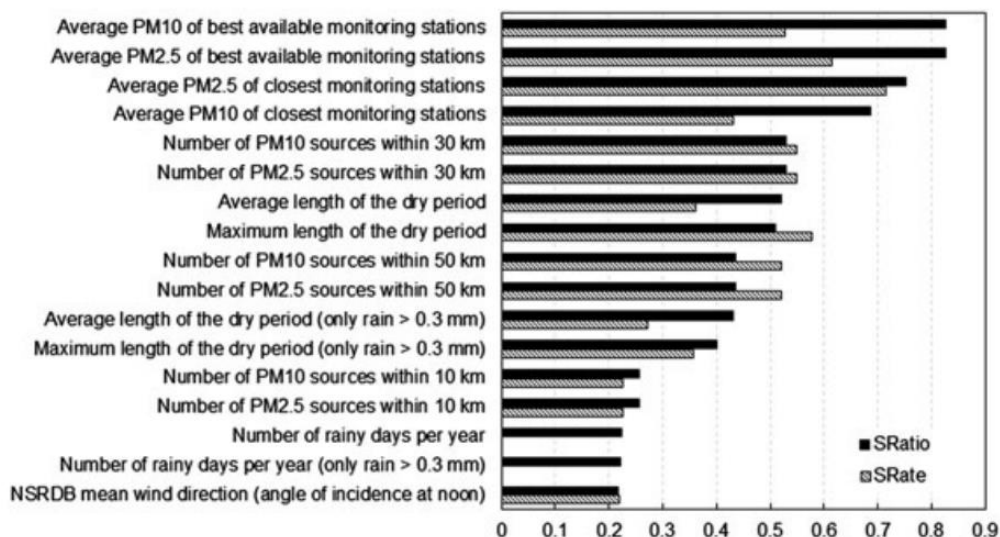


Figura 2.13. Parámetros ambientales con mayor coeficiente de determinación (R^2) con respecto a las pérdidas por soiling [18].

Otra de las principales consecuencias de esta línea de investigación es la posibilidad de generar mapas de soiling como el que se muestra en la *Figura 2.14*, y que ha sido elaborado por el NREL, tanto a partir de datos reales como de datos obtenidos mediante modelado con las redes neuronales y algoritmos presentados previamente.

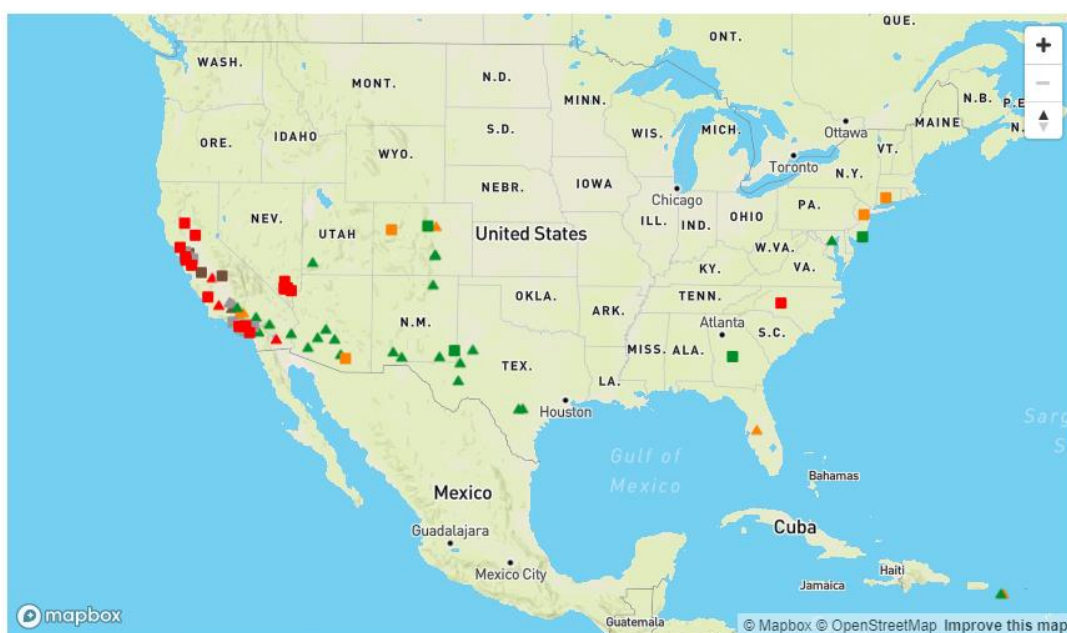


Figura 2.14. Mapa de soiling de EEUU [24].

La segunda vía de investigación para la predicción y la elaboración de modelos de soiling consiste en el empleo de técnicas de deposición artificial de soiling [25]–[27], mediante lo que se conoce como “cámaras de soiling” (Figura 2.15). Estas cámaras son equipos que simulan el proceso de formación y deposición del soiling sobre módulos FV o sobre el material encapsulante de los mismos, permitiendo de este modo obtener los efectos y evaluar las pérdidas (energéticas y/o espectrales) que se producen.

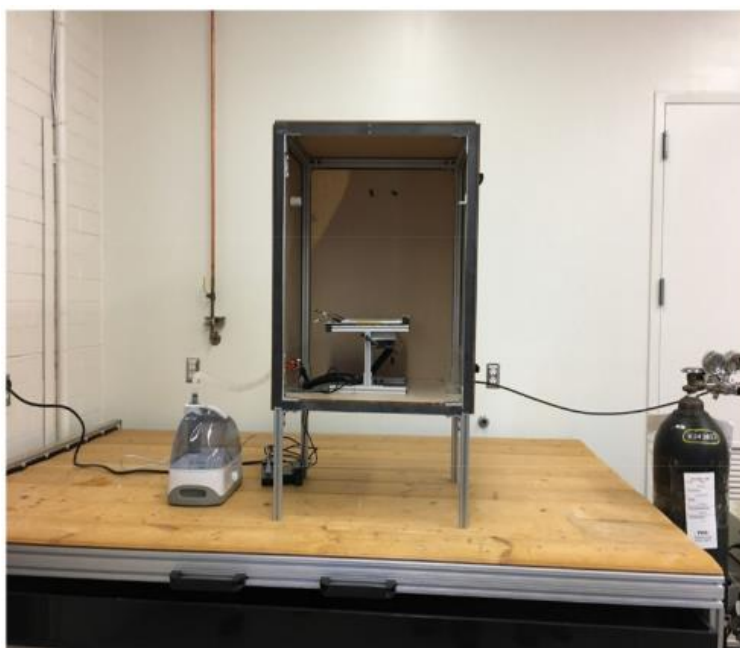


Figura 2.15. Cámara de soiling [27].

Otra aplicación de las cámaras de soiling consiste en la evaluación de la efectividad de recubrimientos anti-soiling. En [27], se evalúa como disminuyen las pérdidas de transmitancia espectral según el tipo de recubrimiento aplicado.

2.4.2. Caracterización del soiling

Esta línea de investigación abarca tanto la identificación de las propiedades físicas y químicas del soiling, lo cual se lleva a cabo mediante técnicas microscópicas, procesamiento de imágenes y análisis químicos y gravimétricos como los descritos en [28]; como la caracterización espectral del mismo mediante medidas de transmitancia (Figura 2.16), como las realizadas en una investigación global descrita en [12] o las presentadas en [29] para SFVs de concentración.

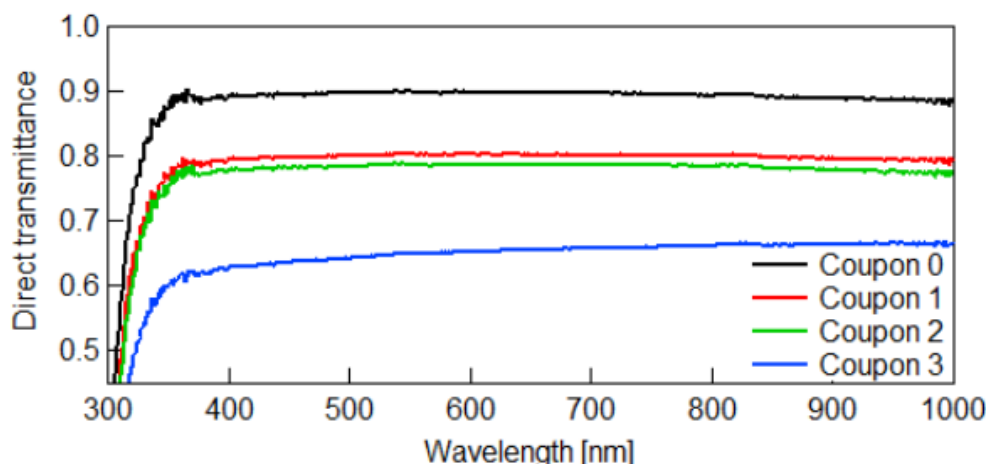


Figura 2.16. Caracterización espectral del soiling: medidas de transmitancia directa. [12]

En la gráfica, se representa como se reduce la transmitancia a medida que aumenta el período de exposición del material encapsulante (en inglés, “coupon”).

Un indicador importante es el denominado como “Superficie Cubierta” (en inglés, Area Coverage) el cual representa la proporción de superficie del encapsulante que se encuentra cubierta por soiling. En [30], se obtiene una relación lineal entre este indicador y las pérdidas de transmitancia espectral, como se muestra en la Figura 2.17.

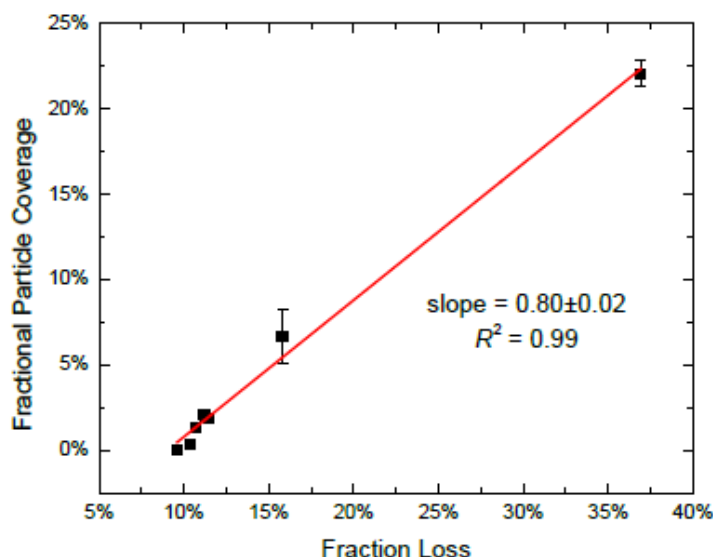


Figura 2.17. Relación entre las pérdidas por transmitancia y la cobertura de área [30].

Se ha comprobado que es posible estimar las pérdidas espectrales a partir de un análisis microscópico y técnicas de procesamiento de imágenes, con lo que se evita tener que emplear equipos costosos como es el caso de los espectrómetros.

2.4.3. Monitorización del soiling

La monitorización del soiling en sistemas fotovoltaicos consiste en detectar y cuantificar las pérdidas por soiling. Como se indicó en el punto 2.2, las pérdidas de energía debidas al soiling pueden alcanzar el 7% anual, y de forma puntual en ciertas regiones se han llegado a registrar pérdidas del 70%. Esto se traduce en cuantiosas pérdidas económicas, además de un aumento en la incertidumbre para los empresarios, al no conocer la cantidad de energía que van a generar sus instalaciones. Estos aspectos resaltan la importancia de monitorizar el soiling en SFVs, ya que esto posibilita la implantación de programas de limpieza optimizados que permitan reducir los costes asociados a las pérdidas debidas exclusivamente al soiling, sin que esto suponga un aumento injustificado de los costes de mantenimiento.

Actualmente, no existe un estándar que indique como debe monitorizarse el soiling. Las soluciones más extendidas son las denominadas estaciones de soiling, las cuales están formadas por dos dispositivos FV, uno de referencia que se encuentra siempre limpio, y otro que se deja ensuciar de forma natural. Las pérdidas se obtienen mediante la comparación de la salida eléctrica de ambos dispositivos. El inconveniente de este tipo de solución es su coste, el espacio que ocupan y, especialmente, su elevado mantenimiento. Por este motivo, se están desarrollando sistemas de bajo coste y reducido mantenimiento como el sistema analizado en este trabajo. En el siguiente capítulo, se analiza en detalle el estado del arte de la monitorización del soiling en SFVs, describiendo las distintas soluciones comerciales o bajo desarrollo en la actualidad.

2.4.4. Mitigación y limpieza

La línea de investigación que se encarga del desarrollo de estrategias de mitigación del soiling presenta como objetivo principal la reducción de las pérdidas que el soiling provoca en SFVs con la mayor eficacia y eficiencia. En el esquema de la *Figura 2.18* se muestran las técnicas de mitigación habituales actualmente (en azul) y las que se encuentran bajo investigación (en rojo). En verde, se indica la existencia de otras medidas que pueden reducir las pérdidas por soiling, sin embargo algunas de ellas solo será conveniente aplicarlas si su puesta en marcha

no implica mayores pérdidas por otros motivos, como es el caso de la inclinación de los módulos FV o el diseño de los mismos.

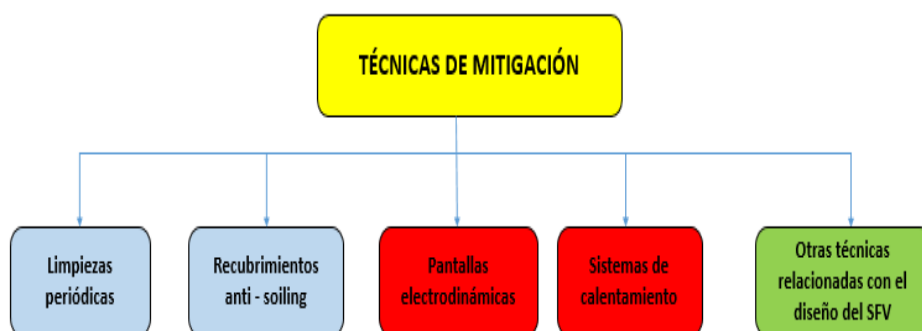


Figura 2.18. Técnicas de mitigación.

Limpiezas periódicas

Esta técnica de mitigación consiste en la implementación y ejecución de un calendario de limpieza adecuado en base a la información obtenida mediante la monitorización del soiling o mediante alguna de las técnicas de predicción señaladas en el apartado 2.4.1. La clasificación más simple de las técnicas de limpieza se basa en si se utiliza o no agua para realizarlas. Lo más habitual es el uso de agua, puesto que reduce la posibilidad de abrasión de los módulos FV [31], sin embargo en determinadas regiones con escasos recursos hídricos puede llegar a resultar demasiado costoso y se opta por técnicas de limpieza en seco o por la aplicación de recubrimientos anti – soiling. Otra forma de clasificar las técnicas de limpieza es según la necesidad o no de mano de obra (Figura 2.19).

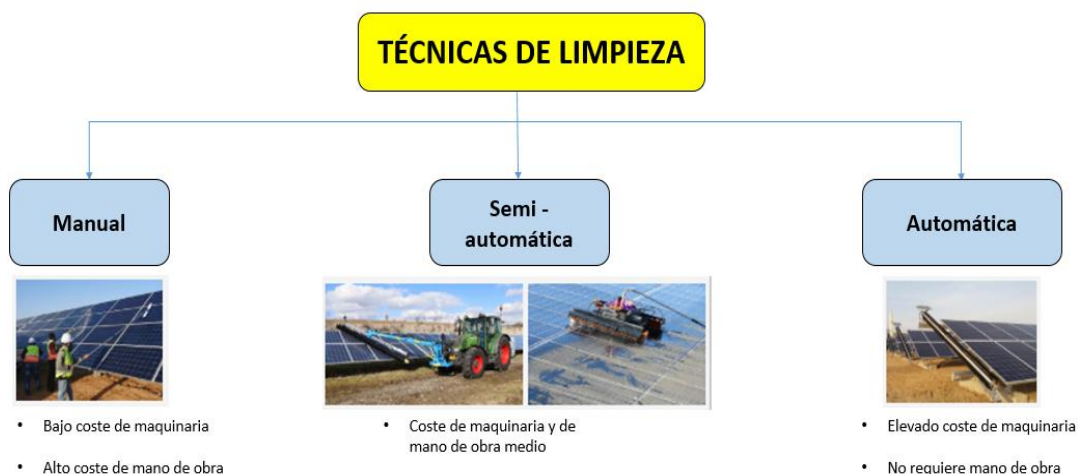


Figura 2.19. Clasificación de técnicas de limpieza según método empleado. Imágenes obtenidas de [6].

La limpieza manual es común en países con mano de obra barata, como India; las técnicas semi – automáticas con robots o con tractores son más habituales en países europeos y en EEUU. Por último, las técnicas automáticas se emplean en regiones con altos niveles de soiling donde se requieren limpiezas muy frecuentes (diarias) como en las proximidades de grandes desiertos.

Recubrimientos anti – soiling

Los recubrimientos anti – soiling aplicados sobre el encapsulante de los módulos FV tienen como principal función reducir la acumulación de soiling y como consecuencia las necesidades de realizar limpiezas. Su efectividad se evalúa a través de la caracterización de sus propiedades ópticas (medida de la transmitancia espectral) tras ser sometidos a procesos de deposición artificial de soiling. En [32], [33] se compara las pérdidas de transmitancia de un encapsulante sin recubrimiento con las que se obtienen cuando se aplican distintos tipos de recubrimientos, analizando también como influyen las propiedades físico – químicas del soiling sobre los resultados. En [34], se comparan las pérdidas energéticas por soiling en módulos con y sin recubrimiento instalados en la Universidad de Málaga no sometidos a ninguna técnica de limpieza, tal y como se observa en la *Figura 2.20*. En este proyecto, los resultados obtenidos reflejan que las pérdidas energéticas medias diarias por soiling se redujeron en un 0,8% al utilizar el recubrimiento anti-soiling, pasando de un 3,3% a un 2,5%.

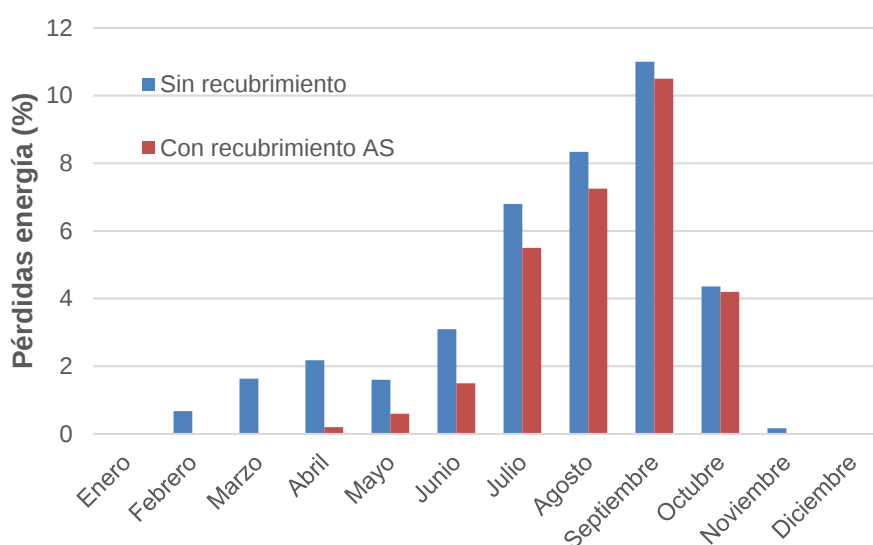


Figura 2.20. Comparativa pérdidas por soiling en módulos con y sin recubrimiento AS. Datos obtenidos de [34].

Se observa que las pérdidas por soiling se pueden reducir hasta un 2% en determinados meses sin necesidad de aplicar ninguna otra técnica de limpieza. Además de sus propiedades anti – soiling, los materiales que componen estos recubrimientos deben ser anti – reflectivos, hidrofóbicos, duraderos, completamente transparentes y no presentar sustancias tóxicas.

Su uso aún no se encuentra demasiado expandido, aunque esta técnica de mitigación pasiva en combinación con alguna técnica de limpieza puede suponer a largo plazo un ahorro económico considerable al verse reducido el número de limpiezas por período.

Pantallas electrodinámicas

El principio de actuación de las pantallas electrodinámicas se basa en la generación de un campo magnético que repele las partículas de soiling depositadas sobre la superficie. Estas pantallas están formadas por filas de electrodos paralelos insertados entre dos películas dieléctricas transparentes, y se adhieren al encapsulante de los módulos FV (Figura 2.21).

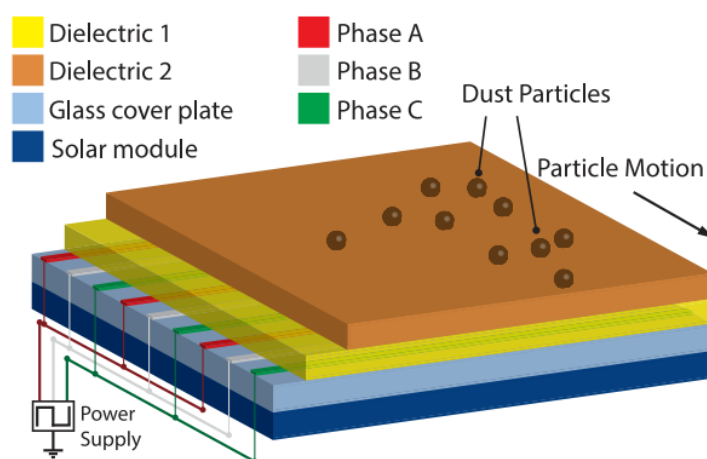


Figura 2.21. Pantalla electrodinámica [35].

Es una técnica de mitigación en fase de desarrollo y que actualmente presenta algunos inconvenientes, como son el consumo de energía, su alto coste y su incierto funcionamiento en regiones con altos valores de humedad ambiente. En [35], se analiza en profundidad esta técnica, presentado su situación actual y los retos por superar y destaca sus posibles beneficios en plantas FV situadas en regiones con difícil acceso a agua para realizar limpiezas.

Sistemas de calentamiento

Los sistemas de calentamiento tienen como función evitar la formación de rocío sobre los módulos FV, ya que según lo presentado en varios estudios como [10], el rocío contribuye a la adhesión de las partículas de soiling sobre la superficie de los módulos FV al incrementar el fenómeno de cementación, que es una de las etapas de formación del soiling, como se aprecia en la *Figura 2.22*.

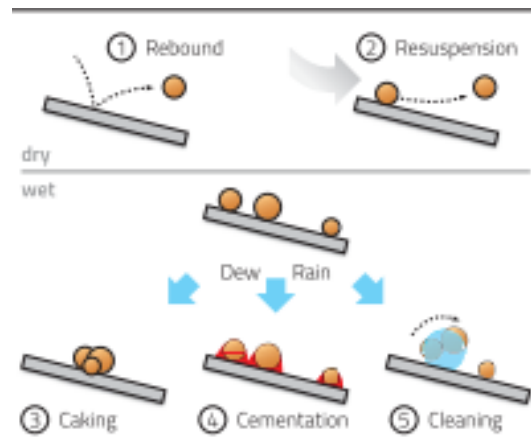


Figura 2.22. Etapas de formación de soiling [6].

Existen distintos mecanismos de calentamiento, siendo los principales tipos los mostrados en la *Figura 2.23*.

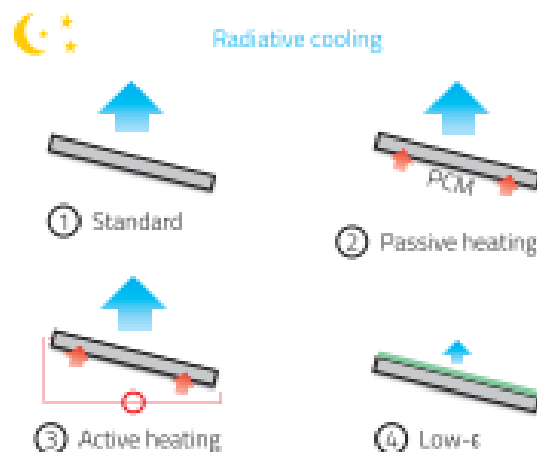


Figura 2.23. Mecanismos de calentamiento [6].

Los más comunes son los mecanismos pasivos que mediante un sistema de conductos recogen el calor de los módulos durante el día y se los devuelve durante la noche provocando un doble efecto beneficioso al también reducir la temperatura durante el día, aumentando la potencia que estos generan. Otros mecanismos de

calentamiento son los basados en el empleo de recubrimientos con bajos coeficientes de emisividad térmica, evitando enfriamientos bruscos durante la noche. Esta técnica se encuentra aún bajo desarrollo por su alto coste actual.

