

Investigadores concluyen que las plantas fotovoltaicas con seguidores experimentan una degradación por UV superior a...

- Un grupo de investigadores de la UNSW ha desarrollado un modelo válido a escala global de alta precisión de irradiancia UV sobre superficies inclinadas, capaz de capturar el impacto del diseño del sistema, el clima y las condiciones atmosféricas.



<https://www.pv-magazine.es/2026/04/08/investigadores-concluyen-que-las-plantas-fotovoltaicas-con-seguidore...>

Miércoles, 08 abril 2026

Un grupo de investigadores de la UNSW ha desarrollado un modelo válido a escala global de alta precisión de irradiancia UV sobre superficies inclinadas, capaz de capturar el impacto del diseño del sistema, el clima y las condiciones atmosféricas.

Emiliano Bellini

La radiación UV ha sido reconocida desde hace tiempo como un factor clave en la degradación de los módulos fotovoltaicos. Sin embargo, este efecto está significativamente infravalorado en los estándares de ensayo actuales, especialmente en el caso de diseños modernos de sistemas y en regiones con alta irradiación.

En este contexto, un grupo de investigadores de la UNSW ha desarrollado un modelo válido a escala global de alta precisión de irradiancia UV sobre superficies inclinadas, capaz de capturar el impacto del diseño del sistema, el clima y las condiciones atmosféricas.

“Nuestro nuevo modelo demuestra que tecnologías de módulos idénticas se degradan de forma diferente según su ubicación, lo que pone de relieve la necesidad de evaluaciones de fiabilidad específicas por clima”, explicó a **pv magazine** el autor principal, Bram Hoex. “También abre la puerta

a ir más allá de los ensayos acelerados genéricos hacia modelos de degradación y protocolos de certificación adaptados a cada región”.

Los investigadores señalan que la irradiancia UV global puede variar desde menos de 30 W/m² en regiones de alta latitud hasta más de 80 W/m² en desiertos y climas secos. En algunas ubicaciones, la dosis UV especificada en la norma IEC 61215 —de apenas 15 kWh/m²— puede alcanzarse en menos de dos meses, mientras que la exposición real a lo largo de la vida útil de un módulo es varios órdenes de magnitud superior.

“Los umbrales actuales de ensayo son demasiado bajos para reproducir condiciones reales a largo plazo”, subrayan los autores, quienes añaden que incluso los protocolos mejorados no logran simular adecuadamente entre 25 y 30 años de operación.

Uno de los resultados más relevantes del estudio se refiere al diseño del sistema. Al comparar instalaciones de inclinación fija con sistemas de seguimiento de un eje, los investigadores observaron que estos últimos reciben una mayor cantidad de radiación UV debido a su orientación continua hacia el sol a lo largo del día.

En regiones de alta irradiación, como los desiertos, los sistemas con seguimiento pueden estar expuestos a hasta 1,5 veces más radiación UV que los sistemas fijos, lo que se traduce en tasas de degradación casi el doble de elevadas. En concreto, la degradación anual inducida por UV puede alcanzar hasta el 0,35% en sistemas con seguidores, frente a aproximadamente el 0,25% en instalaciones de inclinación fija.

A lo largo de la vida útil de un proyecto, esta diferencia puede acumularse en varios puntos porcentuales adicionales de pérdida de potencia, con impacto directo en la rentabilidad y el rendimiento a largo plazo del sistema fotovoltaico.

El estudio también evidencia que módulos fotovoltaicos idénticos pueden degradarse a ritmos muy diferentes en función de su ubicación. Entre los factores determinantes se encuentran la irradiancia UV, la temperatura, la humedad y condiciones atmosféricas como los niveles de ozono, aerosoles y nubosidad. Los entornos más exigentes son las regiones tropicales y desérticas, donde la elevada radiación UV se combina con estrés térmico y ambiental, acelerando los procesos de degradación.

“Los estándares actuales subestiman significativamente la exposición real a la radiación UV, en algunos casos por varios órdenes de magnitud respecto a las condiciones de vida útil”, señaló Hoex.

“La exposición UV varía notablemente según la ubicación y la configuración del sistema, con los sistemas de seguimiento experimentando tasas de degradación hasta dos veces superiores en regiones de alta irradiación. En climas áridos y tropicales, la degradación inducida por UV puede situarse entre el 0,25% y el 0,35% anual, contribuyendo de forma significativa a la pérdida de rendimiento a largo plazo”.

El nuevo modelo de alta precisión para estimar la radiación UV en sistemas fotovoltaicos se presenta en el artículo “Closing the UV-Induced Photodegradation Gap Through Global Scale Modeling of Fixed Tilt and Tracking Photovoltaic Systems”, publicado en *IEEE Journal of Photovoltaics*.

Este trabajo forma parte de un esfuerzo más amplio por vincular los mecanismos fundamentales de degradación con su impacto a nivel de sistema en condiciones reales. Para ello, combina ensayos acelerados específicos —como exposición UV, calor húmedo o contaminación— con modelos físicos y basados en datos, con el objetivo de cuantificar cómo distintos modos de fallo, tanto conocidos como emergentes, afectan a la producción energética en diferentes climas y configuraciones de sistemas.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content