



TÍTULO

**ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS**

AUTOR

Francisco Jesús Reguera Gil

	Esta edición electrónica ha sido realizada en 2015
Tutora	Paula Sánchez Frieria
Curso	<i>Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica (2014/15)</i>
ISBN	978-84-7993-682-2
©	Francisco Jesús Reguera Gil
©	De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía
Fecha documento	2015



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciadador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
 - **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
 - **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
-
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
 - *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
 - *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*



ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Alumno: Francisco Jesús Reguera Gil

Tutora: Paula Sánchez Frieria

**Máster “Tecnología de los sistemas de energía
solar fotovoltaica”
Curso 2014/2015**

ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Alumno: Francisco Jesús Reguera Gil

Tutora: Paula Sánchez Frieria

RESUMEN

La degradación es un fenómeno natural e inexorable que se convierte en un enemigo a temer para cualquier instalación fotovoltaica pues hace disminuir de manera notoria la producción de energía y, por ende, mermar los beneficios económicos que se esperaban de la instalación aumentando el tiempo de retorno esperado de la inversión e introduciendo un componente de incertidumbre en el establecimiento del período de garantía siendo todos ellos factores fundamentales para que la tecnología fotovoltaica pueda competir de igual a igual con otros tipos de energía.

Como primer paso es necesario tener una idea general de la degradación aparecida en instalaciones fotovoltaicas ya existentes en diferentes tipos de localizaciones. Conocer los mecanismos mediante los cuales se degradan los módulos fotovoltaicos de Silicio es el segundo paso para poder combatir dicha degradación.

Una vez que son conocidos dichos mecanismos se necesitan herramientas que sean capaces de simular el comportamiento de los módulos a lo largo de su vida útil. Esto se consigue mediante los modelos matemáticos y los ensayos de envejecimiento acelerado.

Finalmente, mediante la implantación de un plan de mantenimiento apropiado en consonancia con un sistema de monitorización que posea un diseño y recogida de datos óptimos, se puede conseguir minimizar la degradación y así solventar de forma satisfactoria este problema de carácter ineludible.

PALABRAS CLAVE

Degradación, Silicio cristalino, zona climática, ensayos, delaminación, decoloración, corrosión, PID, descargas eléctricas, pérdidas, temperatura, humedad, calor, modelo matemático, monitorización, mantenimiento

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	JUSTIFICACIÓN	1
3.	OBJETIVOS	2
4.	DESARROLLO	2
	4.1 PARÁMETROS ELÉCTRICOS	2
	4.2 ZONAS CLIMÁTICAS	5
	4.3 DATOS DE DEGRADACIÓN MUNDIAL	7
	4.3.1 EUROPA	8
	4.3.2 AMÉRICA	9
	4.3.3 OCEANÍA	10
	4.3.4 ASIA	10
	4.3.5 ÁFRICA	12
	4.3.6 RESUMEN DATOS DE DEGRADACIÓN	13
	4.4 MECANISMOS DE DEGRADACIÓN	18
	4.4.1 FACTORES AMBIENTALES	19
	4.4.2 MATERIALES	20
	4.4.3 MODOS DE DEGRADACIÓN	21
	4.4.3.1 DELAMINACIÓN	21
	4.4.3.2 DECOLORACIÓN	22
	4.4.3.3 CORROSIÓN	22
	4.4.3.4 ROTURA DE MÓDULOS	22
	4.4.3.5 PUNTOS CALIENTES	23
	4.4.3.6 BURBUJAS	23
	4.4.3.7 DEGRADACIÓN INDUCIDA POR POTENCIAL	24
	4.4.3.8 DEGRADACIÓN POR DESCARGAS ELÉCTRICAS	24
	4.4.3.9 MODOS DE DEGRADACIÓN Y PARÁMETROS ELÉCTRICOS	24
	4.4.3.10 MODOS DE DEGRADACIÓN Y CLIMATOLOGÍA	25
	4.4.3.11 RESUMEN MODOS DE DEGRADACIÓN	26