Otras técnicas de mitigación

Además de las técnicas descritas anteriormente, existen otras cuya aplicación puede resultar todavía más sencilla, entre las que destacan la construcción de barreras de viento (*Figura 2.24.b*), la elección adecuada de la localización del SFV, evitando que éste se encuentre próximo a zonas con alta presencia de soiling, o la puesta en vertical o en posición invertida de las estructuras con seguimiento solar durante la noche (*Figura 2.24.a*).

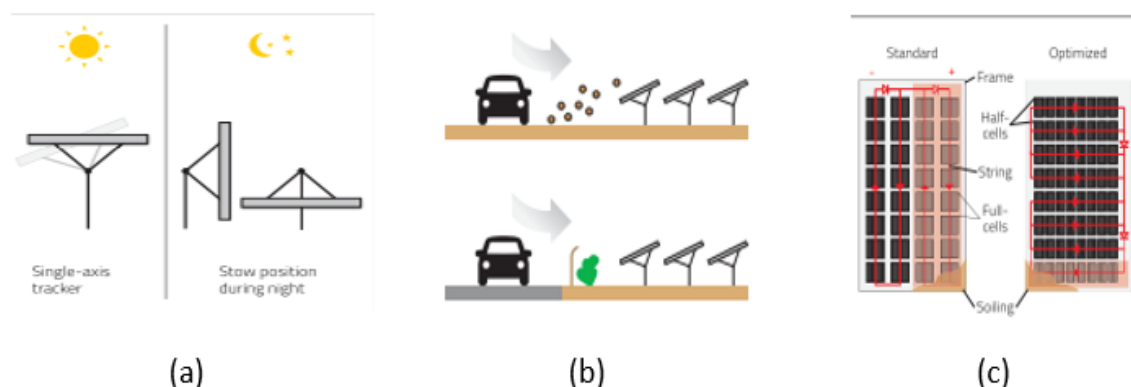


Figura 2.24. Otras técnicas de mitigación. (a) Posición del tracker durante la noche. (b) Construcción de barreras. (c) Configuración interna de los módulos FV. Imágenes obtenidas de [6].

Debido a la mayor acumulación de soiling en los extremos inferiores de los módulos FV, una medida para reducir las pérdidas de energía consiste en optimizar la disposición de las células del módulo como se muestra en la *Figura 2.24.c*.

Todas las técnicas de mitigación analizadas en este punto suelen ser estudiadas desde dos puntos de vista:

- Energético: Cuantificando la reducción de las pérdidas por soiling.
- Económico: Analizando su coste de implantación y mantenimiento.

En el siguiente epígrafe, se describen los fundamentos económicos relacionados con el soiling en SFVs.

2.4.5. Aspectos económicos del soiling

El estudio del impacto económico del soiling en sistemas fotovoltaicos representa un papel esencial. Es necesario conocer modelos de predicción de soiling, las propiedades del soiling y sus efectos, así como datos reales monitorizados que cuantifiquen las pérdidas. Todas estas entradas son analizadas y evaluadas para calcular los costes económicos asociados a las pérdidas energéticas por soiling, permitiendo posteriormente optimizar el programa de limpiezas (número y método a emplear), como se realizó en la investigación llevada a cabo en 7 localizaciones distintas en [36]. En este estudio, se realizó una predicción del impacto económico del soiling a partir de modelos que consideran parámetros meteorológicos de cada lugar, el ángulo de inclinación óptimo de los módulos FV y la cantidad ingresada por cada kWh de energía producido en los distintos lugares. Posteriormente, se utilizaron simulaciones de Monte-Carlo para identificarr el período óptimo entre limpiezas y el método más rentable para llevarlas a cabo.

A partir de lo descrito en el párrafo anterior, se puede deducir que los costes de soiling son la suma de dos componentes:

- Costes asociados a las pérdidas energéticas (C_{PE}).
- Costes asociados a las limpiezas (C_L).

En la Figura 2.25, se muestra gráficamente la optimización del número de limpiezas anuales en un sistema FV instalado en el desierto de Atacama [37] considerando un coste de limpieza fijo de 5 dólares americanos (USD) por cada kWp instalado y suponiendo que el valor del soiling rate es el mismo durante todo el año.

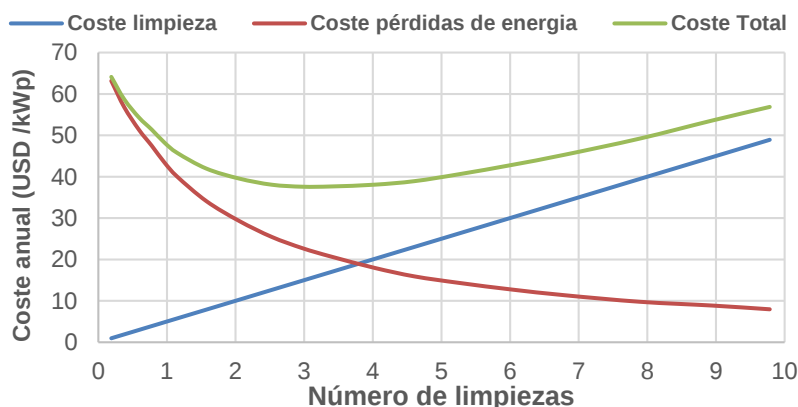


Figura 2.25. Optimización del número de limpiezas anuales. Datos obtenidos de [37].

El número óptimo se obtiene a partir de la intersección entre la curva de costes por pérdidas energéticas y la recta de costes de limpieza, siendo en este caso de 4 limpiezas anuales.

Se debe destacar que solo es rentable limpiar si la reducción de los costes asociados a las pérdidas energéticas es mayor que el propio coste de la limpieza. Además de lo indicado anteriormente, es conveniente la realización de análisis de sensibilidad en los que se evalúen distintos costes de pérdidas energéticas por kWp instalado o distintos costes de limpieza como se muestra en [37], donde se optimiza el número de limpiezas en distintas localizaciones del desierto de Atacama, Chile en base a los costes incurridos debido a la pérdida de energía y a diferentes costes de limpieza.

En [6], se analizaron los costes de distintas técnicas de limpieza considerando factores adicionales que pueden afectar a los valores del soiling rate, como subvenciones, posibles mejoras futuras de la eficiencia de los módulos FV, período de recuperación, etc.

A modo de conclusión, se puede afirmar que el estudio y análisis del impacto económico del soiling constituye una base sólida a partir de la cual reducir los coste de operación y mantenimiento de los SFVs. Además fomentan el desarrollo de nuevas técnicas de mitigación del soiling económicamente factibles desde el punto de vista comercial, pudiéndose incluir también el desarrollo de sistemas de monitorización de bajo coste debido a su papel fundamental en la organización de los calendarios de limpieza.

En el siguiente capítulo, se realiza un análisis detallado de los sistemas de monitorización del soiling existentes actualmente.

3. SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN DE SOILING EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.1. Introducción

La aplicación y el desarrollo de sistemas de monitorización del soiling en sistemas fotovoltaicos (SFVs) se justifica como consecuencia de las pérdidas energéticas que se producen inevitablemente, en mayor o menor cuantía, debidas a este fenómeno en cualquier región del mundo. En el capítulo 2, y en concreto en el punto 2.4.3, ya se indicaron las causas y los beneficios que implica la monitorización del soiling, especialmente en lo relacionado a la optimización de las técnicas de mitigación o calendarios de limpieza.

Actualmente, en el estándar internacional IEC 61724-1 [38], en el que se indica como se deben monitorizar los SFVs, se menciona de forma muy general la parte de soiling. Esto implica que su monitorización no se encuentre todavía estandarizada a nivel global; sin embargo, en los últimos años, numerosas empresas e investigadores de todo el mundo se han unido a la Comunidad de Trabajo Internacional para la Garantía de la Calidad Fotovoltaica (PVQAT, del inglés *International Photovoltaic Quality Assurance Task Force*) para desarrollar estándares relativos a aspectos relacionados con los SFVs, entre los que se encuentra la monitorización del soiling.

En este capítulo, se describen los principales equipos y sensores desarrollados a nivel comercial o en fase de investigación que se están empleando para monitorizar el soiling y sus efectos en estos sistemas. El último apartado del mismo se destinará a la explicación detallada del detector estudiado en este TFM, indicando su principios de funcionamiento, su procedimiento de medida y los distintos componentes que lo integran.

3.2. Estado del arte de la monitorización del soiling en SFVs

En este apartado, se analizan los distintos métodos y equipos empleados para la monitorización del soiling en SFVs.

3.2.1. Estaciones de soiling

Los equipos más extendidos para monitorizar los efectos del soiling son las llamadas estaciones de soiling ("Soiling Stations"), como la que se muestra en la Figura 3.1.



Figura 3.1. Estación de soiling en Belo Horizonte (Brasil) [39].

Se encuentran formadas por dos dispositivos fotovoltaicos idénticos; uno de ellos sirve de referencia y debe permanecer siempre limpio, mientras que el otro se deja ensuciar de forma natural. El Soiling Ratio se calcula comparando la salida eléctrica de ambos dispositivos. Como se indicó anteriormente (punto 2.3.1), se puede emplear la intensidad de cortocircuito (I_{sc}) o la potencia máxima (P_{max}) para obtener este valor, siendo el uso de la P_{max} más preciso si la distribución del soiling no es uniforme (al emplear la I_{sc} se está asumiendo que la potencia de salida es proporcional a esta). En [5], se comparan los resultados obtenidos con los dos parámetros mediante una estación de soiling que sí registra valores de P_{max} , siendo bastante más frecuentes las estaciones que solo miden valores de I_{sc} .

Aunque se trata de una solución bastante simple, presenta algunos inconvenientes que deben ser considerados a la hora de tratar y analizar los datos. Entre los problemas más comunes se encuentran:

- La existencia de diferencias en los ángulos de inclinación o en la orientación de los dispositivos (Figura 3.2).
- La variación de los valores de Soiling Ratio en función de la hora en la que se realicen las medidas (Figura 3.2). Por este motivo, se deben emplear criterios para filtrar los resultados, como los fijados en [9]:
 - Considerar los datos medidos entre las 11 h y las 13 h.
 - Descartar los valores medidos cuando la irradiancia media horizontal horaria sea inferior a 500 W/m^2 .
 - Descartar los valores medidos cuando la I_{sc} del dispositivo de referencia sea inferior al 80% del valor medio anual.

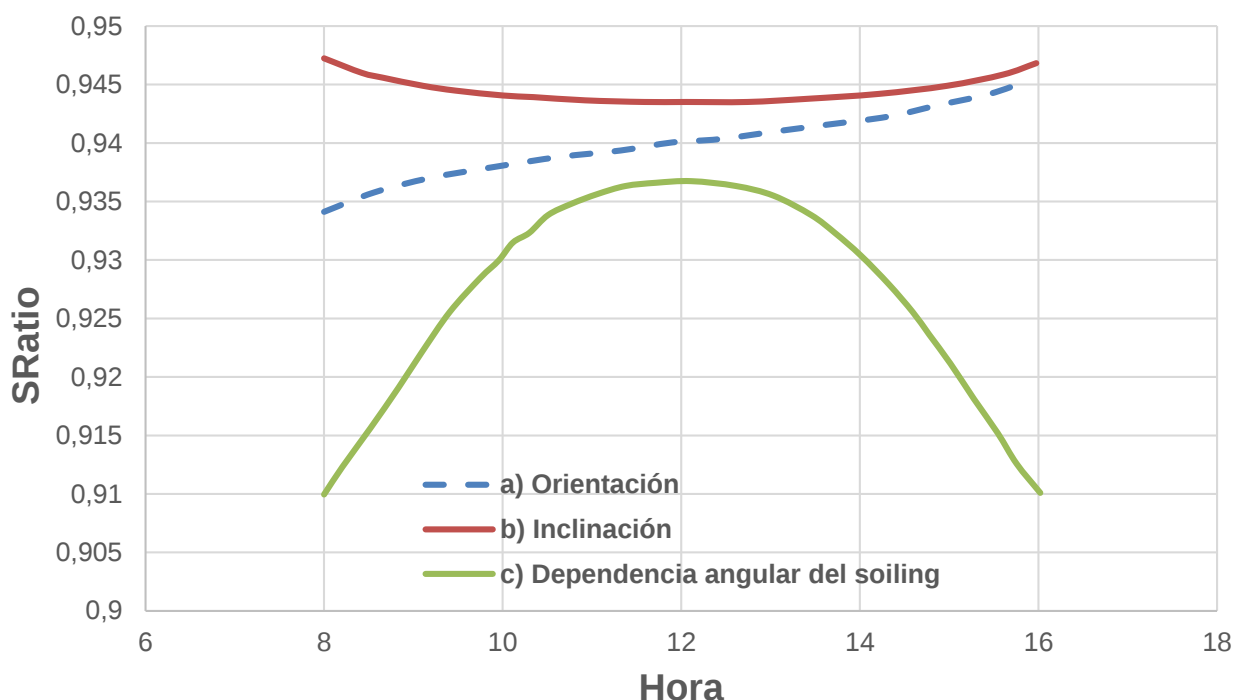


Figura 3.2. Dependencia de los valores del Soiling Ratio con la hora. (a) Diferencia de 0.5° entre la orientación del dispositivo de referencia y el sucio. (b) Diferencia de 0.5° entre la inclinación del dispositivo de referencia y el sucio. (c) Dependencia angular del soiling. Datos obtenidos de [40].

- La obtención de valores erróneos como consecuencia de un mal programa de mantenimiento de la estación de soiling. Las estaciones de soiling requieren un mantenimiento muy elevado y en ocasiones costoso si se recurre a las estaciones de soiling automáticas como la presentada en [41], cuyo coste supera los 1000 €. En [20], se presenta un algoritmo que cuantifica la incertidumbre de las medidas y corrige el valor del Soiling Ratio.

Los problemas anteriores asociados a las medidas junto a su alto coste, su elevado mantenimiento y el espacio que ocupan han fomentado el desarrollo de nuevos sistemas y sensores de bajo mantenimiento con mayor fiabilidad en las medidas. A continuación, se describen algunos de ellos ya disponibles a nivel comercial.

3.2.2. Soluciones innovadoras

Waterless Soiling Station

Se trata de un sistema desarrollado por la Universidad estatal de Arizona, EEUU, que no requiere mantenimiento con agua una vez instalado, que permite disponer de los datos en tiempo real y cuyo principio de operación y proceso de medida es idéntico al de las estaciones de soiling habituales. En la Figura 3.3 se muestra una fotografía del prototipo instalado en Arizona, EEUU.

Esta estación está formada por una estructura que presenta cuatro dispositivos (módulos) fotovoltaicos idénticos cubiertos con material encapsulante. La parte izquierda de la estructura contiene los dos módulos que se utilizan como referencia y deben permanecer limpios, motivo por el cual están cubierto por un obturador de cristal; mientras que en la parte derecha se encuentran los módulos que se dejan ensuciar de forma natural. La existencia de dos módulos FV en cada parte se justifica para prevenir pérdida de información en caso de un mal funcionamiento de alguno de los módulos que actúan como sensores (existe duplicidad de datos).



Figura 3.3. Waterless Soiling Station desarrollada por la Universidad Estatal de Arizona [42].

El sistema registra y transmite las medidas de la corriente de cortocircuito (I_{sc}) de los sensores sucios cada minuto durante las horas con luz solar. El valor de I_{sc} de los sensores de referencia se registra con el obturador que los cubre abierto en las horas centrales del día y con altos valores de irradiancia. Los valores de I_{sc} recogidos se utilizan para calcular el Soiling Ratio.

En la *Figura 3.3*, se muestran las distintas etapas de funcionamiento del sistema.



Figura 3.4. Etapas de funcionamiento de la Waterless Soiling Station [42].

En la fotografía de la derecha, el obturador que cubre los sensores que actúan como referencia se encuentra abierto para registrar el valor de I_{sc} sin soiling.

Este sistema se diferencia únicamente de las estaciones de soiling tradicionales en que no requiere limpieza y su mantenimiento es menor. Sin embargo, presenta el resto de inconvenientes: alto coste, ocupa bastante espacio y poca precisión en los resultados al emplear el valor de I_{sc} .

Mars Soiling Sensor

Se trata de un sensor óptico desarrollado y patentado por la empresa “Atonometrics” [43]. Al contrario que las estaciones de soiling, no requiere ningún dispositivo FV ni necesita limpiezas periódicas, siendo su tamaño y su coste mucho

menor, permitiendo así su aplicación en grandes plantas FV. En la Figura 3.5, se muestra el sensor instalado en la cubierta de un aparcamiento durante su período de evaluación.



Figura 3.5. Sensor de soiling Mars instalado en la cubierta de un parking [44].

Este sensor proporciona las pérdidas ópticas debidas al soiling (SL, del inglés Soiling Losses) debido a la reducción de la transmitancia de una placa de cristal, según la siguiente ecuación:

$$SL = 1 - T = R + A \quad (3)$$

Donde:

- SL son las pérdidas por soiling expresadas en tanto por uno.
- T es la fracción de luz transmitida a través de la capa de soiling.
- R es la fracción de luz reflejada.
- A es la fracción de luz absorbida.

Por simplicidad, el sensor solo considera T, R y A como propiedades de la capa de soiling, despreciando cualquier absorción o reflexión por parte de la placa de cristal (considera una transmitancia del cristal igual a 1).

En la Figura 3.6, se muestra un esquema con los distintos componentes del sensor.

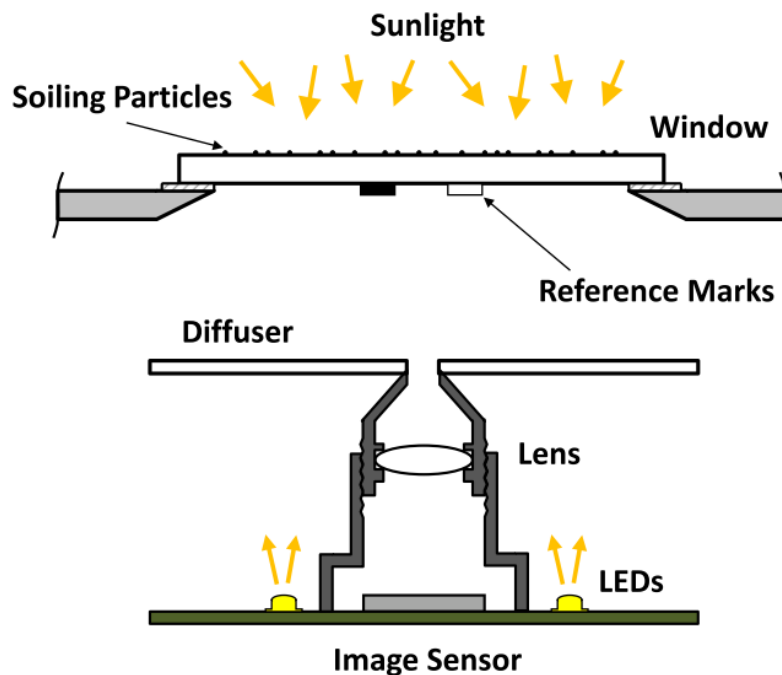


Figura 3.6. Esquema del sensor de soiling Mars. [43]

El sensor consta de una placa de cristal en la que se acumulan las partículas de soiling y que debe disponerse con la misma inclinación y orientación que los módulos que componen el sistema fotovoltaico. Otros componentes del sensor son: el difusor que distribuye la luz por toda la placa y la lente que concentra la luz reflejada en el sensor óptico (cámara) que adquiere las imágenes. Los LEDs se utilizan para realizar medidas durante la noche, mientras que las marcas de referencia sirven para calibrar el algoritmo de procesamiento de las imágenes.

Su principio de funcionamiento se basa en que las partículas de soiling acumuladas bloquean la radiación solar incidente, mediante reflexión y absorción de una fracción de la luz. El funcionamiento del sensor difiere según si existe luz solar suficiente o no.

- En el caso del funcionamiento con luz externa (Figura 3.7b), se obtiene directamente una imagen de la capa de soiling acumulada en el cristal y mediante un algoritmo se procesan estas imágenes tomando como referencia las marcas blancas y negras impresas en la parte inferior del

cristal. La salida de este algoritmo es el valor de la transmitancia y por tanto, su valor complementario representa las pérdidas por soiling (SL).

- En el caso de funcionamiento nocturno (Figura 3.7c), los LEDs emiten luz que es distribuida de forma uniforme por toda la superficie de la placa de cristal al pasar por el difusor. Una vez que la placa está iluminada, se registra la imagen de la capa de soiling y se procesa utilizando el algoritmo.

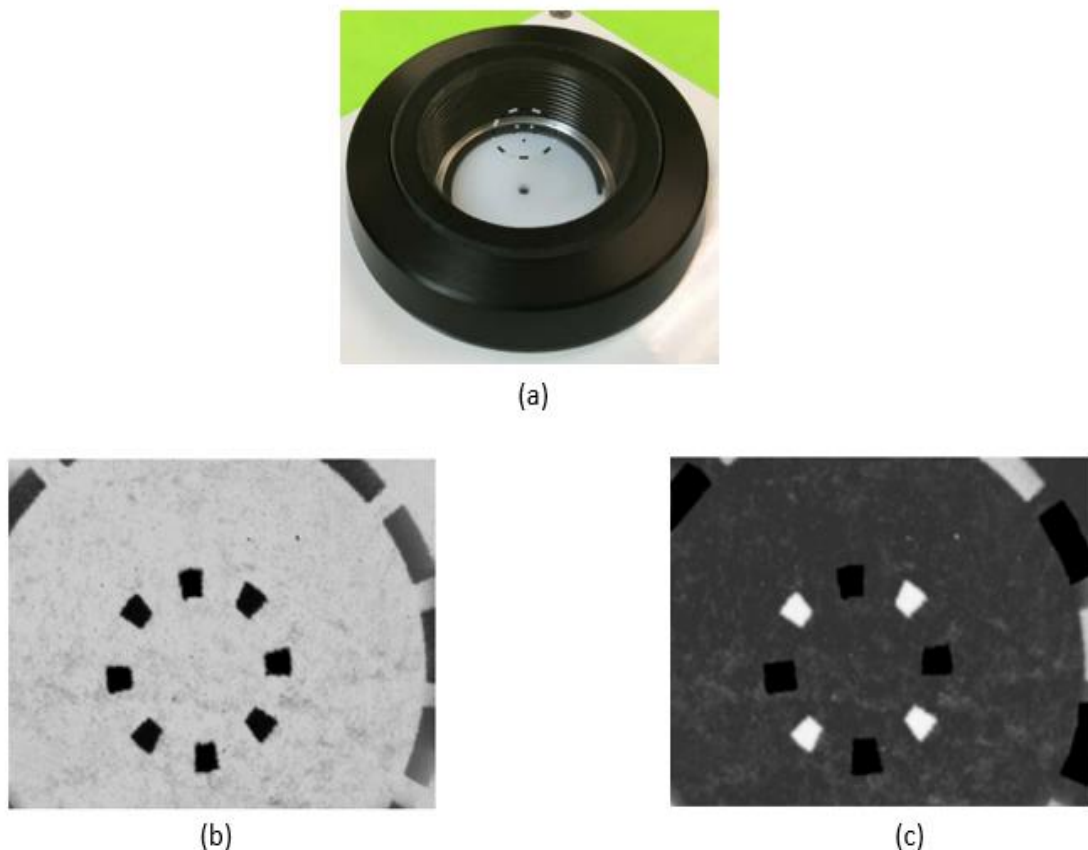


Figura 3.7. (a) Vista superior del sensor Mars. (b) Imagen adquirida con luz externa. (c) Imagen adquirida con luz interna. [43]

En la *Figura 3.7* se aprecia la diferencia entre la imagen de la misma muestra de suciedad analizada con luz externa y con luz interna. Al utilizar luz externa, tanto las partículas de soiling como las marcas de referencia (negras y blancas) aparecen oscuras en la imagen al proyectar sombras sobre el sensor bloqueando la luz que entra desde el exterior. Por el contrario, con luz interna, aparecen en blanco las marcas blancas y las partículas de soiling que reflejan la luz. El algoritmo obtiene el valor de R de la ecuación (3), y establece un umbral mínimo de SL. Esta medida de R se utiliza para realizar una pequeña corrección a la medida de T obtenida con luz

externa debido a la luz que puede proceder del interior del sensor al ser reflejada por este.

La ventaja que presenta este sensor al medir directamente el término T de la ecuación (3) es que este valor no depende del color de las partículas de soiling acumuladas, lo cual evita la necesidad de calibrar el sensor de forma específica para cada localización diferente, como sí sucede en el presentado en [45]. Sus principales ventajas con respecto a una estación de soiling son:

- ✓ No requiere agua.
- ✓ No necesita mantenimiento.
- ✓ Es compacto y de bajo coste.
- ✓ No presenta partes móviles
- ✓ No requiere una calibración específica para cada localización.

Este sensor ha sido testado con éxito tanto en laboratorio [43] utilizando distintos tipos de soiling y comparando los resultados con una célula FV, como en exterior [44], calculando valores de Soiling Ratio y comparándolos con los obtenidos mediante una estación de soiling del mismo fabricante [41]. Estos resultados se presentaron en septiembre de 2019 en un congreso internacional, por lo cual se trata de una solución prometedora que requiere todavía una mayor validación en distintas localizaciones.

DustIQ

El sensor DustIQ (Figura 3.8) desarrollado por la compañía holandesa *Kipp & Zonen* [46] presenta bastantes aspectos en común con el sensor Mars, al tratarse también de un sensor óptico con el mismo principio de funcionamiento.



Figura 3.8. Sensor DustIQ [45].

Está formado por una placa de material encapsulante FV, bajo la cual se encuentran dos sensores ópticos que miden la luz reflejada por la capa de soiling acumulada sobre la placa como se muestra en el esquema de la *Figura 3.9*, obteniendo el valor de R de la ecuación (3). Este sistema desprecia el término A de la ecuación, asumiendo que las pérdidas por soiling son proporcionales al valor de R .

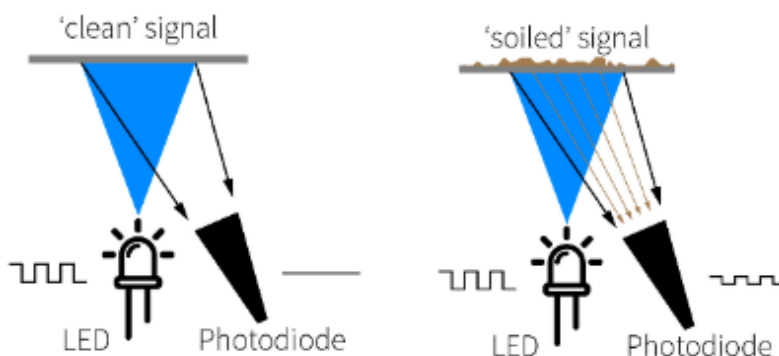


Figura 3.9. Esquema de operación del sensor DustIQ [45].

A diferencia del sensor MARS, este sistema no emplea la irradiancia del sol, por lo que la medida obtenida es independiente de la posición del sol y de las condiciones atmosféricas. Un LED emite un tren de pulsos luminosos y los dos fotodiodos reciben la luz reflejada por el soiling, midiendo un valor de tensión cuyo valor es proporcional a la reflectancia (R) del soiling. A partir del valor de R obtenido, el sistema calcula las pérdidas de transmitancia. El valor de estas pérdidas es considerado equivalente a la reducción de la corriente de cortocircuito (I_{sc}) o de potencia máxima (P_{max}), la cual a su vez es directamente relacionada con el Soiling Ratio, cuyo valor también es proporcionado por el sensor. El sensor se comunica con los sistemas de adquisición de datos mediante el protocolo de comunicación Modbus RTU.

La principal desventaja con respecto al sensor Mars es que el color del soiling influye en la cantidad de luz reflejada que detectan los fotodiodos, y por tanto afecta a la relación entre las pérdidas de transmitancia y la señal eléctrica medida. Por defecto, el sistema está calibrado con un tipo de polvo estándar del desierto de Arizona (*Arizona Test Dust*), y para poder emplear con fiabilidad el sensor en otra localización distinta, debería calibrarse específicamente para el color del soiling de ese lugar. Esto se consigue insertando en el sensor (entre los dos fotodiodos) una

célula FV de silicio policristalino. Internamente, el sistema toma medidas de la corriente de cortocircuito (I_{sc}) de la célula y de la señal de tensión de los fotodiodos con el sensor sucio y después de limpiar. El procesador interno del sistema determina el valor de la pendiente que relaciona la señal de los fotodiodos con la pérdida de transmitancia (Figura 3.10). El valor obtenido es la constante de calibración para ese lugar concreto. En [47], se detallan todos los pasos a seguir para realizar la calibración.

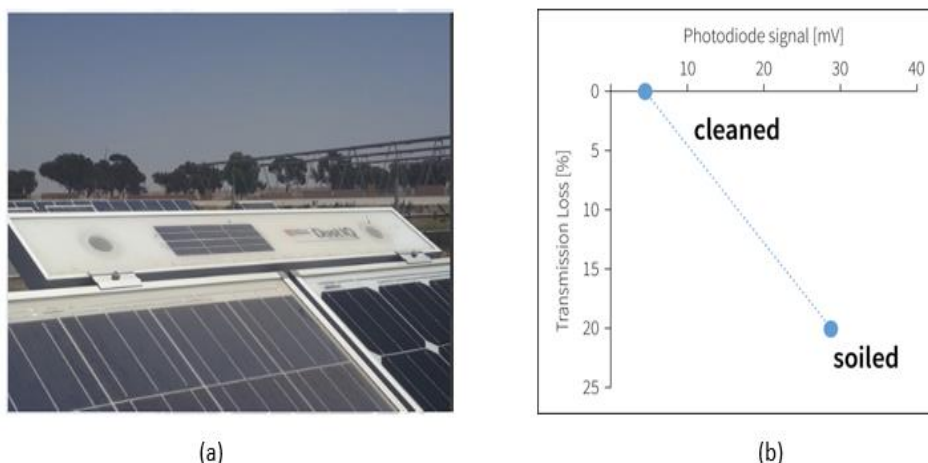


Figura 3.10. (a) Sensor DustIQ instalado en Marruecos. (b) Recta de calibración obtenida. [47]

Este sensor se encuentra disponible a nivel comercial, tras haber sido validado en exterior en diferentes zonas, como en Holanda [45] o en Marruecos.

A modo de resumen, se indican las principales características del sensor:

- ✓ No requiere mantenimiento.
- ✓ Sensor compacto que no presenta partes móviles.
- ✓ La relación entre la salida eléctrica del sensor y las pérdidas por soiling es lineal.
- ✓ Bajo coste en comparación con una estación de soiling.
- ✓ Requiere poco espacio.
- ✓ Dispone de un software interno que proporciona valores de Soiling Ratio y Soiling Rate de forma automática.
- ✓ Comunicación mediante protocolo Modbus.
- ✓ Incluye un sensor de temperatura.

- ✓ La relación entre la salida eléctrica del sensor y las pérdidas de transmitancia por soiling no se ve afectada por el tamaño de las partículas.
- ☒ Requiere calibración específica para cada localización, ya que la salida eléctrica y su relación con las pérdidas de transmitancia se ve afectada por el color del soiling.

Outdoor Soiling Microscope

Este dispositivo desarrollado por Figgis et al. [48] se basa en la adquisición y el procesamiento de imágenes tomadas por un microscopio (Figura 3.11) para monitorizar los efectos del soiling.



Figura 3.11. Outdoor Soiling Microscope [48].

En la fotografía se observa como a la parte frontal del microscopio se ha pegado una placa de cristal en la que se depositan las partículas de soiling.

Para maximizar el contraste de las partículas de soiling adheridas, utiliza una lámpara de 10 W, colocada sobre el microscopio según el esquema de la Figura 3.12, para lograr una iluminación uniforme de la placa durante todo el día, evitando la influencia de las variaciones de la radiación solar.

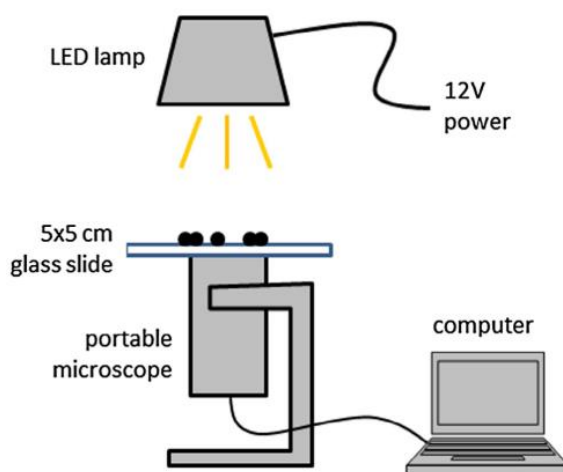


Figura 3.12. Set-up del microscopio [48].

En las imágenes adquiridas por el microscopio, las partículas de soiling aparecen como zonas negras sobre un fondo amarillo brillante (Figura 3.13b) tanto de día como de noche debido a la luz emitida por la lámpara. Debido a que el microscopio presenta un límite a la hora de detectar de manera fiable partículas pequeñas, los autores establecieron el diámetro límite a considerar a la hora de evaluar la superficie cubierta o al aplicar técnicas de conteo de partículas. Para ello se compararon imágenes de la misma placa de cristal sucia tomadas con el microscopio de la Figura 3.11 y con un microscopio óptico de laboratorio con una mayor resolución.

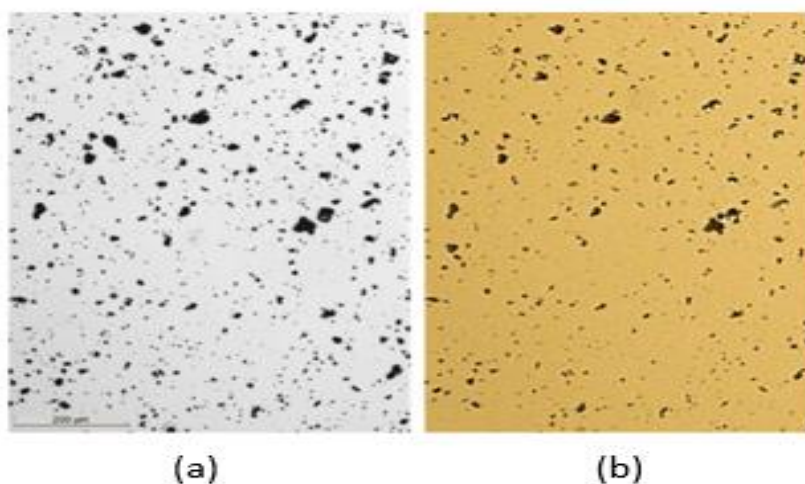


Figura 3.13. Imágenes de la misma placa de cristal con soiling. (a) Tomada con un microscopio de laboratorio y (b) tomada con el outdoor soiling microscope. [48]

Utiliza el software libre, ImageJ, para procesar las imágenes y calcular la fracción del área proyectada por las partículas de soiling con respecto al área total

de la placa siguiendo el procedimiento que se detalla en [48]. Se comprobó que aunque el microscopio empleado en exterior no resulta demasiado preciso a la hora de medir el tamaño de partículas individuales, al compararlo con el microscopio de mayor resolución, sí que es válido para cuantificar la superficie cubierta.

El sistema permite la captura de imágenes cada pocos segundos, sin embargo se comprobó que para el cálculo del soiling rate en Doha, Qatar, un intervalo de 10 minutos entre medidas era adecuado. El soiling rate se calcula mediante la diferencia entre la superficie cubierta en imágenes consecutivas, y dicha medida es comparada con dos métodos convencionales:

- 1) La cantidad de soiling acumulada, utilizando una microbalanza para obtener la masa de la placa de cristal con y sin soiling.
- 2) Las pérdidas de transmitancia, calculadas utilizando una célula FV de silicio monocristalino, que es medida antes y después de ensuciarse.

Experimentalmente, se obtuvo que las respuestas utilizando las medidas de superficie cubierta por el soiling y las correspondientes a las pérdidas de transmitancia eran similares y que ambas presentaban una correlación lineal con la densidad de soiling como se observa en la Figura 3.14

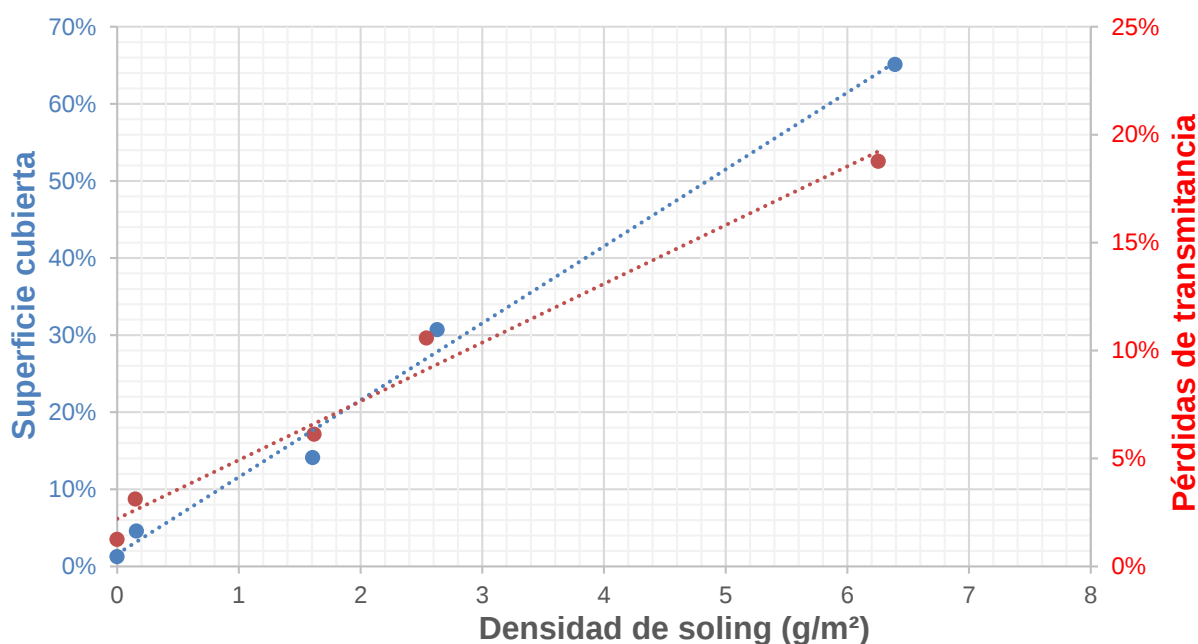


Figura 3.14. Superficie cubierta por las partículas de soiling obtenida con las imágenes adquiridas por el microscopio (azul) y pérdidas de transmitancia (rojo) vs la densidad de soiling en la placa de cristal. Datos obtenidos de [48].

Por tanto, con este sistema es posible obtener las pérdidas de transmitancia debidas al soiling a partir de la captura y el procesamiento de imágenes. Además, es posible emplearlo para obtener resultados del fenómeno de resuspensión de partículas a través de la diferencia de los píxeles de dos imágenes consecutivas. Este sistema se encuentra todavía bajo investigación, habiéndolo sido ya testado en Doha, Qatar para medir la deposición del soiling en una superficie inclinada 22°.

A modo de resumen, se indican las principales características de este sistema:

- ✓ Bajo mantenimiento.
 - ✓ Bajo coste.
 - ✓ Poco espacio requerido.
 - ✓ Uso de software libre.
 - ✓ Medidas indirectas del soiling ratio y soiling rate.
-
- ☒ Requiere conocimientos de técnicas de procesamiento de imágenes.
 - ☒ Poca precisión para determinar el tamaño de las partículas.
 - ☒ Elevado consumo de energía.

Procesamiento de imágenes tomadas por drones

En [49], se presenta un innovador método para la monitorización del soiling en grandes plantas fotovoltaicas a través de la adquisición de imágenes con drones y su posterior procesamiento con MATLAB. En la *Figura 3.15*, se muestra a la izquierda, la imagen tomada por un dron y a la derecha, el resultado obtenido tras ser procesada con MATLAB para aislar el ruido e identificar el soiling

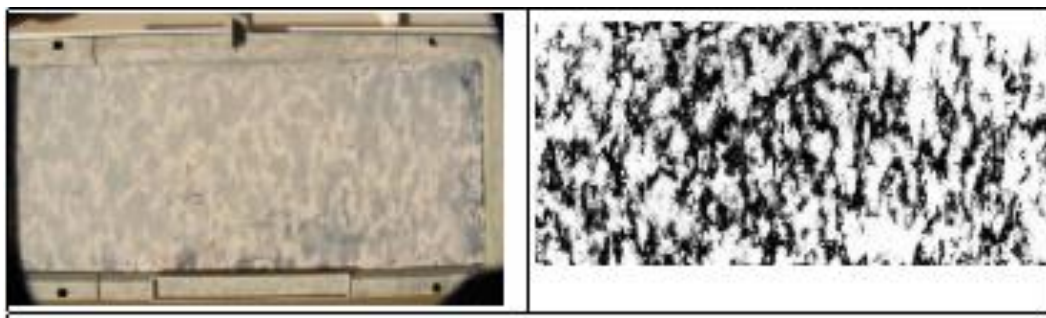


Figura 3.15. Procesamiento de imágenes tomadas con drones [49].

El procesado de las imágenes captadas se realiza comparándolas con unas imágenes previamente calibradas bajo distintos niveles de luminosidad. El resultado permite obtener el nivel de soiling existente y la detección de soiling no uniforme en grandes plantas fotovoltaicas. En la Figura 3.16, se muestra un esquema en el que se describe el procedimiento seguido por este método

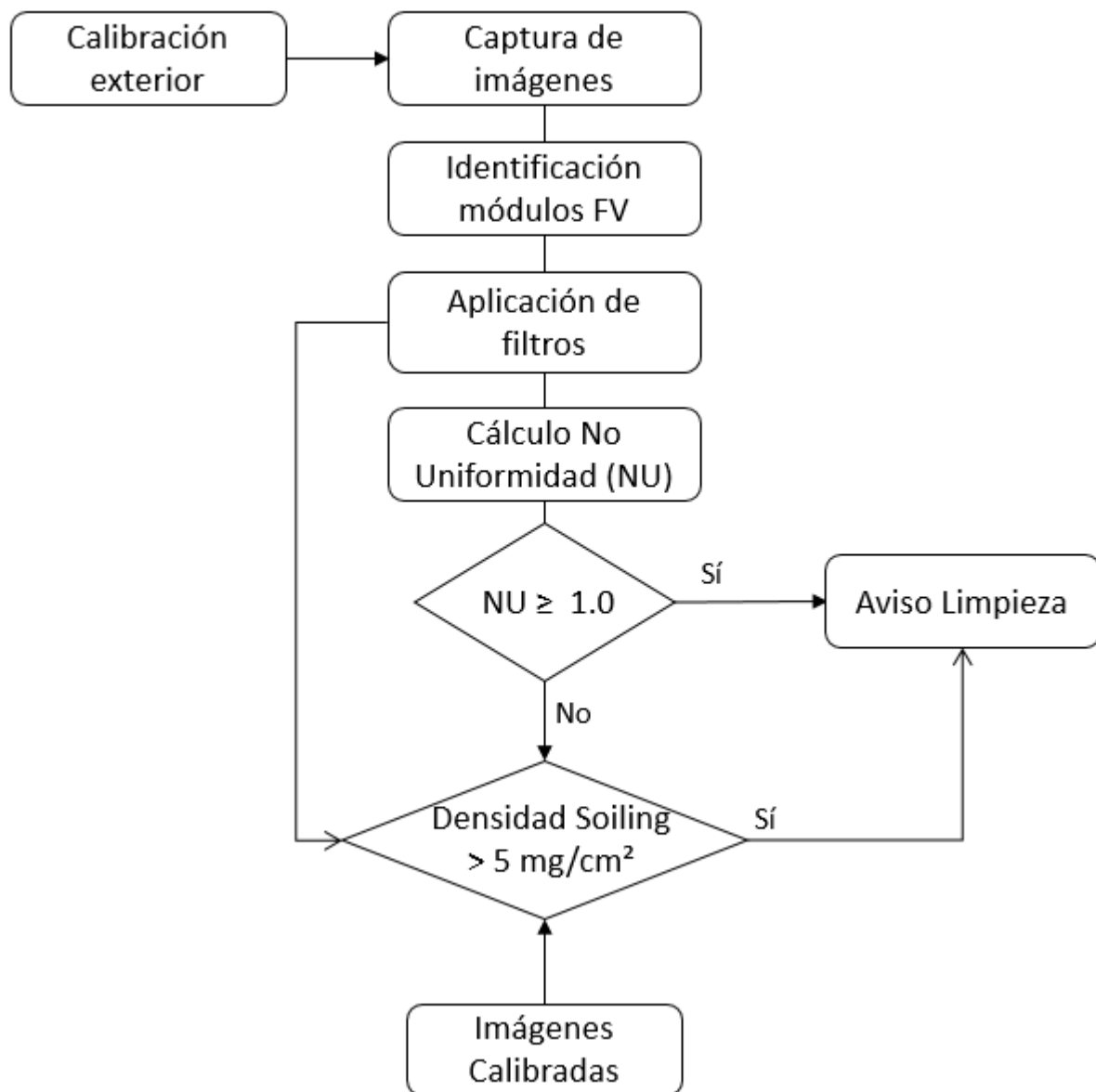


Figura 3.16. Procedimiento desarrollado por [49].

En primer lugar, se realiza la calibración exterior, para lo cual hay que generar una librería de imágenes correspondientes a módulos con soiling bajo diferentes niveles de luminosidad en exterior, una vez se ha realizado previamente una calibración interior en laboratorio como se describe en detalle en [49].

Posteriormente, se procede a la captura de imágenes de los módulos de la planta FV con drones identificando los mismos. A continuación, se realiza el procesamiento de las imágenes con MATLAB para lo cual se aplican una serie de filtros, definidos en un algoritmo de programación, basados en los valores de los píxeles de las imágenes utilizando como referencia las imágenes calibradas. El resultado de esta etapa es la obtención de la densidad de soiling y de un indicador de no-uniformidad, el cual si es elevado puede indicar riesgo de formación de puntos calientes en los módulos FV. Si alguno de los dos parámetros anteriores es superior a un cierto umbral, establecido de forma empírica para cada planta FV, se lanza un aviso que indica que es necesario realizar una limpieza.

Este método se encuentra actualmente en fase de estudio y se diferencia del resto de métodos previamente mencionados en que se basa directamente en la densidad de soiling y en el valor de no-uniformidad del mismo para optimizar el programa de limpiezas.

A modo de resumen, se indican las principales características de este sistema:

- ✓ Gran utilidad en grandes plantas FV ($P > 1\text{MW}$).
- ✓ No ocupa espacio.
- ✓ Indicador de limpieza en base a la estimación de la densidad de soiling y un indicador de no-uniformidad.
- ✓ Posibilidad de disponer de resultados en tiempo real una vez calibrado el sistema.

- ☒ Requiere conocimientos de técnicas de procesamiento de imágenes.
- ☒ Método bajo desarrollo.
- ☒ Alto coste para sistemas fotovoltaicos de tamaño medio.
- ☒ Consumo de energía de los drones.

3.3. DUSST

En este apartado, se presenta el sensor de soiling estudiado en este trabajo, el cual ha sido desarrollado por miembros de la Universidad de Jaén en colaboración con el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de EEUU. Se

describirá su principio de funcionamiento, sus componentes y el procedimiento de medida. Asimismo, se indicará su estado actual en lo referente a su patente y futura disponibilidad a nivel comercial.

3.3.1. Introducción y principio de funcionamiento

DUSST (*Detector Unit for Soiling Spectral Transmittance*) es un sensor óptico diseñado para la monitorización del soiling que no requiere mantenimiento ni presenta partes móviles. En la Figura 3.17 se muestra un esquema del mismo.

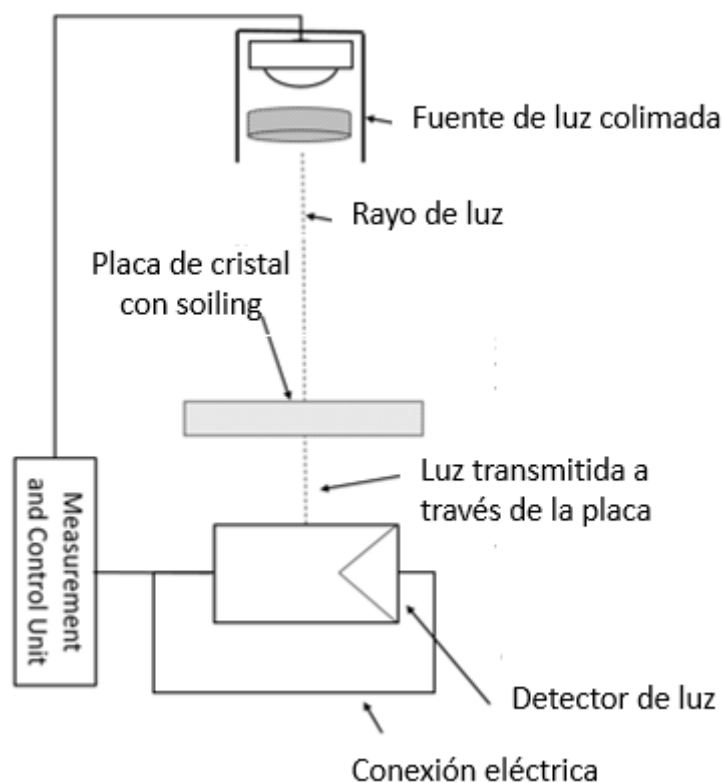


Figura 3.17. Esquema del sensor DUSST.