4.5 MODELIZACIÓN DE LA DEGRADACIÓN	26
4.5.1 ENSAYOS DE ENVEJECIMIENTO ACELERADO	26
4.5.2 MODELOS MATEMÁTICOS	29
4.5.2.1 MODELO DE PAN	29
4.5.2.2 MODELO EXPONENCIAL	31
4.5.2.3 MODELO POR ESTRÉS ULTRA VIOLETA	32
4.5.2.4 MODELO POR ESTRÉS TÉRMICO	33
4.5.2.5 MODELO DE PECK	34
4.2.5.6 RESUMEN MODELOS MATEMÁTICOS	36
4.6 MINIMIZAR LA DEGRADACIÓN	37
4.6.1 FABRICANTES	37
4.6.2 ORGANISMOS DE NORMALIZACIÓN	38
4.6.3 INVESTIGADORES	38
4.6.4 INSTALADORES	39
4.6.5 AUDITORES	39
4.6.6 MANTENEDORES	40
4.6.6.1 MANTENIMIENTO CONDUCTIVO	41
4.6.6.2 MANTENIMIENTO PREDICTIVO	45
4.6.6.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO	46
4.6.6.4 MANTENIMIENTO CORRECTIVO	47
4.6.6.5 MANTENIMIENTO TÉCNICO-LEGAL	47
5. CONCLUSIONES	47
6. FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO	48
7. ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS	49
8. BIBLIOGRAFÍA	49

1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de los sistemas fotovoltaicos ha sufrido un gran impulso en las últimas décadas. De hecho, el 2014 acabó con 177 GW de energía fotovoltaica acumulada mundial, habiéndose aumentado con respecto al 2013 aproximadamente unos 39 GW lo que supone un aumento del 28%, una cifra nada desdeñable¹.

Sin embargo, uno de los factores que impiden un mayor desarrollo de la energía fotovoltaica es su coste en comparación con las fuentes convencionales de energía tal como pueden ser la proveniente de combustibles fósiles (petróleo, gas...).

El coste nivelado de electricidad (LCOE; *Level Cost Of Electricity* en inglés) puede emplearse para valorar la relación entre coste/producción de diferentes energías. Es el cociente entre los costes totales del sistema empleado para la producción de energía entre la energía producida por el sistema a lo largo de su vida útil dando un valor de €/kWh²:

$$LCOE = \frac{\text{Coste total del sistema}}{\text{Energía total producida}}$$

Por tanto, para poder reducir el LCOE de una instalación fotovoltaica es necesario aumentar la producción de energía eléctrica al máximo. Dicha producción se ve influenciada por la cantidad de irradiancia que capta la instalación, la eficiencia del módulo fotovoltaico y la degradación sufrida por el módulo. Está demostrado que la degradación de la potencia es la mayor amenaza para el rendimiento de una instalación³; por ello el estudio de la misma es de vital importancia para permitir una estimación correcta de la producción de energía, de la vida útil del sistema y consecuentemente de la viabilidad financiera de la instalación.

Según la Real Academia de la Lengua Española se define degradación como “*la acción y efecto de reducir o desgastar las cualidades inherentes a alguien o algo*”. En el caso de una instalación fotovoltaica la degradación consistirá en el fin de la capacidad de los módulos fotovoltaicos para suministrar la energía para la que fueron diseñados.

Las instalaciones fotovoltaicas, por su propio principio de funcionamiento, se encuentran situadas a la intemperie expuestas a las inclemencias del tiempo (radiación solar, frío, lluvia, polvo, humedad, nieve, viento, tormentas eléctricas...), la contaminación o los actos vandálicos, con lo cual es inevitable la aparición del fenómeno de la degradación.

2. JUSTIFICACIÓN

En primer lugar es necesario aclarar el porqué de realizar un estudio de degradación en módulos fotovoltaicos de Si cristalino y no de otro tipo de células fotovoltaicas. La tecnología de Si cristalino en el mercado de módulos fotovoltaicos es la más extendida, de hecho, en 2014 más del 90% de los módulos fotovoltaicos fabricados fueron de Si cristalino⁴ manteniendo un dominio que aparece ya en los años 80.

Por lo anteriormente reseñado, es obvio pensar que un trabajo fin de máster que verse sobre la degradación debe centrarse en ese tipo de tecnología ya que es la que normalmente se ha utilizado en instalaciones fotovoltaicas y de la que existen más estudios accesibles de funcionamiento a largo plazo.