DUSST mide la luz monocromática emitida por una fuente de luz colimada que se transmite a través de una placa de cristal con soiling para cuantificar el valor del Soiling Ratio de un sistema FV. Posteriormente, se detallará su procedimiento de medida. Se trata de un sistema patentado tanto en EEUU como a nivel internacional; actualmente la patente se encuentra en estado no – provisional, pudiendo ser consultada por cualquier persona [4]. En la *Figura 3.18*, se muestra tanto el prototipo empleado para la validación interior como el utilizado en exterior.

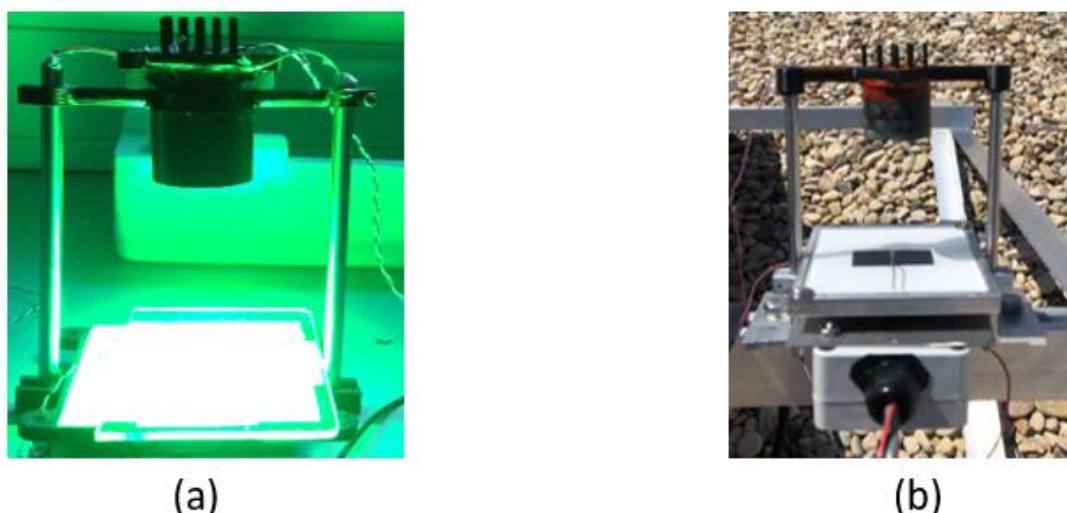


Figura 3.18. Prototipos de DUSST existentes en la Universidad de Jaén. (a) Indoor. (b) Exterior.

En la Figura 3.18a se observa como se emplea un LED de potencia verde como fuente de luz. La elección de una fuente monocromática con una determinada longitud de onda tiene su justificación en el estudio presentado en [50]. Según este estudio, los 530 nm a los que emite el LED verde se encuentran dentro del ancho de banda que permite obtener la mejor estimación del Soiling Ratio para las diferentes tecnologías de módulos FV analizadas en [50]. A continuación, se describe de forma breve el método seguido en [50] para obtener este resultado.

En primer lugar, se instaló una placa de cristal colocada de forma horizontal en la terraza de uno de los edificios de la Universidad de Jaén para que se acumulara soiling sobre ella. Semanalmente, se medía su transmitancia empleando un espectrómetro y se comparaba con la de una placa limpia. Posteriormente, se modelaba el valor del Soiling Ratio de diferentes tecnologías FV considerando:

- La transmitancia de la placa con soiling.
- La respuesta espectral de cada tecnología FV.
- La irradiancia.

Tras esto, el valor del Soiling Ratio obtenido se comparaba con las medidas de transmitancia obtenidas con el espectrómetro. Con los valores obtenidos durante un año completo, se compararon los valores del soiling ratio con la transmitancia espectral media de diferentes tecnologías, obteniendo una correlación lineal (Figura 3.19).

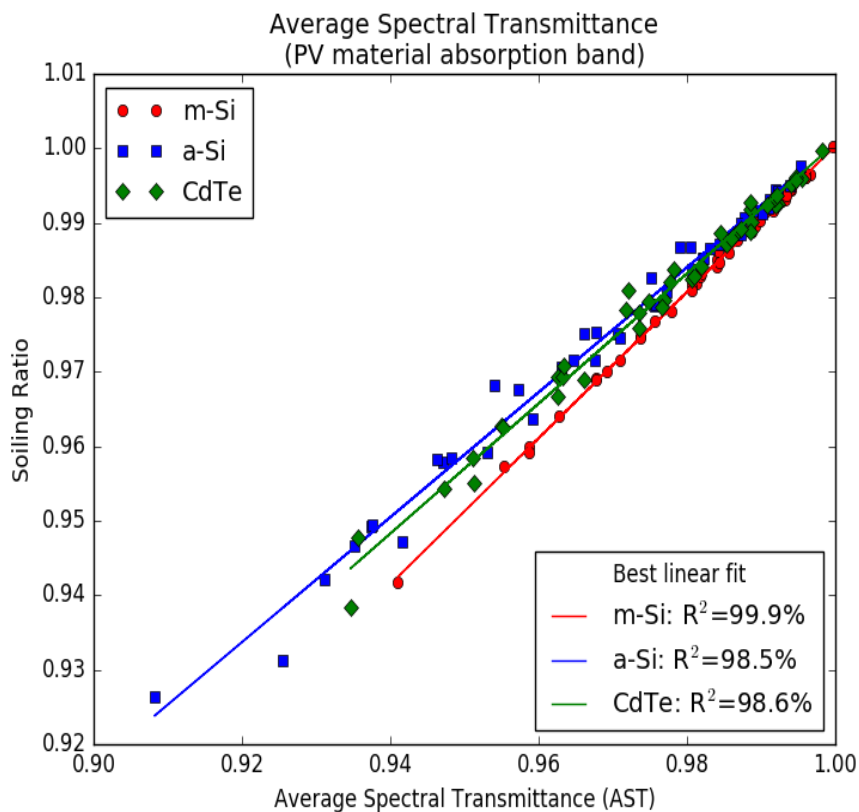


Figura 3.19. Correlación lineal entre la transmitancia espectral media y el soiling ratio para distintas tecnologías FV [50].

Además, se comprobó la posibilidad de estimar con precisión el valor del Soiling Ratio a partir de la transmitancia correspondiente a una longitud de onda determinada. Para ello, se modelaron los valores del soiling ratio considerando solo el valor de transmitancia asociado a una longitud de onda, realizando un barrido desde 300 nm hasta 1000 nm. Se comprobó que el rango de valores de transmitancia en los que la relación entre soiling ratio y transmitancia era casi totalmente lineal para las tecnologías FV analizadas era el comprendido entre los 500 nm y 650 nm, tal y como se demuestra mediante las gráficas del coeficiente de determinación y del error medio absoluto porcentual (MAPE) que se representan en la Figura 3.20.

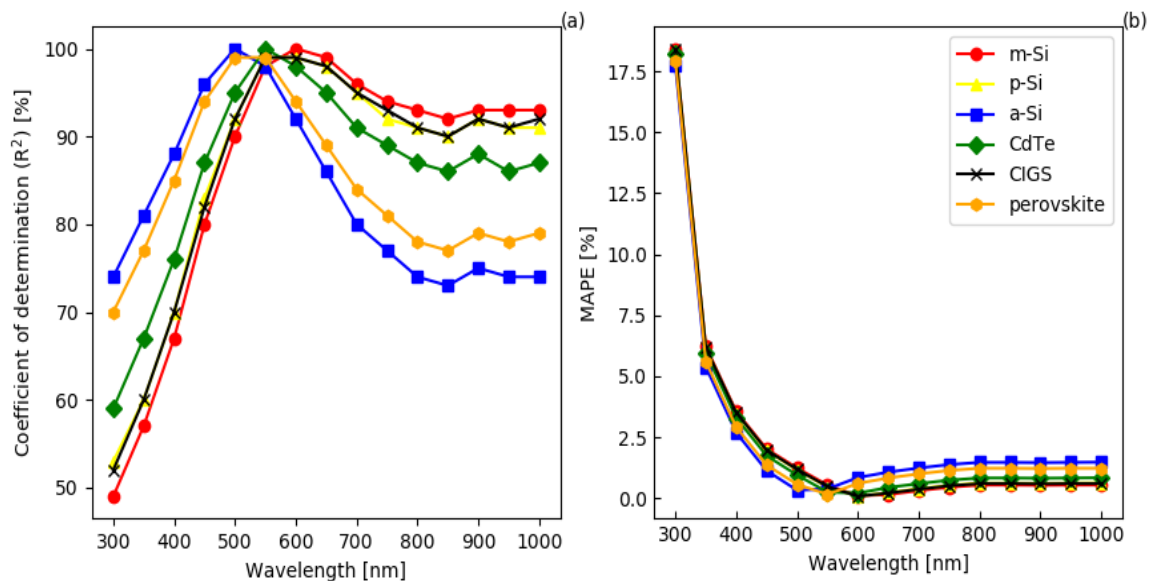


Figura 3.20. (a) Valores de R^2 y (b) MAPE obtenidos al estimar el valor del soiling ratio para distintas tecnologías FV utilizando la medida de transmitancia correspondiente a una longitud de onda determinada [50].

En el prototipo estudiado en este trabajo, el LED utilizado emite a 530 nm situándose dentro del rango óptimo previamente comentado. No obstante, investigadores del NREL están analizando los resultados obtenidos al utilizar LEDs de diferentes colores que emiten a distintas longitudes de onda.

3.3.2. Componentes

DUSST es un dispositivo de pequeño tamaño que según se muestra en el esquema de la Figura 3.17 presenta cuatro componentes fundamentales.

- Un LED monocromático (Figura 3.21a) que emite luz a 530 nm (verde)
- Una lente (Figura 3.21b) que se encarga de colimar la luz emitida por el LED sobre el detector (célula FV de silicio monocristalino).
- Un driver (3021 BuckPuck LED Power Module) que alimenta el LED (Figura 3.21c).

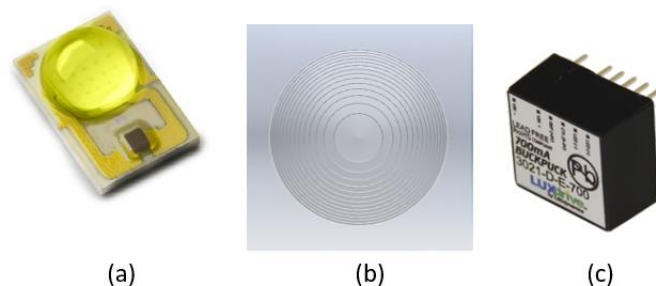


Figura 3.21. (a) LED. (b) Lente. (c) Driver.

- Una célula FV de silicio monocristalino encapsulada como detector de luz (*Figura 3.22*). Esta debe estar expuesta e instalada con la misma orientación e inclinación que los módulos FV que se desean monitorizar.

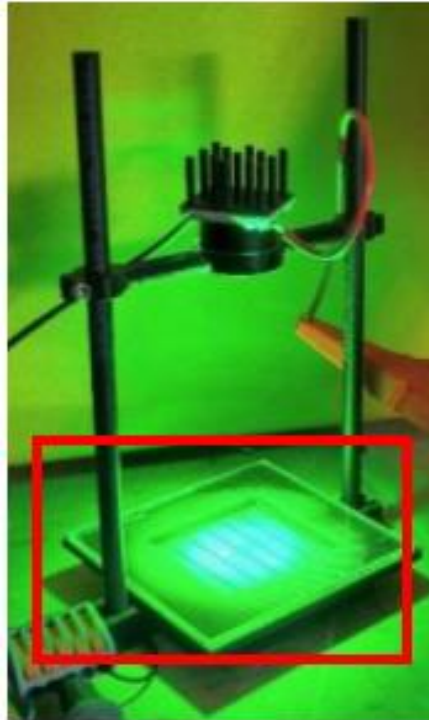


Figura 3.22. DUSST. Célula FV de silicio monocristalino (Detector de luz) [51].

En el siguiente epígrafe, se explica el procedimiento de medida de DUSST en exterior.

3.3.3. Procedimiento de medida

DUSST sigue la secuencia mostrada en la *Figura 3.23* durante su operación diaria. Este calcula las pérdidas de soiling diarias realizando el promedio de los valores del soiling ratio medidos en diferentes horas de la noche, cuando la luminosidad externa es mínima. La realización de múltiples medidas se emplea para minimizar el impacto de posibles valores erróneos como consecuencia de variaciones de la luz exterior.

La medida de referencia en condiciones limpias es actualizada después de cada limpieza.

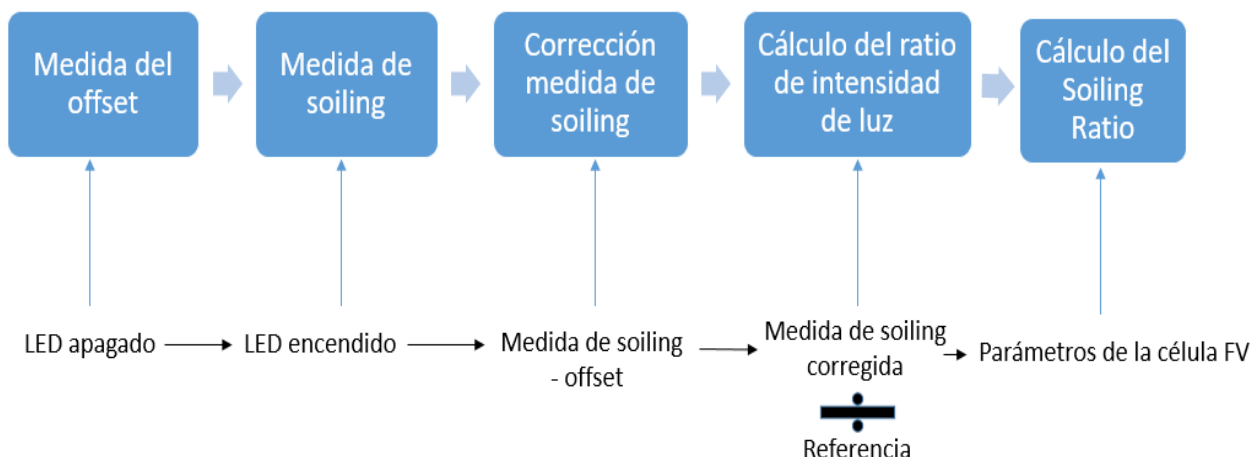


Figura 3.23. Procedimiento de medida de DUSST.

Se observan 5 etapas diferentes, las cuales se detallan a continuación:

- 1) Medida del offset: Con el LED apagado, se registra el valor de la intensidad suministrada por la célula FV. De esta forma, se cuantifica el efecto de la luz externa para considerarlo en la etapa 3.
- 2) Medida de soiling: El LED es encendido durante un período de tiempo. Una vez, se ha estabilizado la señal (transcurridos 8 minutos) se guarda el valor de la intensidad de la célula FV.
- 3) Corrección de la medida de soiling: A la medida de soiling guardada en la etapa 2 se le resta el offset.
- 4) Ratio de intensidad de luz (LIR, del inglés *Light Intensity Ratio*): Se obtiene el cociente entre la medida de soiling corregida y la medida de referencia (intensidad suministrada por la célula FV cuando esta se encuentra limpia).
- 5) Soiling Ratio: Se calcula el valor del soiling ratio a partir del LIR y utilizando los parámetros correspondientes a la respuesta espectral de la célula FV utilizada, los cuales dependen del material con el que esté fabricada [50], junto con la irradiancia.

El valor de la medida de referencia se registra la primera noche de funcionamiento tras su instalación y se actualiza después de cada limpieza. Se realiza según el esquema de la *Figura 3.24*.

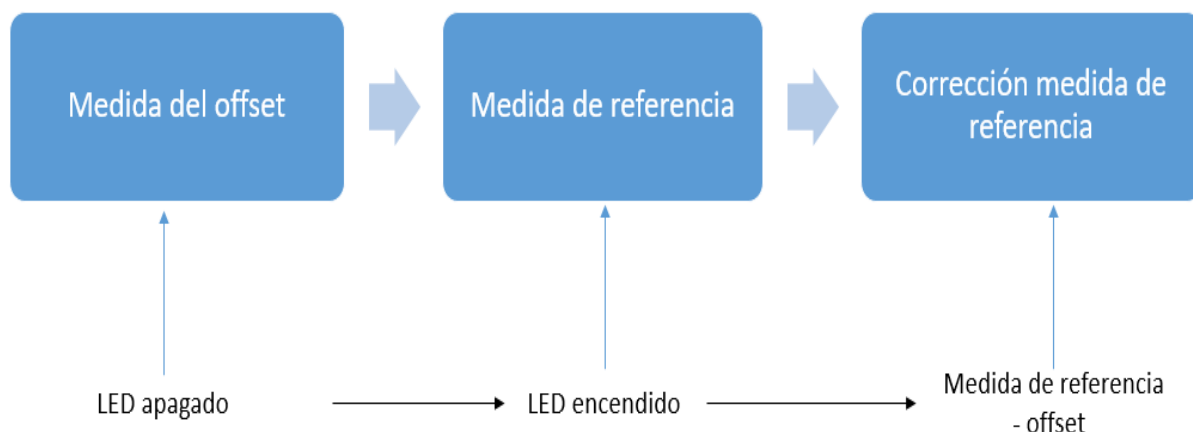


Figura 3.24. Procedimiento para el registro de la medida de referencia.

La actualización tras cada limpieza del valor tomado como referencia reduce los posibles efectos de la degradación de los distintos componentes de DUSST sobre la medida del soiling. Las limpiezas pueden consistir en lluvias intensas y persistentes.

3.3.4. Ventajas de DUSST

En este epígrafe se señalan los principales aspectos que convierten a DUSST en una solución competitiva y con un enorme potencial para su aplicación en la monitorización del soiling a nivel comercial.

- ✓ Presenta una **relación señal-ruido muy elevada**, ya que mide la componente de luz que es transmitida a través de una placa de cristal, siendo habitualmente esta componente de mayor magnitud que la suma de la reflectancia y la absorbancia.
- ✓ **No requiere limpiezas periódicas** al utilizar para la medida una fuente de luz conocida en todo momento.
- ✓ **Sistema compacto sin partes móviles.**
- ✓ **Bajo coste** en comparación con las estaciones de soiling tradicionales.
- ✓ **Poco espacio requerido.**

Actualmente, una de las principales empresas estadounidenses, relacionadas con la monitorización de sistemas fotovoltaicos, ha mostrado su interés en colaborar en el desarrollo y la adaptación de DUSST para su implantación a nivel comercial.

3.4. Comparativa

En este apartado, se comparan las distintas soluciones para la monitorización del soiling en sistemas fotovoltaicos presentadas en este capítulo, incluyendo también el sensor DUSST (Tabla 3.1).

Tabla 3.1. Comparación de los distintos sistemas de monitorización del soiling en SFVs presentados.

Características	Estación de soiling tradicional	Waterless Soiling Station	Mars	DustIQ	Microscopio	Captura imágenes con drones	DUSST
Coste	Elevado	Elevado	Bajo	Bajo	Bajo	Elevado	Bajo
Espacio requerido	Grande	Grande	Pequeño	Pequeño	Pequeño	-	Pequeño
Nivel de mantenimiento	Alto	Bajo	Bajo	Bajo	Medio	Medio – Alto (Drones)	Bajo
Calibración	Inicial	Inicial	Continua	Específica para cada lugar	Inicial	Continua (Librería de imágenes)	Continua
Consumo energético	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Alto	Alto	Bajo
Medida óptica obtenida	-	-	Transmitancia	Reflectancia	-	-	Transmitancia
Adquisición y Procesado de Imágenes			✓		✓	✓	
Disponibilidad comercial	✓		✓	✓			
Otras	-	No requiere limpiezas diarias	Funcionamiento diurno con luz solar y nocturno con LED	Software interno que proporciona Soiling Ratio y Soiling Rate	Cálculo de la superficie cubierta por el soiling.	Fase inicial de desarrollo	Bajo patente

En la tabla anterior, se comparan los distintos sistemas y sensores en función de las siguientes características:

- Coste de adquisición.
- Espacio requerido dentro de la planta fotovoltaica.
- Nivel de mantenimiento.
- Calibración: Se indica si solo se requiere realizar una calibración inicial o si se debe recalibrar de forma continua.

- Consumo energético del sistema, referido principalmente a la existencia de fuentes de luz o al consumo de los dispositivos de adquisición de imágenes.
- Medida óptica obtenida de forma directa o indirecta.
- Adquisición y procesado de imágenes: si utilizan este método.
- Disponibilidad comercial.
- Otros aspectos de interés.

En base a las características anteriores, es posible identificar de forma rápida el sistema que posea mayor interés para cada usuario.

En los dos siguientes capítulos, se describe el estudio experimental realizado sobre DUSST, detallando la metodología seguida y los resultados obtenidos.

4. Material y métodos

4.1. Introducción

El material y el procedimiento experimental seguido para llevar a cabo tanto la caracterización térmica del sensor DUSST, como la validación de su funcionamiento en interior bajo condiciones controladas se describen en este capítulo de la memoria. Los resultados obtenidos tras la caracterización térmica presentan una destacada importancia, al permitir normalizar las medidas realizadas por DUSST a un determinado valor de temperatura de referencia; mientras que los hallados tras la validación interior se verificarán en trabajos posteriores para la validación del funcionamiento del sensor en exterior.

Se ha seguido la siguiente estructura: en primer lugar, se detalla el sistema de monitorización empleado para el registro de los valores de las temperaturas y los parámetros eléctricos de los distintos componentes de DUSST. A continuación, se describe la metodología seguida para realizar la caracterización térmica de los mismos. Finalmente, se indica el proceso seguido para realizar la validación en un laboratorio del funcionamiento del sensor.

4.2. Sistema de monitorización

En este apartado, se describe el sistema de monitorización común para los dos ensayos realizados, incluyendo tanto los elementos hardware como el software y la programación realizada. En la *Figura 4.1*, se muestra un diagrama de bloques en el que se representan los distintos parámetros monitorizados durante los ensayos.

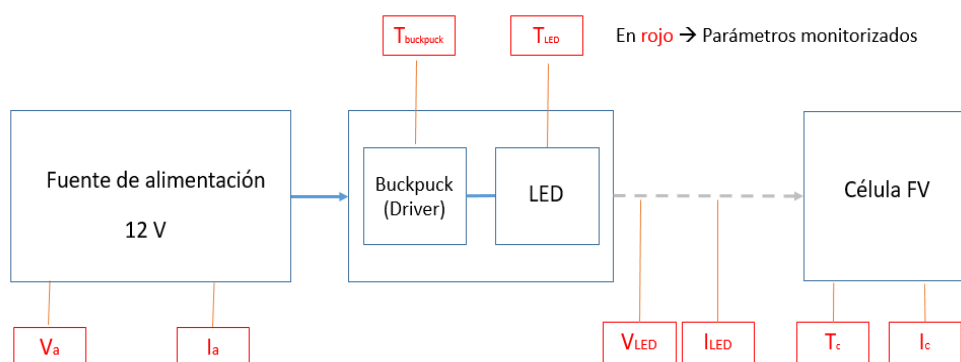


Figura 4.1. Diagrama de bloques. Parámetros monitorizados.

Durante los ensayos se registraron valores de los siguientes parámetros:

- **Tensión de alimentación de la fuente, V_a** (12 V), para comprobar que dicho valor permanecía constante en todo momento.
- **Intensidad suministrada por la fuente, I_a .**
- **Temperatura del driver, T_{buckpuck} .**
- **Temperatura del LED, T_{LED} .** La temperatura medida es la del encapsulado
- **Tensión del LED, V_{LED} .**
- **Corriente del LED, I_{LED} .**
- **Temperatura de la célula FV, T_c .**
- **Corriente generada por la célula FV, I_c .**

A continuación, se indica los distintos dispositivos y equipos de medida.

4.2.1. Hardware

Fuente de alimentación

Se utilizó una fuente de alimentación E3631A de corriente continua (*Figura 4.2*) para alimentar el LED. Dicha fuente se utilizó en modo de tensión constante, fijando su valor a 12 V y limitando el valor de corriente que esta podía suministrar a 1 A.



Figura 4.2. Fuente de alimentación Agilent E3631A.

Sistema de adquisición de datos

Para el registro y almacenamiento de los valores de los parámetros monitorizados se empleó una unidad de adquisición de datos Agilent 34970A (*Figura 4.3a*) y un módulo multiplexor 34901-A (*Figura 4.3b*) con 20 canales de propósito general y 2 canales para la medida de valores intensidad, lo cual evita el uso de resistencias shunt.

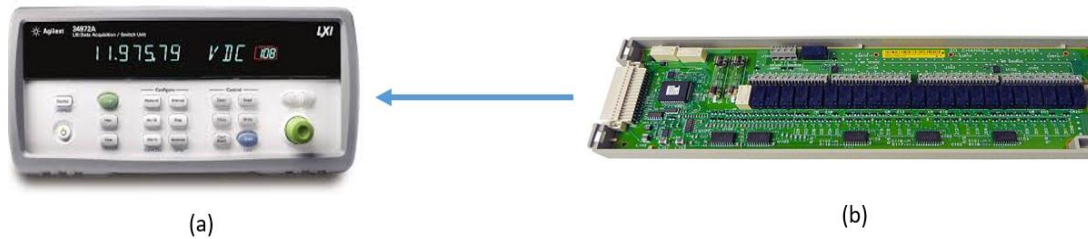


Figura 4.3. (a) Unidad de adquisición de datos. (b) Módulo multiplexor.

Se utilizaron 6 canales de propósito general para la monitorización de las temperaturas, las tensiones y la intensidad de la fuente. Las medidas de este último parámetro se obtuvieron de forma indirecta, ya que el sistema medía la tensión de una resistencia shunt de 4 A - 150 mV (Figura 4.4) insertada en serie a la salida de la fuente. Las intensidades del LED y de la célula FV se midieron empleando los canales 21 y 22 del módulo multiplexor, los cuales disponen de una resistencia shunt interna.

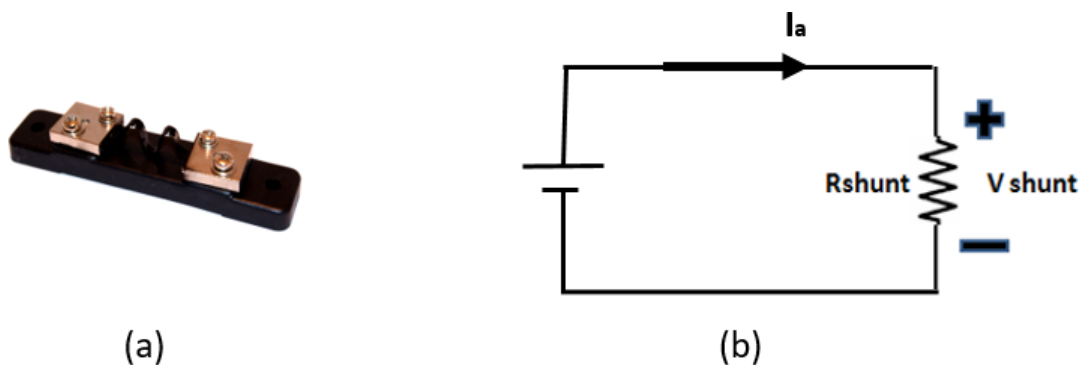


Figura 4.4. (a) Resistencia shunt de 4 A -150 mV. (b) Medida de corriente con resistencia shunt.

Para la medida de las temperaturas, se utilizaron 3 termopares tipo J (Figura 4.5) con un tiempo de respuesta de 5 s y con capacidad para medir temperaturas comprendidas entre los 0 °C y los 250 °C.



Figura 4.5. Termopar tipo J.

Ordenador

Se utilizó un ordenador portátil para el almacenamiento de los datos adquiridos por el sistema de adquisición de datos (SAD) descrito anteriormente. La comunicación entre ambos se realizó a través del puerto serie, utilizando el estándar RS-232.

4.2.2. Software

Se utilizó LabVIEW como plataforma y entorno de desarrollo a la hora de diseñar el programa (llamado instrumento virtual en esta plataforma) encargado de monitorizar los parámetros indicados previamente. El uso de LabVIEW se justifica desde el punto de vista de la sencillez y simplicidad a la hora de programar, puesto que su lenguaje de programación visual gráfico y la compatibilidad con el SAD utilizado (con librerías específicas para este) redujeron significativamente la tarea de programación, la cual no era el objeto principal de este TFM. En la *Figura 4.6*, se muestra el panel de control de LabVIEW.

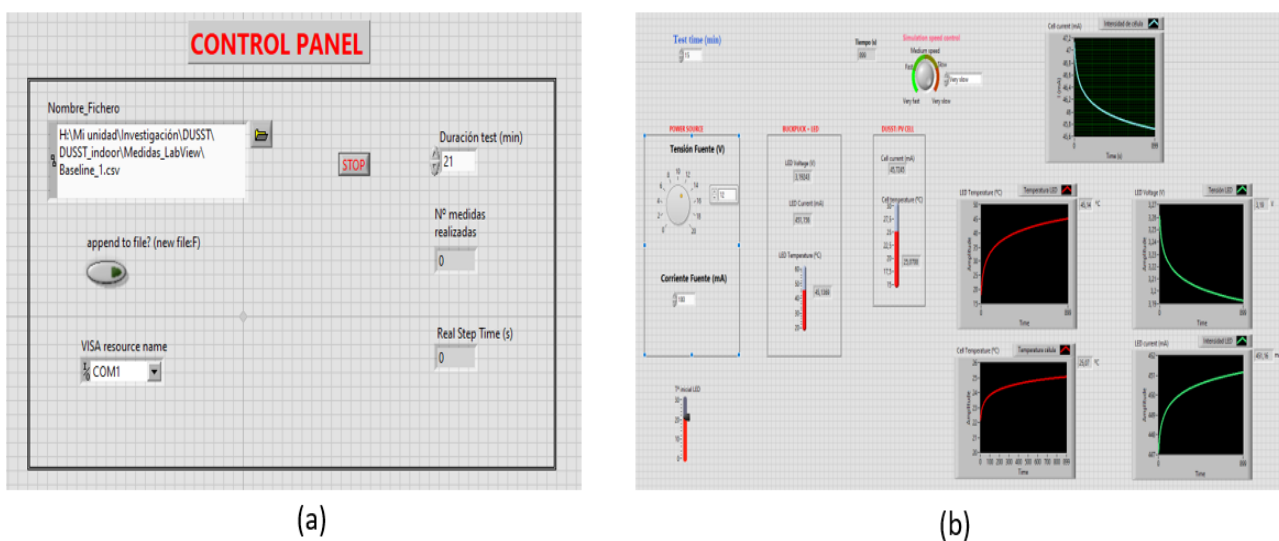


Figura 4.6. Panel de control de LabVIEW, (a) Control de apagado. (b) Visualización parámetros.

Las gráficas mostradas en la *Figura 4.6b* tenían como objetivo la detección, por parte del usuario, de posibles errores en las medidas de forma inmediata, permitiendo a este intervenir para evitar almacenar datos erróneos. Todos los valores registrados por el programa se guardaban en un archivo de texto en formato .csv utilizando como separador, el operador *punto y coma* (;), para su posterior análisis con MATLAB. En los siguientes dos apartados se comentan algunos de los

aspectos más destacados de los programas desarrollados en MATLAB, relacionados con el filtrado y tratamiento de los datos, junto con los métodos seguidos en cada uno de los ensayos llevados a cabo.

4.3. Caracterización térmica

Para llevar a cabo la caracterización térmica de los distintos componentes de DUSST, se realizaron múltiples tests siguiendo la misma metodología y bajo idénticas condiciones ambientales en una laboratorio:

- Temperatura ambiente $\rightarrow 24\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$.
- Humedad relativa $\rightarrow 45\% \pm 5\%$.
- Iluminación externa nula.

Los tests consistieron en el registro de los diferentes parámetros monitorizados durante 20 minutos con un período de muestreo de 2 s con el LED encendido; para posteriormente relacionar la evolución de algunos de estos parámetros con el tiempo u obtener alguna correlación entre ellos. En el capítulo de resultados, se analizan las siguientes relaciones:

- Evolución de las temperaturas del encapsulado del LED, la célula y el driver con el tiempo. *Nota: El termopar que medía la temperatura de la célula FV se colocó en la parte posterior de la misma, junto a la salida de los terminales.*
- La correlación lineal entre la tensión del LED y su temperatura. Se pretendía comprobar el coeficiente de temperatura proporcionado por el fabricante del LED en su hoja de características.
- La evolución de la corriente de la célula FV con el tiempo.
- La relación entre la corriente de la célula FV con la temperatura del LED, ya que como se puede observar en la Figura 4.7 proporcionada por el fabricante del LED (LXML-PM01), el nivel de luminosidad que este aporta se ve afectado por la temperatura, pudiendo disminuir un 5% al pasar de 25 °C a 45 °C. El coeficiente obtenido se empleará para corregir las medidas de corriente en función de la temperatura del LED. Se destaca que la temperatura del LED utilizada en el estudio es la temperatura del

encapsulado, puesto que el objetivo del mismo es la obtención de una relación que pueda ser fácilmente aplicable a la versión final del sensor.

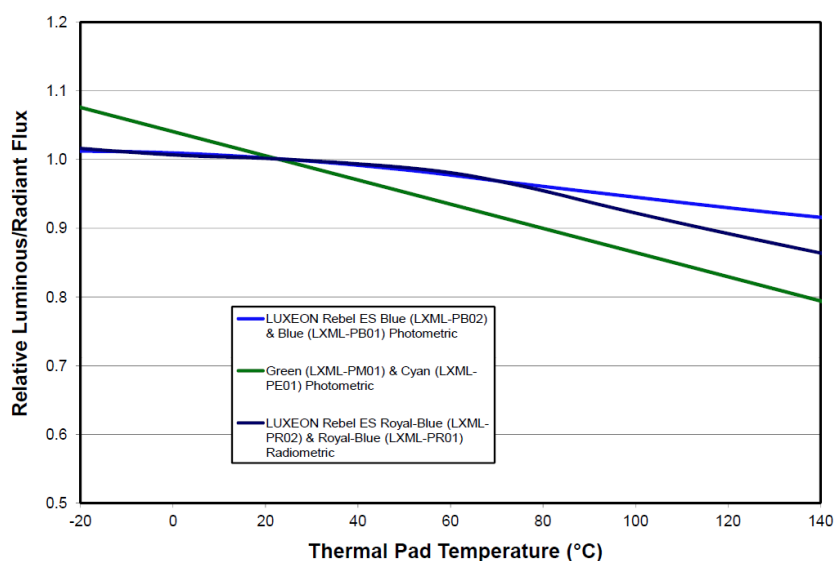


Figura 4.7. Evolución de la luminosidad del LED con la temperatura (línea verde) [52].

Se realizaron 5 tests idénticos para verificar la repetibilidad de las medidas, obteniendo una diferencia máxima entre ellos del 2,28%. En el capítulo 5, se presentan y se discuten los resultados hallados.

4.4. Validación en interior

En el estudio presentado en [51] ya se realizó una primera validación del prototipo inicial de DUSST. En este trabajo, se realiza la validación de un modelo del prototipo más avanzado, incluyendo además en esta el efecto de la temperatura del LED. El objetivo de esta validación es la obtención de una relación entre las medidas de DUSST y las pérdidas de transmitancia óptica debidas al soiling, de modo que sea posible conocer de forma bastante precisa el valor de estas últimas a partir del valor de corriente proporcionado por el sensor. Para ello, el proceso experimental presenta dos fases claramente diferenciadas: la fase de calibración y la propia validación en sí misma.

4.4.1. Fase 1: Calibración

En esta fase, se emplearon máscaras con diferentes tonalidades de gris (12) impresas en láminas de acetato transparente (Figura 4.8a) simulando diferentes

niveles de soiling al situarse sobre placas de PMMA de 10 cm x 6 cm y 5 mm de espesor del fabricante *Evonic Industries* (Figura 4.8b).



Figura 4.8. (a) Máscaras de calibración. (b) Placas de PMMA.

Para cada uno de los 12 conjuntos diferentes compuestos por una máscara de acetato con un tono de gris y la placa de PMMA se midió tanto la transmitancia hemisférica, utilizando para ello un espectrómetro CaryWin 4000 (Figura 4.9) que medía en el rango del espectro UV – Visible desde una longitud de onda de 175 nm hasta 900 nm, situado en el Centro de Instrumentación Científico-Tecnológica (CICT) de la Universidad de Jaén; como el valor de corriente obtenido con el sensor DUSST al colocarlo sobre la célula FV (ver Figura 3.18a).



Figura 4.9. Espectrómetro UV-VIS. Modelo CaryWin 4000.

Previamente, se midió la transmitancia y el valor obtenido con DUSST de una placa de PMMA sin máscara (placa de control), cuyo valor fue considerado la referencia para normalizar la transmitancia de las máscaras y los valores obtenidos

con DUSST usando estas. Así pues, la transmitancia hemisférica a 530 nm (ver punto 3.3, referente a la fuente de luz monocromática de DUSST) de las máscaras se calculó según la siguiente ecuación:

$$T_{soiling}(530\text{ nm}) = \frac{T_{mask_{medida}}(530\text{ nm})}{T_{referencia}(530\text{ nm})} \quad (4)$$

Donde:

- $T_{mask_{medida}}(530\text{ nm})$ es la transmitancia hemisférica del conjunto placa de PMMA + máscara a 530 nm.
- $T_{referencia}(530\text{ nm})$ es la transmitancia hemisférica de la placa de PMMA limpia, cuyo valor medido (91,05%) coincide con el proporcionado por el fabricante (92% $\pm$ 1%).

Para normalizar las medidas tomadas con DUSST, se utilizó un indicador denominado ratio de intensidad de luz (LIR, del inglés Light Intensity Ratio) el cual proporciona las pérdidas de intensidad debidas al soiling y viene dado por la ecuación 5.

$$LIR [\%] = \frac{I}{I_{referencia}} \times 100 \quad (5)$$

Donde:

- I es la intensidad medida por DUSST utilizando una máscara sobre la placa de PMMA limpia.
- $I_{referencia}$ es la intensidad medida por DUSST cuando entre la célula FV y el LED solo se sitúa la placa de PMMA limpia que actúa como referencia.

El proceso de medida de la transmitancia hemisférica de las muestras con el espectrómetro es bastante simple, ya que únicamente consistía en el anclaje de la placa con la máscara en el portamuestras y en la puesta en marcha del método predefinido por el software del espectrómetro para la medida de la transmitancia en su rango de medida, guardando finalmente el archivo como hoja de cálculo para el posterior tratamiento y normalización de los datos de transmitancia correspondientes

a la longitud de onda de 530 nm. Sin embargo, el proceso de medida con DUSST para adquirir los valores de I a incluir en la ecuación 5 resulta más complejo y se detalla a continuación.

Se registraron valores de los distintos parámetros monitorizados con DUSST durante 21 minutos con un intervalo de muestreo de 2 s. El tiempo que el LED estuvo encendido/apagado durante el test se distribuye según lo indicado en el esquema de la *Figura 4.10*.

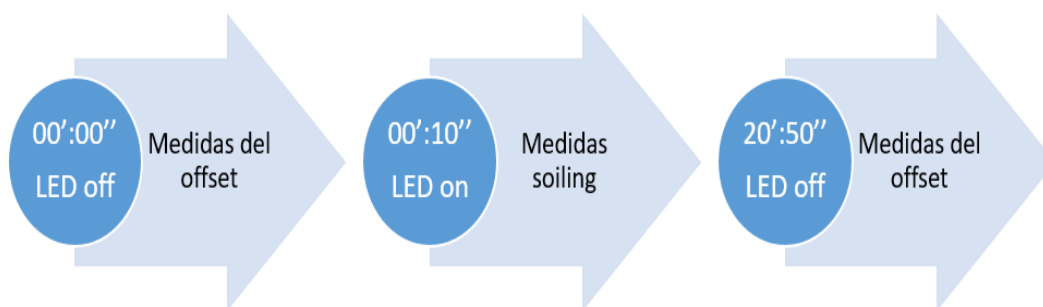


Figura 4.10. Distribución del tiempo de encendido del LED durante la validación de DUSST.

Durante los 10 primeros segundos, se registra el valor de intensidad suministrado por la célula cuando el LED está apagado y con una iluminación externa mínima, denominado valor de offset. En el segundo 10, se enciende el LED, el cual permanece encendido hasta el minuto 20 y 50 segundos. Durante este tiempo, se registran valores de intensidad de la célula y del resto de parámetros eléctricos, así como las temperaturas del LED y la célula FV. Finalmente, durante los 10 últimos segundos, se vuelven a registrar medidas con el LED apagado, con el fin de detectar posibles variaciones de la iluminación externa.

Con todos los datos registrados y almacenados en una hoja de cálculo, se obtiene el valor de I mediante el análisis y tratamiento de los mismos con MATLAB según el procedimiento indicado en el flujograma de la *Figura 4.11*.

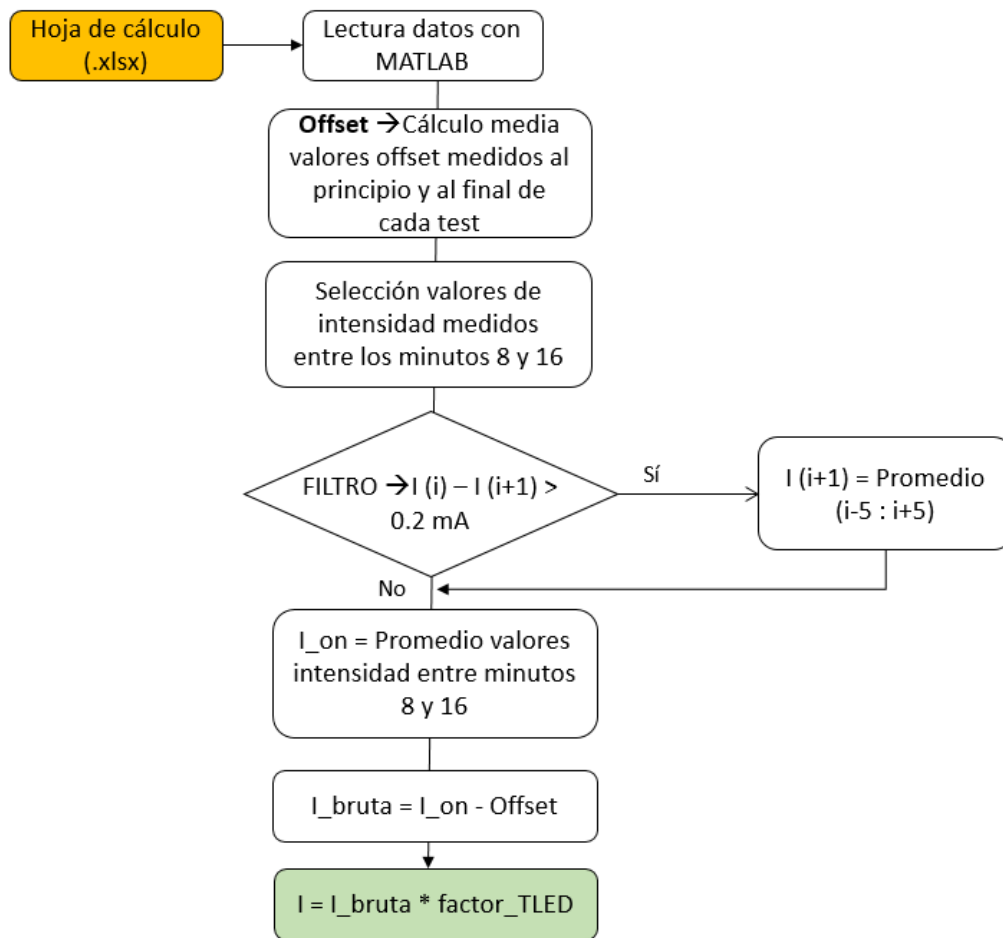


Figura 4.11. Flujoograma para la adquisición del valor de I . Validación DUSST.

Una vez se tiene acceso a los datos con MATLAB, en primer lugar se procede a calcular el valor medio de los valores de intensidad registrados con el LED apagado (offset). En caso de detectar variaciones muy grandes entre los valores medidos al principio y al final, se lanza un aviso indicando que se debe repetir el test (al realizarse los tests siempre bajo supervisión, esto no llega nunca a suceder). Posteriormente, se seleccionan tanto los valores de intensidad suministrada por la célula FV como los valores de temperatura del LED medidos entre los minutos 8 y 16 desde el encendido del LED. Se toman estos valores porque, como se detallará en el apartado de resultados de la caracterización térmica, se comprobó que la señal se estabiliza casi completamente a partir de los 8 minutos y la temperatura de célula apenas aumenta 0,5 °C durante este intervalo. Posteriormente, se aplica un filtro para suavizar posibles valores atípicos de la señal. Tras esto se calcula la intensidad media con el LED encendido. Finalmente, el valor de I buscado se obtiene tras restarle a la media calculada el offset y corregir el resultado en función de la

temperatura del LED, aplicando el factor empírico que se indica en el punto 5.2. Con el valor de I de referencia y el valor de I obtenido con cada una de las máscaras, se obtiene el valor del LIR según la ecuación 5.

Una vez fueron obtenidos los valores de transmitancia del soiling de las 12 máscaras y los valores del LIR para cada una de ellas, se utilizó MATLAB para representar las pérdidas de transmitancia frente a las pérdidas medidas con DUSST con el fin de obtener una expresión que las relacionase de forma precisa.

Las pérdidas de transmitancia ($T_{pérdidas}$) representan las pérdidas de transmisión, en tanto por ciento, debidas al nivel de soiling, en este caso específico, debido al nivel de gris de la máscara utilizada a 530 nm (Ecuación 6).

$$T_{pérdidas}(530 \text{ nm}) = 100\% - T_{soiling}(530 \text{ nm}) \quad (6)$$

Donde:

- $T_{soiling}(530 \text{ nm})$ es la transmitancia calculada mediante la ecuación 4.

Las pérdidas medidas con DUSST ($DUSST_{pérdidas}$), expresadas en tanto por ciento, vienen dadas por la ecuación 7.

$$DUSST_{pérdidas} [\%] = 100 - LIR \quad (7)$$

Donde:

- LIR es el ratio de intensidad de luz calculado mediante la ecuación 5.

En el siguiente capítulo se muestran y discuten los resultados, en los que se muestra la relación existente entre las pérdidas de transmitancia obtenidas utilizando el espectrómetro y las pérdidas eléctricas obtenidas con DUSST.

4.4.2. Fase 2: Validación

En esta segunda fase, se realizó una campaña experimental durante 4 meses, entre julio y octubre de 2019, que consistió en la instalación de 12 placas de PMMA

como la mostrada en la Figura 4.8b en posición horizontal en la terraza del edificio C6 de la Universidad de Jaén. En la *Figura 4.12*, se observa la ubicación de las placas sobre un tablón de madera.



Figura 4.12. Instalación de placas de PMMA para la acumulación de soiling.

El objetivo era recoger placas con distintos niveles de soiling, acumulado de forma natural. Al igual que en la fase de calibración, existe una placa de referencia, que se almacenó en una caja para evitar que se ensuciase. Esta placa fue usada como referencia para normalizar las medidas de transmitancia y las realizadas con DUSST a las placas expuestas en exterior, y para asegurar la calidad y repetibilidad de las medidas.

Cada cierto tiempo, entre 4 días y 14 días, exceptuando el mes de agosto, se retiraba una de las placas de PMMA expuesta en el exterior y se medía tanto su transmitancia como el valor de intensidad obtenido con DUSST siguiendo exactamente el mismo procedimiento que el explicado en la fase de calibración (punto 4.4.1). La no existencia de un período fijo de retirada se debe a que el objetivo era obtener muestras con niveles de soiling diferentes, por lo que el criterio dependía de las condiciones ambientales de los días previos. Una vez medidas, las placas se guardaban en una cajón para prevenir la pérdida o acumulación de soiling adicional. De esta forma, se posibilitaba la opción de repetir las medidas. En la

Figura 4.13, se muestran algunas de las placas recogidas; observando la presencia de soiling no uniforme en la número 4.



Figura 4.13. Placas de PMMA ensuciadas naturalmente. Almacenamiento.

Con respecto al procedimiento, la única diferencia se encuentra en la medida de la transmitancia hemisférica realizada con el espectrómetro; ya que en este caso se realizaban tres medidas consecutivas en diferentes puntos de la placa. La transmitancia utilizada en la ecuación 4 era la media de las tres medidas. De este modo, diferencias mayores de un 5% entre medidas indicaban la presencia de soiling no uniforme, permitiendo así detectar posibles errores al modelar las pérdidas espectrales de transmitancia utilizando los valores de DUSST.

Tras emplear las ecuaciones descritas en el punto 4.4.1 y obtener las pérdidas de transmitancia debidas al soiling utilizando las medidas realizadas con el espectrómetro a las 12 muestras, así como los valores del LIR asociados a las mismas; se utilizó MATLAB para modelar las pérdidas de transmitancia utilizando los valores del LIR obtenido con DUSST mediante la relación empírica obtenida en la fase de calibración. De esta forma, se representó una gráfica en la que se comparaban los valores medidos con el espectrómetro y los valores modelados a partir de las medidas de DUSST.