Conocer los mecanismos de degradación que aparecen en los módulos fotovoltaicos de Si cristalino, cuantificar su magnitud antes de la ejecución de la instalación (mediante modelos matemáticos o ensayos de envejecimiento en laboratorio), cómo afectan a los diferentes parámetros eléctricos que influyen sobre el rendimiento y cómo pueden combatirse resultan claves para:

- Estimar, de forma precisa, el retorno de la inversión realizada ajustando adecuadamente los cálculos de costes y beneficios
- Establecer, por parte de los fabricantes, unos períodos de garantía adecuados
- Diseñar planes de mantenimiento que minimicen lo máximo posible la degradación y así poder mantener un rendimiento de la instalación apropiado que asegure el retorno económico previamente calculado

3. OBJETIVOS

Los objetivos del presente trabajo son los siguientes:

- Establecer una visión completa, global y transversal sobre el fenómeno de la degradación de módulos fotovoltaicos de Si cristalino.
- Realizar un compendio sobre el estudio de la degradación en instalaciones fotovoltaicas existentes basadas en módulos de Si cristalino situados en localizaciones diferentes con climatología diversa.
- Analizar de los diferentes modos/mecanismos de degradación que intervienen en los módulos fotovoltaicos de Si cristalino y su relación con las condiciones ambientales.
- Examinar los diferentes métodos que tenemos a nuestro alcance (modelos matemáticos y ensayos de envejecimiento prematuro) para simular la degradación de módulos fotovoltaicos y conocer *a priori* sus efectos y su ámbito temporal de aparición.
- Conocer cómo se puede combatir la degradación a lo largo de la vida útil de la instalación.

4. DESARROLLO

4.1 PARÁMETROS ELÉCTRICOS

El fenómeno de la degradación produce una minoración sobre los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos, de tal forma que afectarán a la energía producida por los mismos de forma negativa. Los parámetros eléctricos que pueden verse afectados serán los siguientes:

- I_{sc} : es la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico, es decir, es la corriente que genera el módulo fotovoltaico cuando la tensión entre sus terminales es cero, o sea, cuando se cortocircuitan sus bornes. Se mide en Amperios (A).
- V_{oc} : es la intensidad de circuito abierto, es decir, es la tensión que proporciona el módulo fotovoltaico cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del mismo, o sea, cuando el circuito está abierto y no circula corriente por el módulo. Se mide en Voltios (V).

I_{MPP} ¹: es la intensidad máxima cuando el módulo fotovoltaico se encuentra suministrando la potencia máxima. Se mide en Amperios (A).

V_{MPP} : es la tensión máxima cuando el módulo fotovoltaico se encuentra suministrando la potencia máxima. Se mide en Voltios (V).

P_{MPP} : es la potencia máxima entregada por el módulo cuando la intensidad y la tensión son, respectivamente I_{MPP} y V_{MPP} . Se mide en Watts (W). Este será el principal parámetro a la hora de calcular la tasa de degradación.

$$P_{MPP} = I_{MPP} \times V_{MPP}$$

Se pueden visualizar todos los parámetros fundamentales de un módulo fotovoltaico mediante su curva “tensión-corriente” o también conocida como curva $I-V$. En la curva $I-V$ que se muestra en la figura 1 se señalan los parámetros de tensión (V_{MPP}) y corriente (I_{MPP}) en el punto de máxima potencia (P_{MPP}), la tensión de circuito abierto (V_{OC}) y corriente de cortocircuito (I_{SC}) de un módulo.

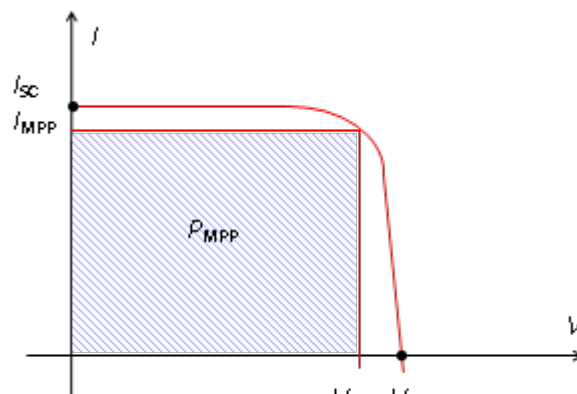


Figura 1. Curva $I-V$ y sus parámetros fundamentales

I_{MPP} , V_{MPP} y P_{MPP} también suelen ser denominados I_{MAX} , V_{MAX} y P_{MAX} respectivamente.

A la hora de analizar la degradación de los módulos fotovoltaicos podemos realizar mediciones de todos los parámetros arriba referenciados, sin embargo para el presente trabajo será fundamental la degradación del parámetro relacionado con la potencia máxima suministrada por el módulo fotovoltaico, es decir, la P_{MPP} .