En el siguiente capítulo, se especifica la bondad de los resultados obtenidos a través del cálculo de distintos indicadores estadísticos (*ver anexo al final del documento*) y se verifica el alcance del objetivo propuesto en el TFM, que consistía en obtener una relación entre las pérdidas eléctricas y las pérdidas espectrales debidas al soiling, a partir de la respuesta del sensor estudiado.

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

5.1. Introducción

En este capítulo se detallan y discuten los resultados hallados tras estudiar el comportamiento térmico de los distintos componentes de DUSST y efectuar la validación de su funcionamiento bajo condiciones controladas.

En el apartado 5.2, se muestran y explican una serie de gráficas que representan el comportamiento térmico del sensor estudiado. Además, los resultados obtenidos constituyen la base a utilizar para el tratamiento y análisis de las medidas realizadas bajo condiciones ambientales externas.

En el apartado 5.3, se describen los resultados obtenidos tras realizar las fases de calibración y validación descritas en el capítulo anterior. Como se detallará posteriormente, los resultados aseguran un alto grado de fiabilidad a la hora de estimar las pérdidas espectrales producidas por el soiling utilizando únicamente las medidas realizadas con el sensor estudiado.

5.2. Caracterización térmica

La caracterización térmica de los componentes de un sensor, que va a funcionar bajo condiciones ambientales variables a lo largo del año, presenta una importancia relevante a la hora de analizar los valores medidos por este, especialmente cuando el orden de magnitud de los mismos es relativamente pequeño, en el caso de DUSST, del orden de mA; y el parámetro a obtener, en este caso el soiling ratio, suele presentar variaciones muy pequeñas: en Jaén suele estar comprendido entre 0.9 y 1 la mayor parte del año con variaciones diarias inferiores al 0.1%. A continuación, se especifican los resultados obtenidos tras el análisis de los datos registrados en los tests realizados según lo detallado en el punto 4.3.

5.2.1. Evolución temporal de las temperaturas

Se muestran una serie de gráficas en las que se observa la evolución de las temperaturas medidas en cada uno de los componentes.

En primer lugar, en la *Figura 5.1*, se representa como evoluciona la temperatura de la célula FV a lo largo del tiempo; mientras que en la *Figura 5.2*, se muestra la evolución de la temperatura del encapsulado del LED.

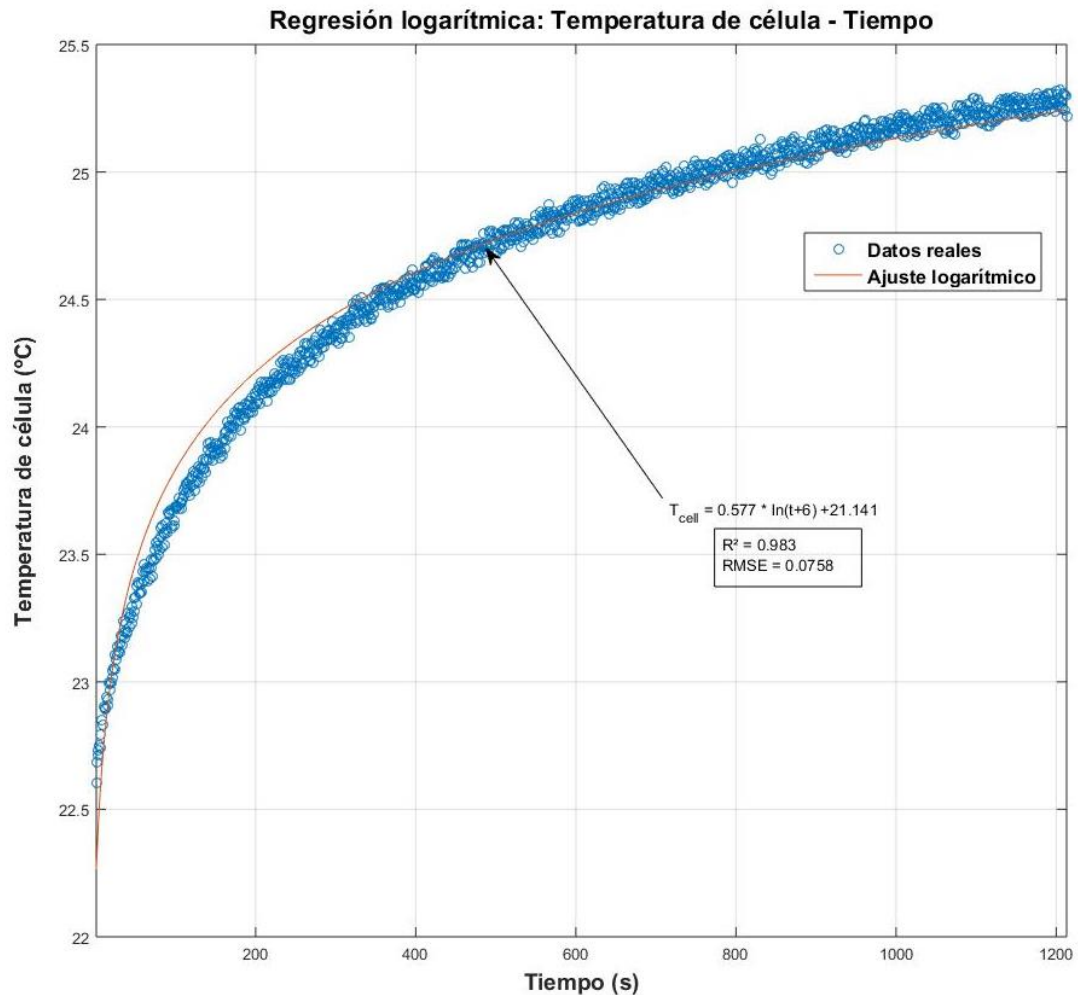


Figura 5.1. Evolución de la temperatura de célula con el tiempo.

Se observa como la temperatura sigue una tendencia logarítmica con un aumento de temperatura de 2 °C durante los 10 primeros minutos.

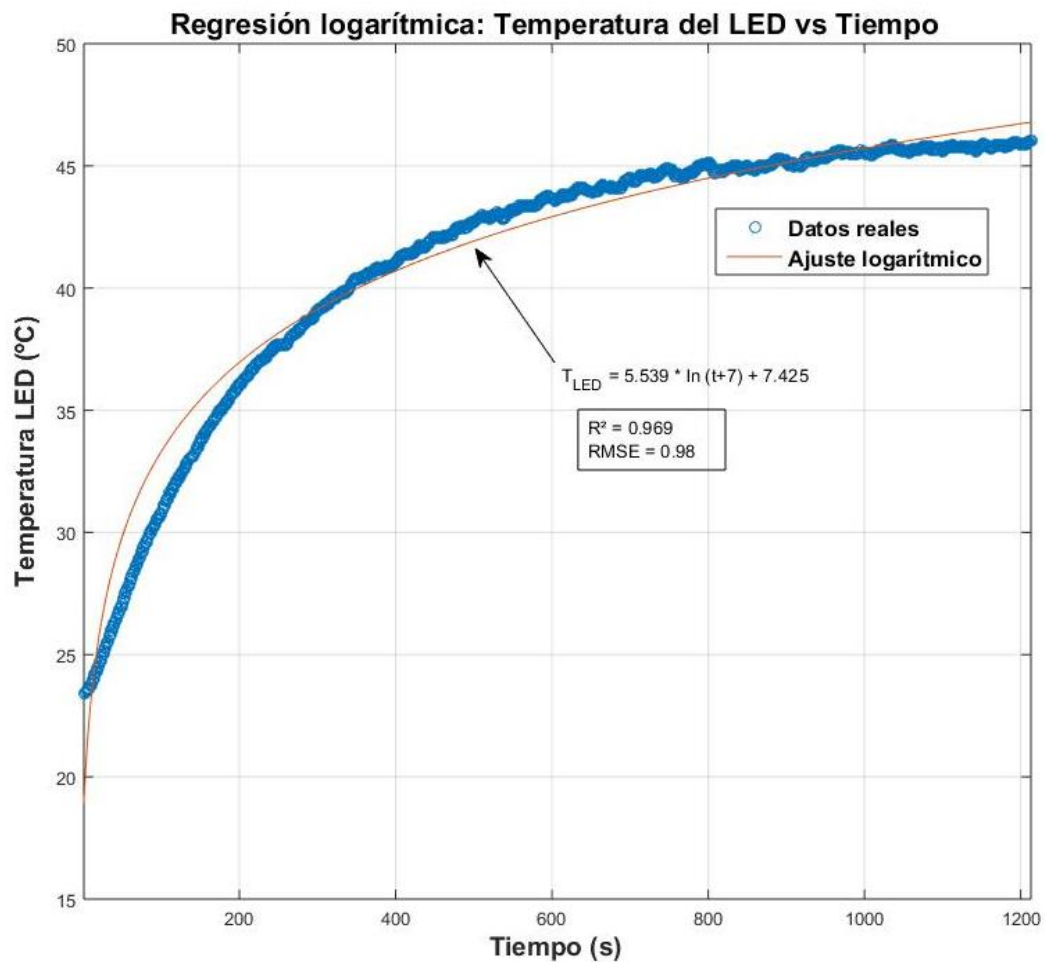


Figura 5.2. Evolución de la temperatura de encapsulado del LED con el tiempo.

Al igual que sucede con la temperatura de la célula, la temperatura del LED crece de forma logarítmica, aunque en este caso el crecimiento es más acusado, con un aumento de 20 °C en los primeros 10 minutos. Finalmente, en la Figura 5.3, se comprueba como la temperatura del driver (buckpuck) sigue la misma tendencia logarítmica, aunque en menor magnitud comparado con el LED.

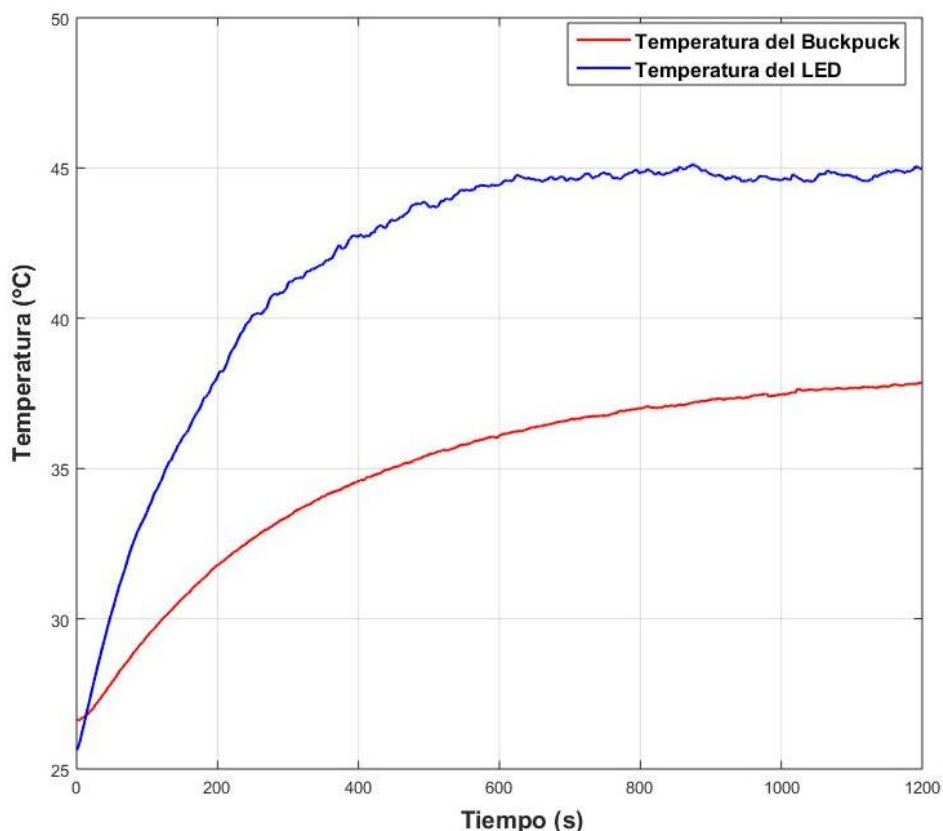


Figura 5.3. Evolución de la temperatura del buckpuck comparada con la del LED.

Según las gráficas presentadas, se observa una estabilización casi completa de los valores de temperatura a partir del minuto 10 desde el encendido del LED. Por otra parte, al ser la temperatura del LED la que presenta un mayor incremento de temperatura y al influir este valor en la luminosidad que el LED emite, se justifica su elección como el parámetro a utilizar para corregir el valor de las medidas de corriente de la célula FV. La correlación obtenida entre la corriente de la célula y la temperatura del LED se indica posteriormente.

5.2.2. Dependencia de la tensión del LED con la temperatura

Se pretende comprobar de forma experimental que el coeficiente de temperatura (β) proporcionado por el fabricante es correcto. En la Figura 5.4, se muestra la relación entre la tensión del LED y la temperatura del mismo.

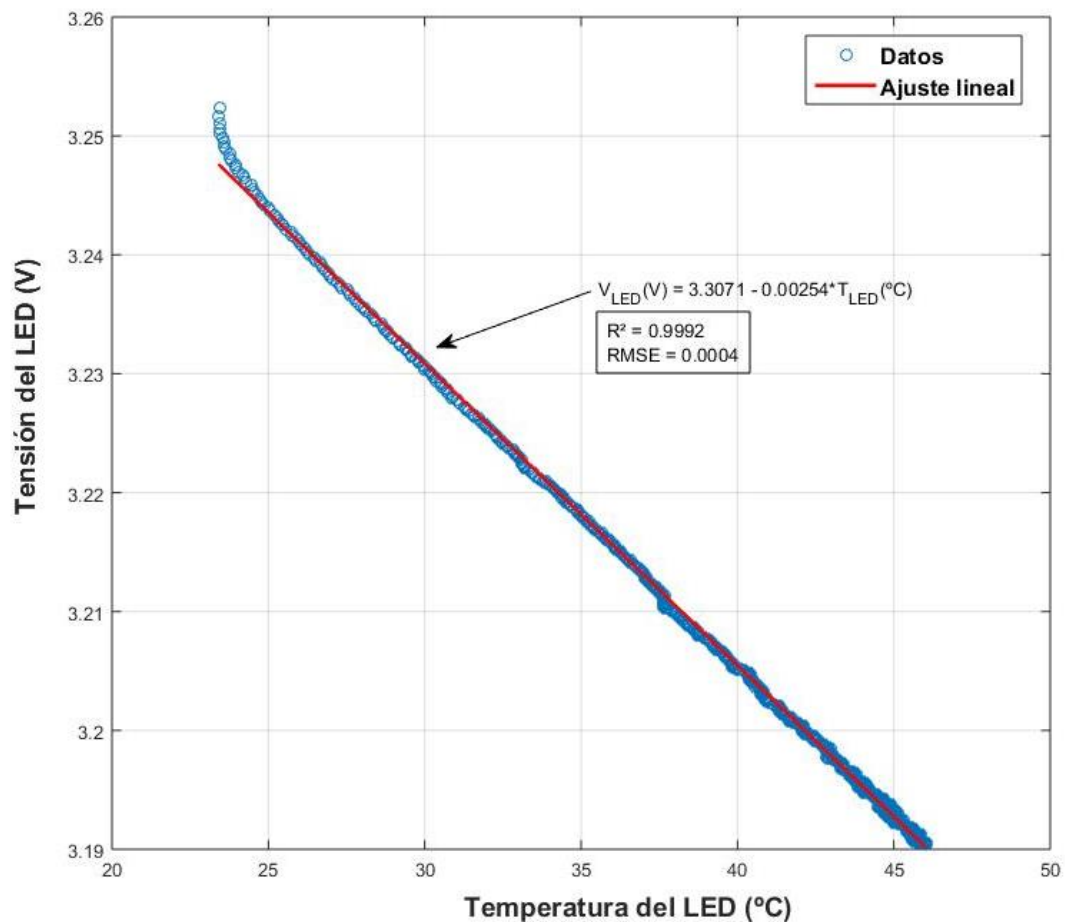


Figura 5.4. Tensión del LED - Temperatura del LED.

Se comprueba que la tensión decrece linealmente con la temperatura ($R^2 > 0.99$), siendo el coeficiente lineal obtenido de **-2,54 mV/°C**, valor que se encuentra dentro del rango dado por el fabricante.

5.2.3. Evolución de las intensidades del LED y de la fuente con el tiempo

Con la gráfica mostrada en la Figura 5.5, se demuestra que la intensidad suministrada por la fuente y la intensidad del LED permanecen constantes (variaciones entre los valores máximos y mínimos inferiores al 0,7%).

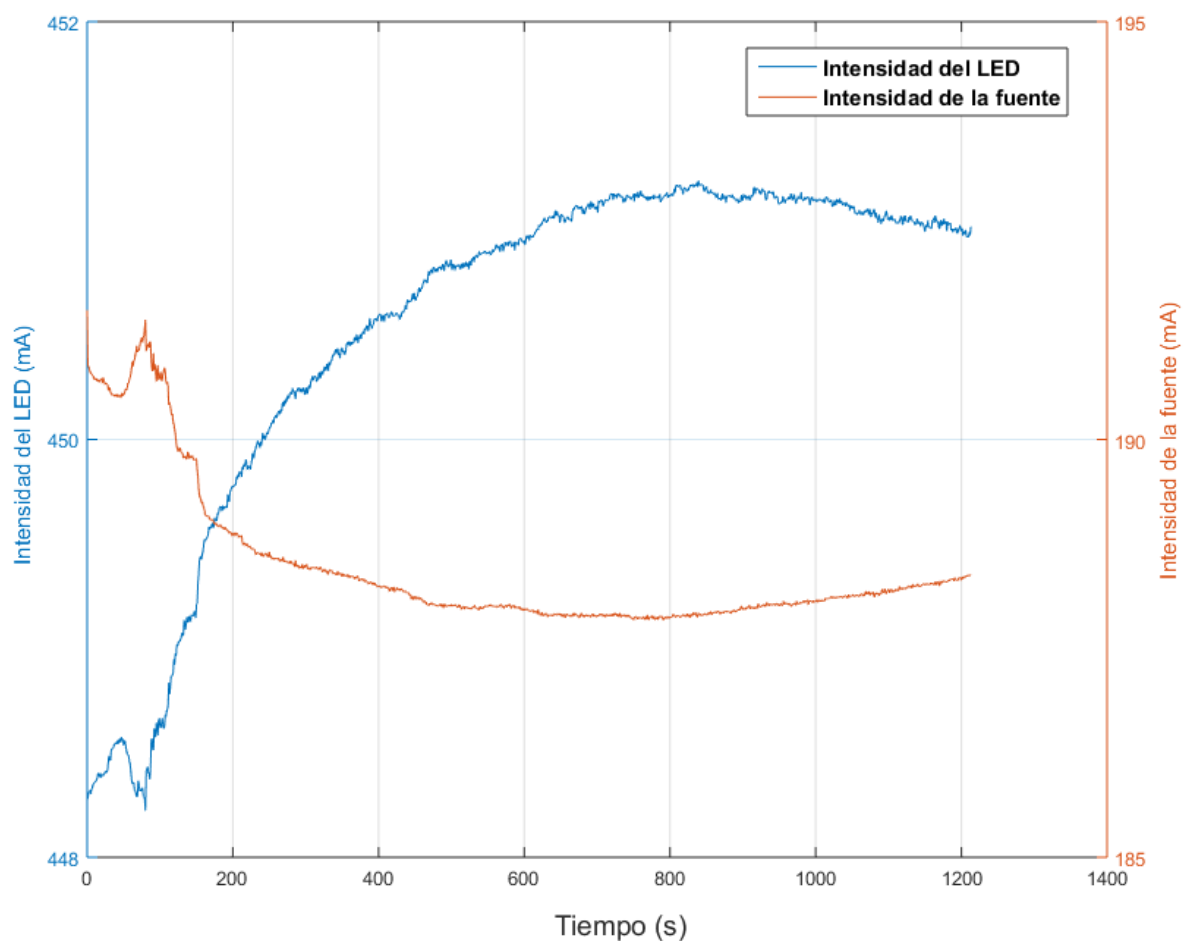


Figura 5.5. Evolución de la intensidad del LED y de la intensidad suministrada por la fuente.

Se aprecia como ambos valores son totalmente estables a partir del minuto 8, motivo por el cual, en la validación del prototipo, se consideran los valores de intensidad de célula registrados a partir de ese instante (Figura 4.11).

5.2.4. Correlación entre la corriente de la célula FV y la temperatura del LED

Como se justificó anteriormente (ver punto 5.2.1), se pretendía obtener la relación existente entre la temperatura de encapsulado del LED y la intensidad generada por la célula FV. En la Figura 5.6, se representa en el eje de ordenadas, la intensidad de la célula FV, y en el eje de abscisas, la temperatura del LED.

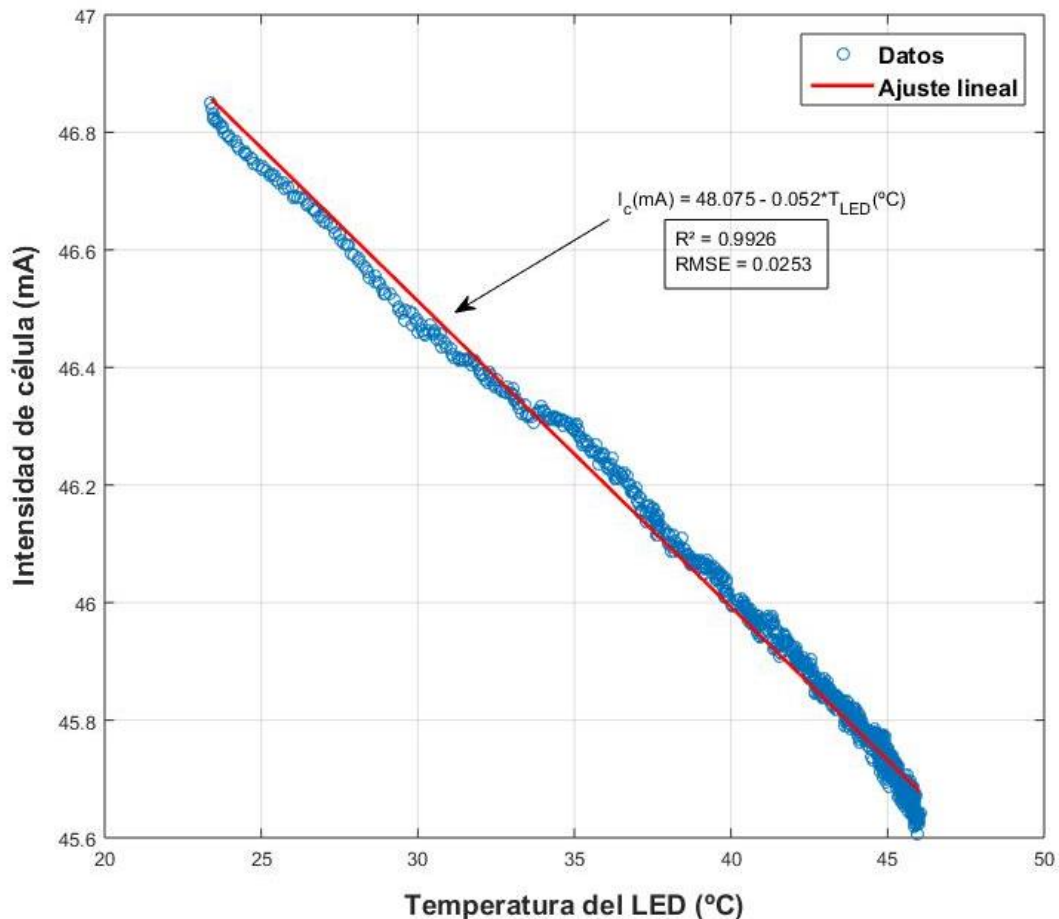


Figura 5.6. Correlación lineal entre la intensidad de célula y la temperatura del LED.

Se comprueba la existencia de una correlación lineal entre la temperatura de encapsulado del LED y la intensidad generada por la célula FV de DUSST; de modo que la intensidad disminuye con una tasa lineal de $-0,052 \text{ mA} / \text{°C}$ ($R^2 > 0,99$).

El valor obtenido se trata de una constante empírica que permite normalizar, a partir de la temperatura del LED, las medidas de corriente medidas por DUSST, según la siguiente ecuación:

$$I_{25\text{ °C}}(\text{mA}) = I_{DUSST_{T_{LED}}} - \alpha \times (25 - T_{LED}) \quad (8)$$

Donde:

- $I_{25\text{ °C}}$ es la intensidad de la célula FV normalizada a 25 °C . Se expresa en mA.
- $I_{DUSST_{T_{LED}}}$ es la intensidad de la célula FV medida a una temperatura del LED dada, expresada en mA.