También es útil la energía entregada (en Wh) en un periodo τ , que se relaciona con la P_{MPP} a través de la siguiente ecuación:

$$E_{\tau} = \int_{t_1}^{t_2} P_{MPP}(t) dt$$

Donde τ es la variable tiempo. Por ello, se puede utilizar tanto la potencia como la energía entregada por los módulos fotovoltaicos nos va a resultar indiferente debido a la relación lineal entre ambas magnitudes.

¹MPP: del inglés *Maximus Power Point* (punto de máxima potencia); este concepto es fundamental para el diseño del inversor, con el fin de que se optimice la potencia que es entregada por los módulos fotovoltaicos

Además también puede ser interesante el cálculo, de manera opcional, de algunos parámetros relacionados con los anteriores y que pueden proporcionar información valiosa sobre cómo afecta el proceso de degradación:

-Factor de forma (FF): Es la relación entre la potencia máxima que el módulo puede entregar (P_{MPP}) y el producto de la corriente de cortocircuito (I_{SC}) y la tensión circuito abierto (V_{OC}). Este parámetro cuantifica la idealidad del módulo fotovoltaico de tal forma que cuanto más cerca de la unidad nos encontremos, la calidad del módulo será mayor.

$$FF = \frac{V_{MPP} \times I_{MPP}}{V_{OC} \times I_{SC}}$$

-Eficiencia energética (η) es el cociente entre la potencia máxima que el módulo puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente.

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{G \times A}$$

Donde G es la irradiancia incidente en W/m² y A es el área ocupada por los módulos en m².

-Circuito equivalente célula fotovoltaica

Debido a la existencia de contactos metálicos en el semiconductor y a la propia resistencia de los dedos metálicos que constituyen el peina de la célula fotovoltaica se producen unas pérdidas que se modelizan mediante la denominada resistencia serie (R_s).

Además también existe una resistencia en paralelo (R_p) que incluye las pérdidas debido a las fugas de corriente proporcionales a la tensión y que ocurren por la superficie de la célula fotovoltaica.

De esta forma la ecuación del circuito equivalente será la siguiente:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \frac{q(V + IR_s)}{KT_c} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p}$$

I = intensidad generada por la célula fotovoltaica (A)

I_L =intensidad de fotocorriente (A)

I_0 = intensidad de saturación (A)

q = carga del electrón ($1,602 \times 10^{-19}$ C)

K =constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K)

T_c =Temperatura absoluta de la célula (K)

-Performance ratio (PR): Cociente entre la energía que una instalación fotovoltaica entrega y la que suministraría hipotéticamente un sistema fotovoltaico ideal, cuyas células trabajasen en las condiciones estándar de medida CEM (irradiancia= 1.000 W/m², espectro= AM 1,5 con incidencia perpendicular y uniforme, temperatura de célula igual a 25°C y velocidad del viento de 1 m/s) y totalmente libre de pérdidas, es decir, es un indicativo de cuanto nos

Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos

encontramos alejados de la situación ideal esperada de producción de energía de un determinado sistema. Su valor suele oscilar entre 0,6 y 0,9. Este parámetro puede venir referido a la energía entregada en corriente continua o en corriente alterna. En este segundo caso se debe tener en cuenta que se introducen otro tipo de pérdidas en el cálculo (inversor, cableado...). A dichas condiciones se les denomina también STC (*Standard Test Conditions*, en inglés).

Para poder determinar la tasa de degradación se deberán realizar mediciones de una forma adecuada al final del periodo de funcionamiento que se haya considerado.

Esta medición deberá ser comparada con un dato de partida de la magnitud elegida para realizar la comparación. Normalmente dicha magnitud será la P_{MPP} teniéndose dos opciones para poder realizar la comparación tras el final del período de funcionamiento:

-Usar los datos de la hoja de características proporcionadas por el fabricante. Debido a que dicho valor es proporcionado en condiciones CEM se deberá trasladar bajo dichas condiciones las mediciones realizadas al final del periodo para que ambos valores sean comparables; para realizar dicho trasvase se debe emplear uno de los procedimientos admitidos internacionalmente, tal como puede ser el del estándar IEC 60.891⁵. Sin embargo, se debe tener en cuenta que los datos de la hoja de características no tienen por qué coincidir exactamente con los valores del módulo fotovoltaico en cuestión, pues son valores medios obtenidos en el lote de fabricación, de tal forma que si la pérdida de potencia no es excesiva el error de cálculo puede ser mayor que la propia degradación.

-Realizar mediciones del valor al principio del periodo de funcionamiento de la correspondiente instalación. De esta forma seremos capaces de comparar de forma veraz los valores en un determinado momento de la vida de los módulos fotovoltaicos con los iniciales y así establecer la tasa de degradación.

4.2 ZONAS CLIMÁTICAS

Para poder tratar de manera homogénea los datos de degradación encontrados, es recomendable agruparlos bajo localizaciones que tengan características climáticas parecidas.

Por ello se utilizará la clasificación climática de Köppen. Esta clasificación es de tipo empírico y fue publicada por Vladimir Köppen en 1884 y mediante el uso de tres letras nombra el clima de una determinada zona de tal forma que resulta sencilla y fácil de entender de ahí que su uso se encuentre bastante extendido. Se basa en los valores que adquieren las precipitaciones y las temperaturas del lugar⁶. La clasificación de las zonas climáticas es la siguiente:

Grupo A (Tropical)

Se caracteriza por una temperatura media mensual del mes más frío por encima de los 18°C. Existen las siguientes subdivisiones:

-Af: Tropical húmedo. No existen estaciones de tal forma que es cálido y lluvioso durante todo el año. Es el clima de la selva lluviosa. Un ejemplo de este clima puede ser la selva amazónica.

-Am: Tropical monzónico. Existe una estación seca corta seguida por una húmeda con fuertes lluvias siendo cálido todo el año. El sudeste asiático es el arquetipo de esta subdivisión.

-Aw: Tropical húmedo y seco. Existe una estación seca en invierno. Precipitaciones mensuales siempre por encima de 100 mm. En este caso la sabana africana o Cuba son ejemplos de este subtipo.

Grupo B (Seco)

Poseen pocas precipitaciones anuales de tal forma que la evaporación supera a las precipitaciones recibidas. Los subtipos son los siguientes:

-Bsh: Estepario tropical. Temperatura media anual por debajo de los 18°C. Las precipitaciones son, aproximadamente, la mitad que la cantidad de evaporación. Argentina, oeste de Estados Unidos o Australia son ejemplos de este subtipo.

-Bsk: Estepario frío. Clima semiárido. La temperatura varía con la elevación, la latitud y la continentalidad. Mayores precipitaciones que en el estepario tropical. Zonas del interior de Asia y sur de Australia poseen estas características.

-Bwh: Desértico tropical. En esta zona se dan las temperaturas más altas del planeta. Baja humedad relativa. Lluvias irregulares. El desierto del Sáhara, el norte de Chile o los países del golfo pérsico poseen este clima.

-Bwk: Desértico frío. Clima árido. Baja humedad relativa. Más precipitaciones que en el anterior subtipo. Ejemplos: desiertos del oeste de Estados Unidos o la Patagonia.

Grupo C (clima latitudes medias)

La temperatura media del mes más frío se encuentra entre -3°C y 18°C. Veranos e inviernos bien definidos.

-Cfa: Subtropical húmedo. Humedad alta todo el año. Veranos como en el tropical húmedo. Es el clima del este de Australia y sudeste de Estados Unidos y Sudamérica.

-Cfb: Marítimo invierno suave. Inviernos y veranos suaves. Humedad alta con cielos normalmente nublados. Aparición de niebla. Zonas donde aparece este subtipo: noroeste de Europa, noroeste de Estados Unidos, sur de Chile, Nueva Zelanda.

-Cfc: Marítimo invierno frío. Inviernos fríos, verano difuso. Precipitaciones a lo largo de todo el año. Zonas contiguas a las correspondientes al subtipo Cfb. Es el clima de Islandia, del norte de Noruega o del sur de Argentina.

-Csa: Mediterráneo interior. Clima templado con veranos secos. Sur de la Península Ibérica, oeste de Italia, Grecia son ejemplos de este clima.

-Csb: Mediterráneo costero. Veranos frescos debido a la influencia del mar. Se da en zonas de California y en zonas limítrofes con las correspondientes a Csa.

-Cwa: Templado invierno seco (verano cálido). Los inviernos son secos y los veranos muy cálidos. Las precipitaciones se concentran en verano. Se da en el interior de China, Argentina y Sudáfrica

-Cwb: Templado invierno seco (verano suave). Zonas de transición con el anterior subtipo.