- α es el coeficiente empírico obtenido, cuyo valor es $-0,052 \text{ mA} / ^\circ\text{C}$.
- T_{LED} es la temperatura del LED a la que se ha medido la intensidad de la célula, expresada en $^\circ\text{C}$.

Esta ecuación se emplea en la fase de validación para normalizar todas las medidas. Al realizarse la validación bajo condiciones ambientales controladas, su influencia es relativamente baja. Sin embargo, en condiciones de funcionamiento real en exterior, la corrección en temperatura sí juega un papel más importante debido a las importantes fluctuaciones térmicas estacionales en determinadas localizaciones, como es el caso de Jaén, con valores de temperatura ambiente durante la noche de casi $30\text{ }^\circ\text{C}$ en verano y $0\text{ }^\circ\text{C}$ en invierno.

5.3. Validación del prototipo

A partir de la metodología descrita en el capítulo anterior (punto 4.4), se obtuvieron los resultados necesarios para validar el funcionamiento del sensor DUSST bajo condiciones controladas. En este apartado, se muestra primero la relación empírica obtenida al utilizar máscaras impresas en distintas tonalidades de gris entre las pérdidas de transmitancia obtenidas a partir de las medidas del espectrómetro y las pérdidas de intensidad medidas con DUSST. Posteriormente, se valida esta relación utilizando muestras (ver Figura 4.13) con soiling depositado de forma natural.

5.3.1. Calibración

En esta fase, se midió la transmitancia de las distintas máscaras utilizando el espectrómetro de la Figura 4.9. Previamente a situar las máscaras sobre una placa de PMMA, se midió la transmitancia de una placa de PMMA limpia que es la referencia, cuya curva se muestra en la Figura 5.7. Aunque se ha obtenido toda la curva, el único valor de interés es el correspondiente a una longitud de onda de 530 nm , por ser esta la longitud de onda dominante a la que emite el LED empleado en DUSST.

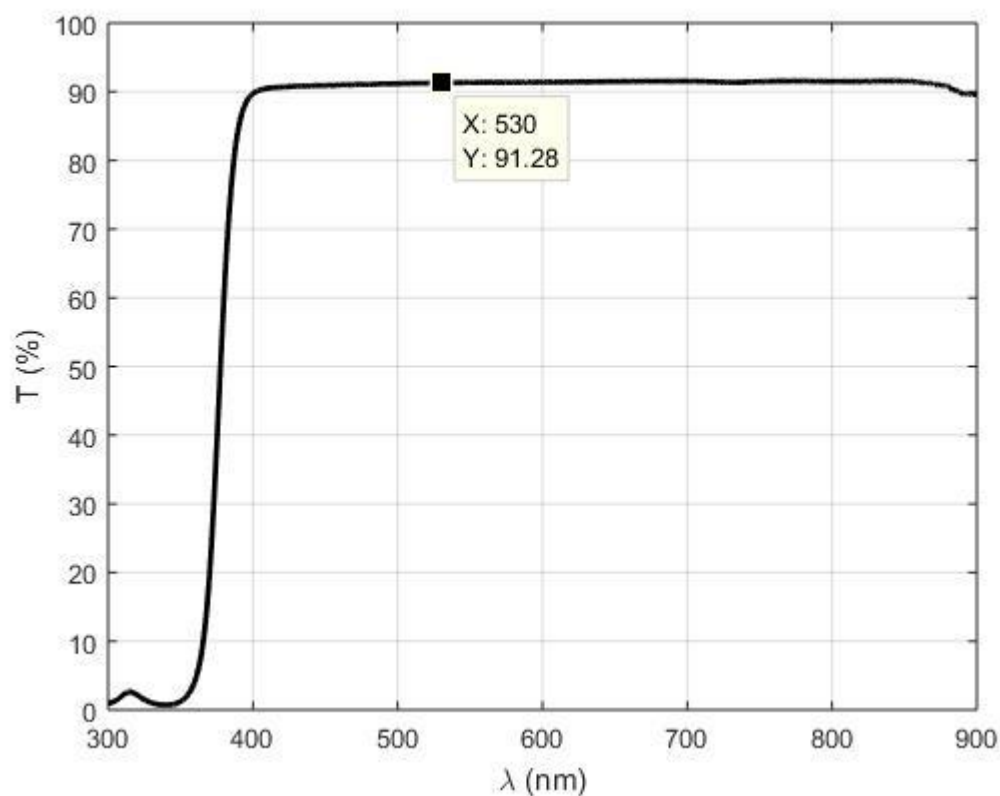


Figura 5.7. Curva de transmitancia de la placa PMMA de referencia.

A 530 nm, la transmitancia es del 91,28% que es el valor a introducir en el denominador de la ecuación 4. En la Tabla 5.1, se muestran los valores de transmitancia normalizados de las 12 máscaras y las pérdidas asociadas, calculadas como $1 - T_{530 \text{ nm}}$.

Tabla 5.1. Valores de transmitancia a 530 nm normalizados de las máscaras.

ID	$T_{530 \text{ nm}}$	Pérdidas de $T_{530 \text{ nm}}$
Máscara 1	81,04%	18,96%
Máscara 2	70,35%	29,65%
Máscara 3	53,26%	46,74%
Máscara 4	37,60%	62,40%
Máscara 5	30,68%	69,32%
Máscara 6	21,76%	78,24%
Máscara 7	61,38%	38,62%
Máscara 8	45,19%	54,81%
Máscara 9	32,24%	67,76%
Máscara 10	18,39%	81,61%
Máscara 11	7,81%	92,19%
Máscara 12	3,51%	96,49%

Tras medir la transmitancia, se realizaron las medidas con DUSST de las máscaras, obteniendo los valores de intensidad y del LIR según el procedimiento y las ecuaciones presentadas en el punto 4.4. En la Tabla 5.2, se muestran los valores obtenidos. La intensidad de referencia medida correspondiente a la placa de PMMA limpia es 43,336 mA (LIR = 100%). Las pérdidas se han obtenido como $1 - \text{LIR}$.

Tabla 5.2. Máscaras. Resultados obtenidos a partir de las medidas realizadas con DUSST.

ID	I_c (mA)	LIR	Pérdidas medidas con DUSST
Referencia	43,336	100%	0%
Máscara 1	38,743	89,40%	10,60%
Máscara 2	37,349	86,18%	13,82%
Máscara 3	34,445	79,48%	20,52%
Máscara 4	31,925	73,67%	26,33%
Máscara 5	29,706	68,55%	31,45%
Máscara 6	23,678	54,64%	45,36%
Máscara 7	35,791	82,59%	17,41%
Máscara 8	33,060	76,29%	23,71%
Máscara 9	30,207	69,70%	30,30%
Máscara 10	21,396	49,37%	50,63%
Máscara 11	11,539	26,63%	73,37%
Máscara 12	5,092	11,75%	88,25%

Utilizando una aplicación de MATLAB para el ajuste de datos, se presentan en la Figura 5.8, los valores de pérdidas de transmitancia (eje de ordenadas) y de pérdidas medidas con DUSST (eje de abscisas) junto con la función lineal a trozos que constituye el mejor ajuste posible con valores de $R^2 > 0,97$:

$$Pérdidas_{T_{530\text{ nm}}} = \begin{cases} 2,2477 * (1 - LIR); & \text{si } 1 - LIR \leq 0,33 \\ 0,3974 * (1 - LIR) + 61,286; & \text{si } 1 - LIR > 0,33 \end{cases} \quad (9)$$

Donde:

- $Pérdidas_{T_{530\text{ nm}}}$ son las pérdidas de transmitancia a 530 nm expresadas en tanto por uno.
- $1 - LIR$ representa las pérdidas de intensidad medidas con DUSST.

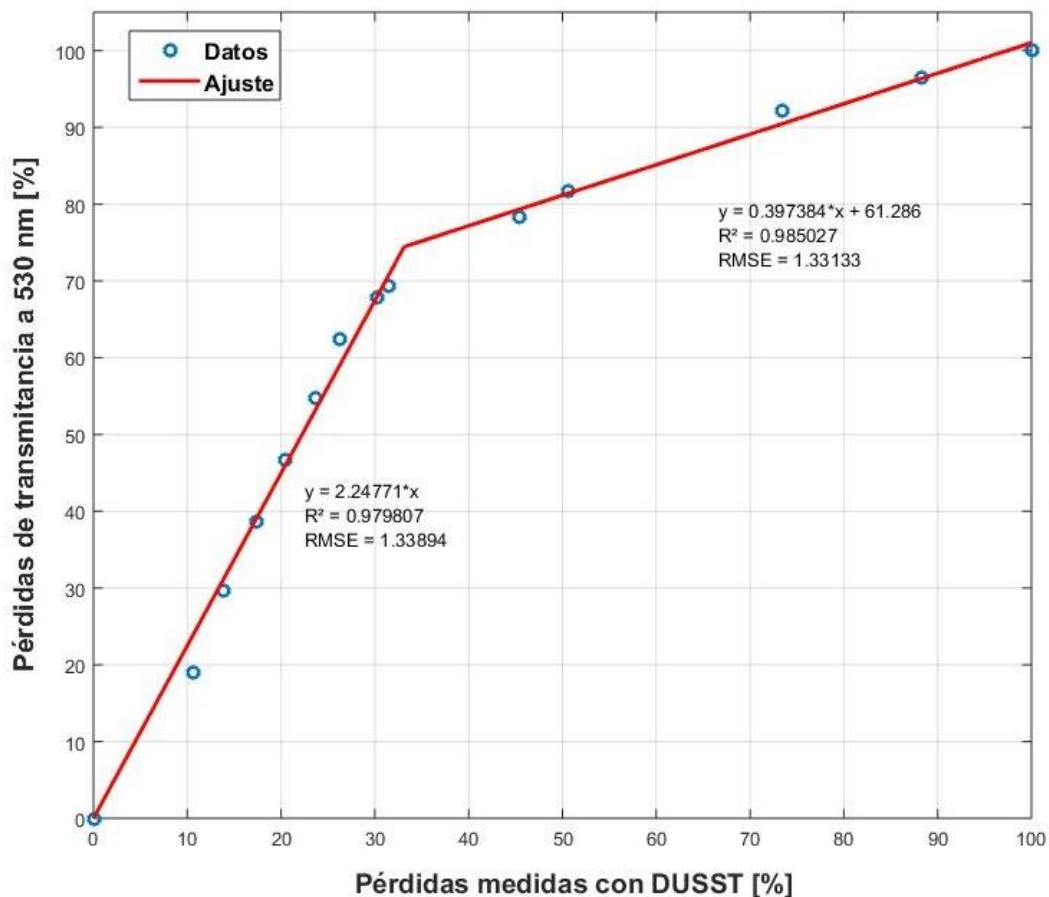


Figura 5.8. Modelo lineal. Resultado de la calibración con máscaras.

Se observa que para un valor de pérdidas medidas con DUSST del 33,12%, lo que equivale a un LIR del 66,88% y a un valor de intensidad de 28,98 mA, se produce un cambio de pendiente. A pesar de que a priori se esperaba una relación lineal, la existencia de dicha variación de la pendiente puede deberse a la respuesta espectral de la célula FV ante una fuente de luz monocromática, cuyo espectro es totalmente diferente al del sol.

También se planteó la posibilidad de utilizar una función logarítmica que ajustase los datos que presentaba un $R^2 > 0,97$ como se observa en la Figura 5.9.

$$Pérdidas_{T_{530\text{ nm}}} = 35,9886 * \ln(1 - LIR) - 60,985 \quad (10)$$

Donde:

- $Pérdidas_{T_{530\text{ nm}}}$ son las pérdidas de transmitancia a 530 nm expresadas en tanto por uno.
- $1 - LIR$ representa las pérdidas de intensidad medidas con DUSST.

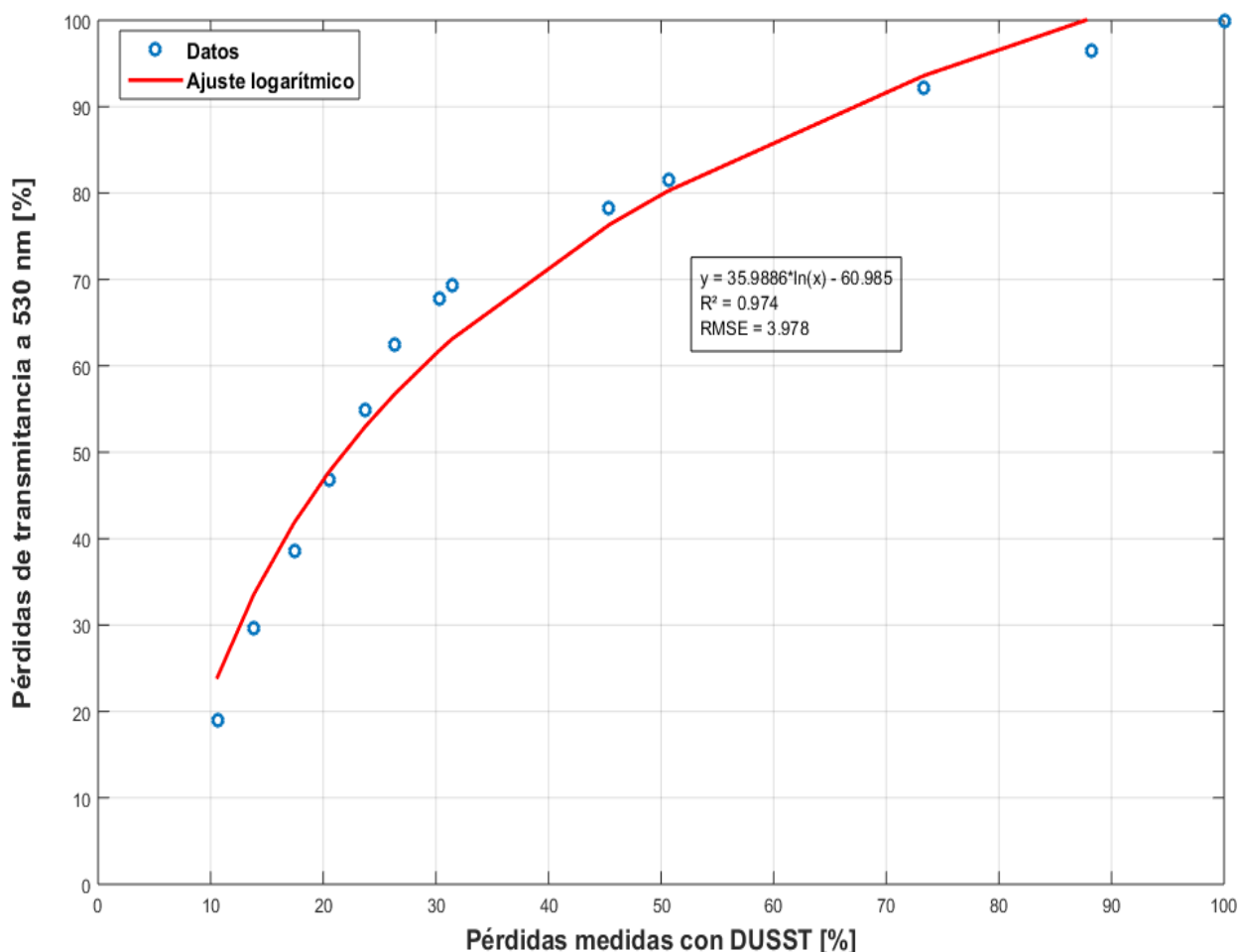


Figura 5.9. Modelo logarítmico. Resultado de la calibración con máscaras.

A continuación, se detallan los resultados obtenidos para validar uno de los modelos presentados, mediante el uso de placas de PMMA expuestas a soiling en condiciones atmosféricas reales.

5.3.2. Validación

La última fase experimental del trabajo consistió en probar que la relación mostrada en la Figura 5.8 se cumplía y resultaba aplicable para placas de PMMA ensuciadas en el exterior de forma natural. Para ello, se siguió el procedimiento de medida y toma de datos descrito en el punto 4.4.2.

Al igual que en la fase de calibración, se utilizó una placa de PMMA de referencia (limpia) para normalizar los valores. El valor de transmitancia y la intensidad suministrada por DUSST se midió al inicio y al final de la campaña

experimental para asegurar la repetibilidad y precisión de las medidas y para descartar posibles efectos por envejecimiento de los componentes del sensor, obteniendo los valores reflejados en la *Tabla 5.3*.

Tabla 5.3. Valores de referencia medidos al inicio y al final de la campaña experimental.

Medida	Inicio	Fin
Transmitancia a 530 nm	91,28%	91,04%
Intensidad suministrada por DUSST (mA)	43,336	43,258

Se comprueba que los valores de referencia experimentan variaciones despreciables, que pueden ser incluso debidas a la propia incertidumbre de medida del espectrómetro y del sensor, por lo tanto, resulta válido asumir que los valores medidos al inicio de la campaña permanecen constantes durante la misma.

Las curvas de transmitancia de las distintas muestras recogidas fueron medidas con el espectrómetro y se muestran en la Figura 5.10. En la leyenda, se indica el tiempo que permaneció cada muestra expuesta en el exterior. Si durante toda la campaña experimental no se hubieran registrado precipitaciones, la transmitancia de las muestras debería disminuir a medida que aumenta el tiempo que permanecen expuestas. No obstante, debido a la existencia de precipitaciones desde finales del mes de agosto (día 55 de campaña), los valores de transmitancia registrados no presentan esta tendencia. Por otra parte, se destaca la existencia de 4 muestras con soiling no uniforme, debido a la medida de variaciones de transmitancia a 530 nm superiores al 5%. Esto se refleja en los valores de desviación estándar presentados en la Tabla 5.4.

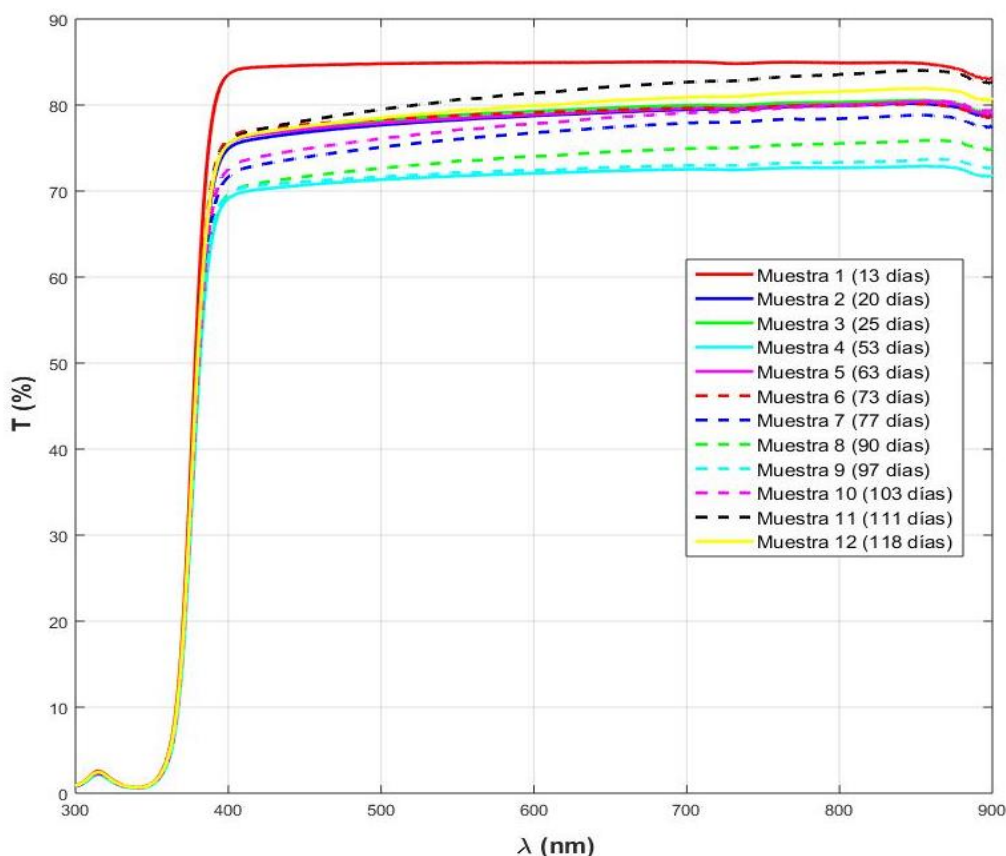


Figura 5.10. Curvas de transmitancia de las muestras recogidas. Entre paréntesis, aparece el número de días que permanecieron expuestas en el exterior.

Las curvas representan los valores de transmitancia medidos no normalizados. Los valores que se emplearán para calcular las pérdidas de transmitancia son los correspondientes a 530 nm, los cuales se normalizan a partir del valor de referencia presentado en la Tabla 5.3. En la Tabla 5.4, se presentan los valores de transmitancia normalizados y sus pérdidas asociadas.

Tabla 5.4. Valores de transmitancia normalizada (promedio) y pérdidas de transmitancia.

ID	$T_{530 \text{ nm}}$	Desviación estándar	Pérdidas de $T_{530 \text{ nm}}$
Muestra 1	93,22%	0,63%	6,78%
Muestra 2	85,73%	3,34%	14,26%
Muestra 3	86,36%	5,04%	13,64%
Muestra 4	78,64%	9,89%	21,36%
Muestra 5	85,95%	0,13%	14,05%
Muestra 6	86,35%	0,85%	13,65%
Muestra 7	83,14%	2,98%	16,86%
Muestra 8	80,32%	7,58%	19,68%
Muestra 9	78,98%	3,78%	21,02%
Muestra 10	84,24%	0,94%	15,76%
Muestra 11	88,04%	2,50%	11,96%
Muestra 12	86,77%	1,19%	13,23%

Los valores de transmitancia son el promedio de las medidas realizadas en distintos puntos de la muestra. Estos valores son comparados con los obtenidos a partir del modelo, para comprobar la bondad del mismo. Los valores de desviación estándar más elevados se corresponden con aquellas muestras con soiling no uniforme (muestras 3,4,8 y la muestra 9 en menor medida).

Los valores de intensidad medidos con DUSST, así como el valor del LIR y las pérdidas eléctricas asociadas a este último se muestran en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5. Valores de intensidad medidos con DUSST y LIR. Validación con muestras.

ID	I _c (mA)	LIR	100% - LIR
Muestra 1	41,90	96,69%	3,31%
Muestra 2	40,50	93,45%	6,55%
Muestra 3	40,34	93,09%	6,91%
Muestra 4	39,50	91,15%	8,85%
Muestra 5	40,41	93,25%	6,75%
Muestra 6	40,35	93,11%	6,89%
Muestra 7	39,88	92,03%	7,97%
Muestra 8	39,86	91,98%	8,02%
Muestra 9	38,97	89,92%	10,08%
Muestra 10	40,57	93,61%	6,39%
Muestra 11	41,41	95,56%	4,44%
Muestra 12	40,84	94,23%	5,77%

Tras seguir el procedimiento descrito en el punto 4.4.2 y aplicando el modelo empírico, obtenido con las máscaras (ver *Calibración*87), que relaciona las pérdidas de transmitancia con las pérdidas medidas por DUSST, se estimaron los valores de pérdidas de transmitancia a partir de los valores de 100% - LIR, expresados en tanto por uno y que representan las pérdidas eléctricas medidas, de la Tabla 5.5.

En la Figura 5.11, se muestra el ajuste entre las pérdidas de transmitancia medidas con el espectrómetro (eje de ordenadas) y las pérdidas de transmitancia modeladas a partir de los valores de pérdidas eléctricas medidos con DUSST. Las barras de color azul representan la desviación estándar de las medidas de transmitancia de las diferentes muestras (ver Tabla 5.4).

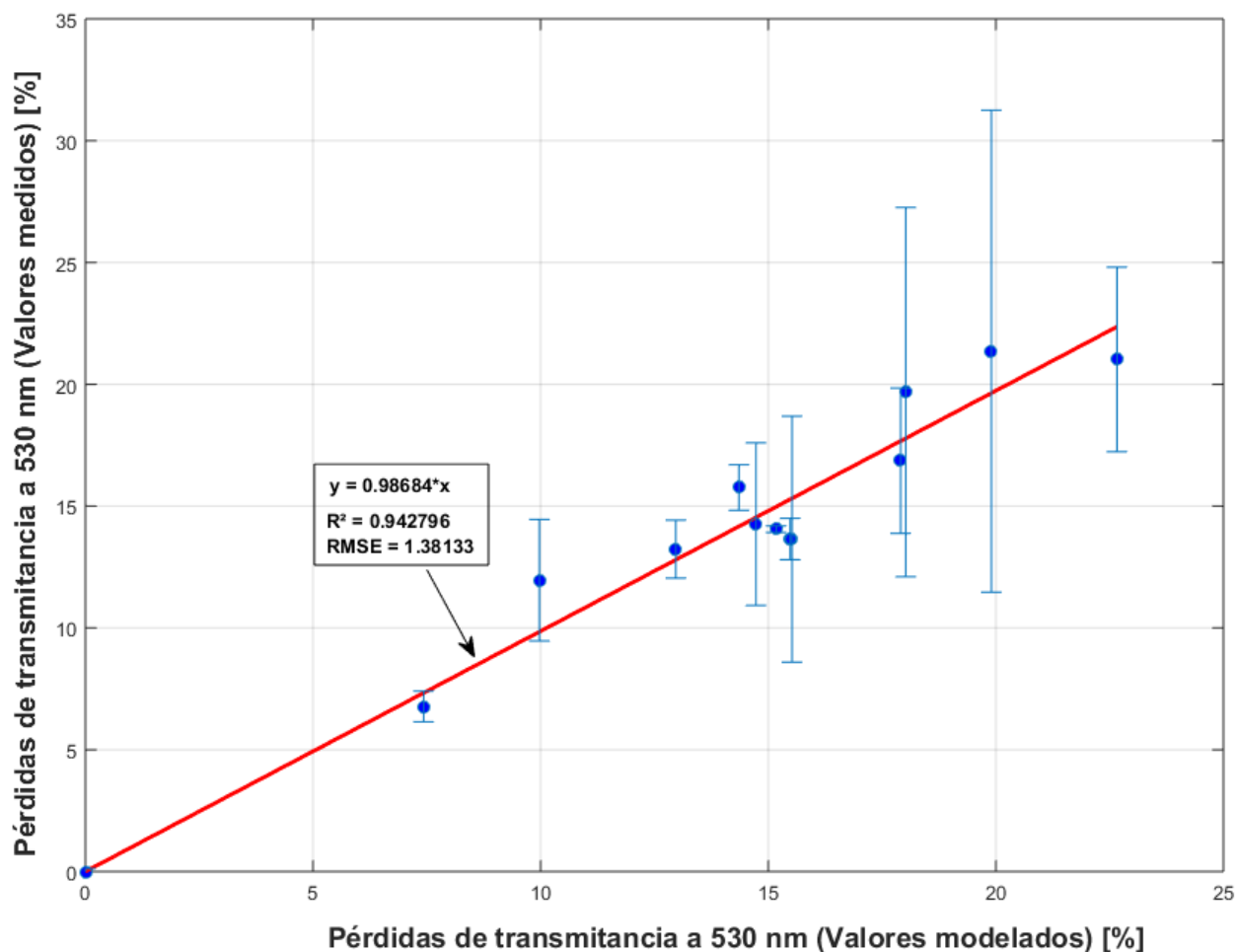


Figura 5.11. Ajuste entre los valores medidos y los modelados. Validación con muestras.

Se obtiene un ajuste lineal bastante preciso, con una pendiente prácticamente igual a la unidad, valor teórico ideal que indica una correlación perfecta entre los valores medidos y los modelados; un valor del coeficiente de determinación (R^2) superior a 0,94 y un error cuadrático medio (RMSE) del 1,38%. Por otra parte, se observa que las mayores diferencias entre los valores medidos y modelados se producen en aquellas muestras con soiling no uniforme. El modelo logarítmico propuesto (Ecuación 10) se descartó debido al bajo valor de R^2 obtenido ($R^2 = 0,643$).

A modo de resumen, se puede afirmar que el sensor DUSST estudiado permite realizar una estimación muy precisa de las pérdidas de transmitancia espectral debidas al soiling a partir de una medida de intensidad, validando el modelo lineal obtenido en la fase de calibración. No obstante, deberán seguir realizándose ensayos para comprobar el efecto de la no uniformidad en los resultados.

6. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

6.1. Introducción

Una vez finalizados los dos estudios experimentales realizados y tras redactar el resto de capítulos de la memoria, se muestran en este capítulo las conclusiones extraídas, así como posibles líneas futuras que se pueden plantear y que darían continuidad al trabajo desarrollado en este TFM.

6.2. Conclusiones

En este trabajo, dos ensayos experimentales han sido realizados para caracterizar el funcionamiento del sensor de soiling DUSST bajo condiciones ambientales controladas.

En primer lugar, se estudió el comportamiento térmico de los distintos componentes del mismo, analizando diferentes relaciones entre las temperaturas registradas y los parámetros eléctricos y obteniendo el tiempo de estabilización de la señal. Según los resultados mostrados, las temperaturas de los componentes crecen de forma logarítmica con el tiempo, con un tiempo de estabilización de 10 minutos desde el encendido del LED. Por otra parte, la temperatura de encapsulado del LED es la que experimenta el crecimiento más notable y la que influye en mayor medida en el valor de intensidad generada por la célula FV, así se comprobó la existencia de una relación lineal entre ambas, disminuyendo la intensidad 0,052 mA por cada °C de aumento. Esta relación permite normalizar las medidas tomadas a un determinado valor de temperatura, eliminando así este error en el cálculo de parámetros como el soiling ratio.

Posteriormente, se procedió a validar su funcionamiento demostrando su eficiencia a la hora de estimar las pérdidas de transmitancia producidas por el soiling. Para ello, primero se obtuvo un modelo que relacionaba las pérdidas de transmitancia con las pérdidas eléctricas medidas con el sensor, utilizando máscaras impresas que simulaban el efecto del soiling sobre un material encapsulante de módulos FV. El modelo obtenido refleja un comportamiento diferente en función del nivel de soiling, representado mediante un cambio de la pendiente de la relación

lineal encontrada (ver Figura 5.8), lo cual se justifica debido a la respuesta espectral de la célula ante una fuente de luz monocromática. Tras la obtención del modelo, se realizó una campaña experimental con placas de PMMA ensuciadas de forma natural para su validación. Los resultados obtenidos tras analizar las medidas de la campaña permiten validar el modelo, y afirmar que es posible estimar las pérdidas de transmitancia espectral debidas al soiling a partir de las medidas de intensidad del sensor, con errores inferiores al 3% para valores de pérdidas inferiores al 25%.

Finalmente, se debe destacar la importancia de desarrollar sensores de bajo coste, como el aquí estudiado, para la valoración de las pérdidas por soiling; ya que ofrece la posibilidad a los propietarios de plantas fotovoltaicas de conocer sus pérdidas, y planificar a partir de estas su calendario de limpieza óptimo; mejorando así su beneficio económico.

En el siguiente apartado, se proponen algunas líneas futuras que dan continuidad al trabajo realizado

6.3. Líneas futuras

Algunas de las posibles líneas de ampliación del proyecto son:

- 1) Evaluar la respuesta del modelo para pérdidas de transmitancia superiores al 30%.
- 2) Estudiar en profundidad el efecto de la no uniformidad del soiling y analizar posibles soluciones para su detección.
- 3) Analizar la respuesta del sensor al utilizar LEDs de diferentes colores que emitan en distintas longitudes de onda, y la posibilidad de reconstruir la curva de transmitancia del soiling.
- 4) Analizar el comportamiento a largo plazo del prototipo DUSST instalado en exterior. En la Figura 6.1, se muestra el prototipo instalado en la Universidad de Jaén y en la Figura 6.2, los valores del LIR registrados durante su primer mes de funcionamiento.

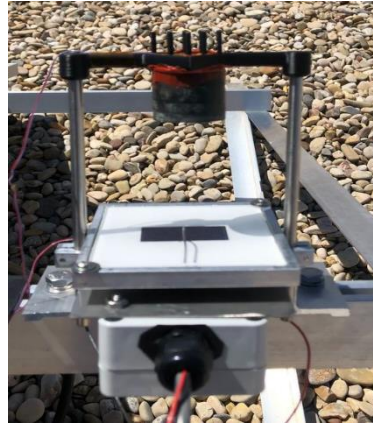


Figura 6.1. Prototipo DUSST instalado en la terraza del edificio C6 de la Universidad de Jaén.

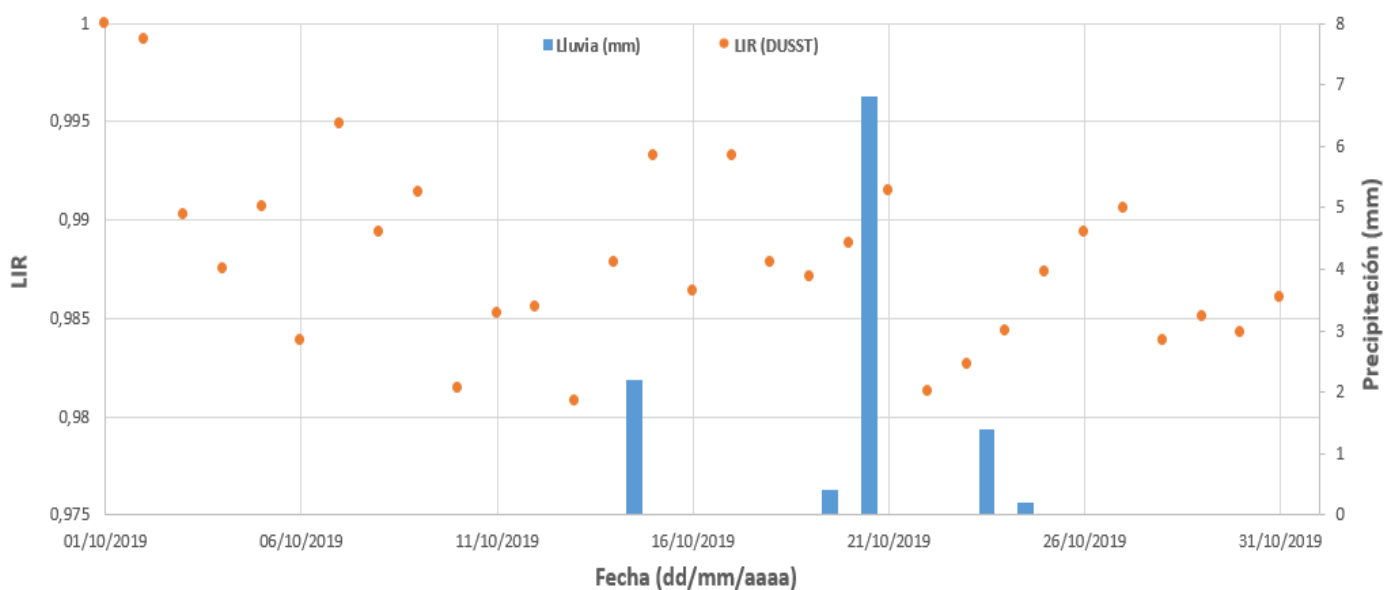


Figura 6.2. Análisis de los valores del LIR obtenidos durante el mes de octubre de 2019.

Se observa que las pérdidas medias medidas por el sensor son muy pequeñas (valores de LIR $>0,98$), al tratarse de un mes con escasa presencia de soiling.

Futuros estudios incluirán la validación de los resultados frente a los registrados por una estación de soiling comercial.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] IRENA, *Renewable Energy Statistics 2019*. 2019.
- [2] REN21, *Renewable 2018 global status report*. 2017.
- [3] M. A. Green *et al.*, “Solar cell efficiency tables (Version 53),” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 27, no. 1, pp. 3–12, 2019.
- [4] M. T. Muller, E. F. Fernández, F. Almonacid, and L. Micheli, “Methods and Systems for Determining Soiling on Photovoltaic Devices,” USPTO 16/376547, 2019.
- [5] M. Gostein, T. Düster, and C. Thuman, “Accurately Measuring PV Soiling Losses Using Module Power Measurements,” *42nd IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, no. June 2017, 2015.
- [6] K. Ilse *et al.*, “Techno-Economic Assessment of Soiling Losses and Mitigation Strategies for Solar Power Generation,” *Joule*, pp. 2303–2321, 2019.
- [7] S. Ghazi, A. Sayigh, and K. Ip, “Dust effect on flat surfaces – A review paper,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 33, pp. 742–751, May 2014.
- [8] 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.
- [9] L. Micheli, M. Muller, and S. Kurtz, “Determining the effects of environment and atmospheric parameters on PV field performance,” *2017 IEEE 44th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2017*, no. 3, pp. 1–6, 2017.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] L. Micheli *et al.*, “A unified global investigation on the spectral effects of soiling losses of PV glass substrates : preliminary results,” pp. 2858–2863, 2017.
- [13] S. N. Laboratories, “Spectral Response,” *PV Performance Modelling*

- Collaborative*. [Online]. Available: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/effective-irradiance/spectral-response/>. [Accessed: 05-Sep-2019].
- [14] M. Gostein, B. Littmann, J. R. Caron, and L. Dunn, "Comparing PV power plant soiling measurements extracted from PV module irradiance and power measurements," *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, no. 1, pp. 3004–3009, 2013.
- [15] M. G. Deceglie, M. Muller, Z. Defreitas, and S. Kurtz, "A scalable method for extracting soiling rates from PV production data," *2017 IEEE 44th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2017*, pp. 1–5, 2017.
- [16] M. Gostein, K. Passow, M. G. Deceglie, L. Micheli, and B. Stueve, "Local Variability in PV Soiling Rate," *2018 IEEE 7th World Conf. Photovolt. Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Jt. Conf. 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC*, no. June, pp. 3421–3425, 2018.
- [17] B. Figgis, M. Plaza, and T. Mirza, "PV Soiling Rate Variation over Long Periods." [Online]. Available: https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/2015_pvmrw_02_figgis.pdf. [Accessed: 24-Oct-2019].
- [18] 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.
- [19] H. Capdevila, V. Naidoo, and M. Graeber, "Soiling forecast and measurements for large PV power generation projects in dessert environments," *2017 IEEE 44th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2017*, no. February, pp. 1–5, 2017.
- [20] M. Muller, L. Micheli, and A. A. Martinez-Morales, "A Method to Extract Soiling Loss Data from Soiling Stations with Imperfect Cleaning Schedules," *2017 IEEE 44th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2017*, pp. 1–6, 2017.
- [21] K. Chiteka, R. Arora, and S. N. Sridhara, "A method to predict solar photovoltaic soiling using artificial neural networks and multiple linear regression models," *Energy Syst.*, 2019.
- [22] W. Javed, B. Guo, and B. Figgis, "Modeling of photovoltaic soiling loss as a function of environmental variables," *Sol. Energy*, vol. 157, no. July, pp. 397–407, 2017.

- [23] L. Micheli, E. F. Fernández, M. Muller, and F. Almonacid, "Extracting and Generating PV Soiling Profiles for Analysis, Forecasting and Cleaning Optimization (under review)," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. PP, pp. 1–9, 2019.
- [24] National Renewable Energy Laboratory (NREL), "Photovoltaic Module Soiling Map." [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/soiling.html>. [Accessed: 24-Oct-2019].
- [25] D. Goossens and E. Van Kerschaever, "Aeolian dust deposition on photovoltaic solar cells: the effects of wind velocity and airborne dust concentration on cell performance," *Sol. Energy*, vol. 66, no. 4, pp. 277–289, 1999.
- [26] D. Goossens, "Wind tunnel protocol to study the effects of anti-soiling and anti-reflective coatings on deposition, removal, and accumulation of dust on photovoltaic surfaces and consequences for optical transmittance," *Sol. Energy*, vol. 163, no. February, pp. 131–139, 2018.
- [27] P. Ravi *et al.*, "Indoor Soil Deposition Chamber: Evaluating Effectiveness of Antisoiling Coatings," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 9, no. 1, pp. 227–232, 2018.
- [28] 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.
- [29] P. D. Burton, B. H. King, and D. Riley, "Predicting the spectral effects of soils on high concentrating photovoltaic systems," *Sol. Energy*, vol. 112, pp. 469–474, Feb. 2015.
- [30] G. Smestad, L. Micheli, T. Germer, and E. F. Fernández, "Optical Characterization of PV Glass Coupons and PV Modules Related to Soiling Losses," *NIST/ATLAS Workshop on PV Materials Reliability, Gaithersburg, Maryland, US.*, 2017. [Online]. Available: <https://www.nist.gov>. [Accessed: 24-Oct-2019].
- [31] A. Al Shehri, B. Parrott, P. Carrasco, H. Al Saiari, and I. Taie, "Impact of dust deposition and brush-based dry cleaning on glass transmittance for PV modules applications," *Sol. Energy*, vol. 135, pp. 317–324, 2016.
- [32] M. A. M. L. de Jesus, G. Timò, C. Agustín-Sáenz, I. Braceras, 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.
- [33] P. Bosch-Jimenez *et al.*, "NoDustPV project: Development and testing of anti-soiling coatings," *AIP Conf. Proc.*, vol. 2012, no. September, 2018.
- [34] M. Piliouline *et al.*, "Comparative analysis of energy produced by photovoltaic modules with anti-soiling coated surface in arid climates," *Appl. Energy*, vol. 112, pp. 626–634, 2013.
- [35] M. K. Mazumder *et al.*, "Mitigation of dust impacts on solar collectors by water-free cleaning with transparent electrodynamic films: Progress and challenges," *2017 IEEE 44th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2017*, vol. 7, no. 5, pp. 1–6, 2017.
- [36] 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. March, pp. 1136–1146, 2018.
- [37] R. R. Cordero *et al.*, "Effects of soiling on photovoltaic (PV) modules in the Atacama Desert," *Sci. Rep.*, vol. 8, no. 1, pp. 1–14, 2018.
- [38] 2017 IEC Standard 61724-1, *Photovoltaic system performance – part 1: monitoring*. International Standard Commission, 2017.
- [39] S. C. S. Costa, A. A. C. D. Sônia, V. C. S. Augusto, M. Muller, L. Micheli, and L. L. Kazmerski, "Evaluation of Soiling Losses for Photovoltaic Modules in Minas Gerais, Brazil," *VII Congr. Bras. Energ. Sol. – Gramado*, no. 2015, 2018.
- [40] 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.
- [41] Atonometrics, "PV Device Soiling Measurement Systems for PV Power Plants." [Online]. Available: <http://www.atonometrics.com/products/soiling-measurement-system-for-pv-modules/>. [Accessed: 28-Oct-2019].
- [42] Arizona State University, "Waterless Web-monitored Soiling Monitoring Station," in *2018 PV Reliability Workshop*, 2018.
- [43] 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, no. July, pp. 3417–3420.
- [44] M. Gostein, W. Stueve, F. Farina, and B. Bourne, “Field Evaluation of Mars™ Optical Soiling Sensor,” *36th EU PVSEC*, no. August, 2019.
- [45] 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, Amsterdam, the Netherlands*, 2017.
- [46] “Kipp & Zonen.” [Online]. Available: <https://www.kippzonen.es/>. [Accessed: 29-Oct-2019].
- [47] “Local dust calibration for the DustIQ soiling measurement system,” 2018. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2018/11/20/local-dust-calibration-for-the-dustiq-soiling-measurement-system/>. [Accessed: 28-Oct-2019].
- [48] 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.
- [49] H. Qasem, A. Mnatsakanyan, and P. Banda, “Assessing dust on PV modules using image processing techniques,” *2017 IEEE 44th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2017*, vol. 971, no. 0, pp. 1–5, 2018.
- [50] L. Micheli *et al.*, “Correlating photovoltaic soiling losses to waveband and single-value transmittance measurements,” *Energy*, vol. 180, pp. 376–386, 2019.
- [51] 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.
- [52] Lumileds Holding, “DS68 LUXEON Rebel Color Line: Datasheet,” 2017. [Online]. Available: <http://www.lumileds.com/>.

8. ANEXOS

Anexo 1. Nomenclatura

Símbolos

- $\alpha \rightarrow$ Coeficiente empírico de corrección de la intensidad generada por la célula con la temperatura del LED [mA/°C]
- $\beta \rightarrow$ Coeficiente de variación de la tensión del LED con su temperatura [mV/°C].
- $A \rightarrow$ Fracción de luz absorbida.
- C_1 y $C_2 \rightarrow$ Constantes de calibración para calcular el soiling ratio.
- $C_{PE} \rightarrow$ Coste asociado a las pérdidas energéticas [€].
- $C_L \rightarrow$ Coste asociado a las limpiezas [€].
- $G \rightarrow$ Irradiancia [W/m²]
- $I_a \rightarrow$ Intensidad suministrada por la fuente de alimentación [mA].
- $I_c \rightarrow$ Intensidad generada por la célula FV [mA].
- $I_{LED} \rightarrow$ Intensidad del LED [mA].
- $I_{SC} \rightarrow$ Intensidad de cortocircuito de un módulo FV [A].
- $LIR \rightarrow$ Ratio de Intensidad de Luz.
- $PM_{2.5} \rightarrow$ Material particulado de tamaño inferior a 2,5 μm [g/m³].
- $P_{max} \rightarrow$ Potencia máxima de un módulo FV [W].
- $R \rightarrow$ Fracción de luz reflejada.
- $SL \rightarrow$ Pérdidas ópticas debidas al soiling.
- $SRate \rightarrow$ Soiling Rate [%/día].
- $SRatio \rightarrow$ Soiling Ratio.
- $T \rightarrow$ Transmitancia óptica.
- $T_{buckpuck} \rightarrow$ Temperatura del driver [°C].
- $T_c \rightarrow$ Temperatura de la célula FV [°C].
- $T_{LED} \rightarrow$ Temperatura del LED [°C].
- $T_c \rightarrow$ Temperatura de la célula FV [°C].
- $T_{ref} \rightarrow$ Temperatura de referencia [°C].
- $V_a \rightarrow$ Tensión de la fuente de alimentación [V].

- V_{LED} → Tensión del LED [V].

Anglicismos

- Coating → Recubrimiento del encapsulante de un módulo FV.
- Driver → Controlador
- Hardware → Conjunto de equipos físicos.
- Soiling → Suciedad depositada sobre los dispositivos FV.
- Software → Conjunto de programas e instrucciones para ejecutar una tarea.

Abreviaturas

- CICT → Centro de Instrumentación Científico-Tecnológica.
- DUSST → Unidad de detección de la transmitancia espectral del soiling (en inglés, *Detector Unit for Soiling Spectral Transmittance*).
- FV → Fotovoltaico/a.
- LCOE → Coste Energético Nivelado (en inglés, *Levelised Cost of Energy*).
- LED → Diodo Emisor de Luz (en inglés, *Light Emitting Diode*).
- NREL → Laboratorio Nacional de Energías Renovables de EEUU.
- PMMA → Polimetilmetacrilato.
- PVQAT → Comunidad de Trabajo Internacional para la Garantía de la Calidad Fotovoltaica (en inglés, *International Photovoltaic Quality Assurance Task Force*).
- RS-232 → Estándar Recomendado 232.
- SAD → Sistema de Adquisición de Datos.
- SFV → Sistema Fotovoltaico.
- USD → Dólar estadounidense.
- UV → Ultravioleta.

Anexo 2. Indicadores estadísticos

En este anexo, se describen los distintos indicadores estadísticos utilizados en este trabajo.

1. Media aritmética

La media aritmética representa el valor medio de un conjunto de medidas, y viene dada por la siguiente ecuación:

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i$$

Donde:

- N es el número de medidas realizadas.
- x_i representa el valor de la medida i .

En este trabajo, se ha utilizado para obtener el valor de transmitancia a 530 nm de las muestras analizadas en la fase de validación.

2. Desviación estándar

La desviación estándar o desviación típica se utiliza para cuantificar la dispersión de una serie de medidas, y viene dada por la siguiente ecuación:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}$$

Donde:

- N es el número de medidas realizadas.
- x_i representa el valor de la medida i .
- $\bar{x}$ es la media aritmética.

3. Coeficiente de determinación

El coeficiente de determinación (R^2) determina la calidad de un modelo para replicar los resultados reales e indica la proporción de variación de los resultados que puede explicarse por el modelo. En este TFM, se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$R^2 = \left(\frac{\sum_{i=1}^N (x_{medido} - \overline{x_{medido}})(x_{modelado} - \overline{x_{modelado}})}{\sum_{i=1}^N (x_{medido} - \overline{x_{medido}})^2 \sum_{i=1}^N (x_{modelado} - \overline{x_{modelado}})^2} \right)^2$$

Donde x_{medido} representa el valor de pérdidas de transmitancia medido y $x_{modelado}$ el valor de pérdidas obtenido a partir del modelo.

4. Raíz del error cuadrático medio

La raíz del error cuadrático medio (RMSE) es otro indicador que mide las diferencias entre los valores estimados mediante un modelo y los valores medidos. En este TFM, se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_{modelado} - x_{medido})^2}$$

5. Error porcentual absoluto medio

Se trata de un indicador que mide el tamaño del error en términos porcentuales. Se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$MAPE [\%] = \frac{100}{N} \sum_{i=1}^N \frac{x_{modelado} - x_{medido}}{x_{medido}}$$