Grupo D (climas continentales)

Climas que poseen un rango de variación de temperaturas algo, desde donde la temperatura más baja se sitúa por debajo de -3°C y la más alta por encima de 10°C .

-Dfa: Continental húmedo (verano suave). Veranos húmedos con olas de frío ocasionales. Aparece en el norte de China, norte de Corea, Europa central, este y medio oeste norte americano.

-Dfb: Continental húmedo (verano frío). Menos precipitaciones que en el anterior subtipo. Inviernos fríos y largos. Central y sur de Canadá, región de los grandes lagos en Estados Unidos, Escandinavia y Rusia.

-Dfc: Continental subártico. Veranos cortos y frescos. Inviernos muy fríos. Ejemplos: Siberia, Alaska

-Dfd: Continental subártico (muy frío). Se distingue del anterior en que se alcanzan temperaturas más bajas en invierno, incluso por debajo de -38°C .

Grupo E (Polar)

Clima excesivamente frío donde las estaciones desaparecen.

-ET: Tundra. Se da en Groenlandia, zonas colindantes de Norte América con el océano Ártico.

-EF: Hielo. Todos los meses por debajo de 0°C . Mucho viento. Zonas del océano ártico congeladas.

4.3 DATOS DE DEGRADACIÓN MUNDIAL

Para realizar una recopilación adecuada sobre datos de degradación de instalaciones fotovoltaicas de Si cristalino se ha empleado como guía un documento del NREL (*National Renewable Energy Laboratory* en inglés) en el cual se realiza un informe analítico acerca de la tasa de degradación sobre instalaciones fotovoltaicas que se encuentran (o se han encontrado) en funcionamiento en los últimos 40 años⁷. En dicho informe se incluye el estudio de la tasa de degradación de diferentes tipos de tecnología de módulos fotovoltaicos: Si (amorfo, mono y policristalino), CdTeⁱⁱ y CIGSⁱⁱⁱ; de ahí que se trate de un estudio muy completo y minucioso en donde se citan diversas fuentes a las que se acudirán para completar la información.

A continuación se muestran los diferentes datos de degradación encontrados, por continente y haciendo mención a su zona climática. Los resultados pueden venir dados bien como tasa de degradación total tras un período determinado de años o como tasa de degradación anual. En

ⁱⁱ Tecnología fotovoltaica basada en módulos compuestos por células de telururo de cadmio de película delgada.

ⁱⁱⁱ Tecnología fotovoltaica basada en módulos compuestos de células de calcopirita de lámina delgada tal como puede ser el Cu(Ga,In)Se₂.

la tabla resumen se realizará el cálculo del parámetro no facilitado por el estudio, para que así pueda realizarse una comparativa adecuada de la degradación.

4.3.1 EUROPA

ESPAÑA

-Málaga (clima mediterráneo interior)

Después de 12 años de funcionamiento de una instalación fotovoltaica situada en la Universidad de Málaga de 2 kW_p, se procedió a realizar una inspección visual de los diferentes módulos y a realizar mediciones de diferentes parámetros eléctricos obteniéndose una tasa de degradación total del 11,5%⁸.

-Sur de España (clima mediterráneo interior)

Se realizaron mediciones a 735 módulos (pertenecientes a 6 fabricantes diferentes) de Si monocristalino situados en dos instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, de 19 MW_p y 13 MW_p, tras un año de funcionamiento obteniéndose una degradación que va del 3,5%/año al 1%/año⁹.

CHIPRE (Nicosia. clima mediterráneo interior)

Se realizaron mediciones en los diferentes sistemas fotovoltaicos de prueba instalados en la Universidad de Chipre y se obtuvo el correspondiente *performance ratio* (PR) de cada una de las instalaciones, a través del cual se establecen las distintas tasas de degradación. Los resultados son los siguientes dependiendo del tipo de módulo¹⁰:

•Atersa Si monocristalino	0,06%
•Suntechnics Si monocristalino	0,21%
•Solon Si policristalino	0,01%

ITALIA (Ispra, clima marítimo invierno suave)

En las instalaciones de prueba solar europea (ESTI), situadas en Ispra, se midieron los parámetros tras 22 años de funcionamiento¹¹. Referido al 90% de los módulos se observó una degradación de poco más del 8%.

ALEMANIA

-Colonia (clima templado con invierno seco)

Tras tres años de funcionamiento se realizaron mediciones en unas instalaciones de prueba auspiciadas por el instituto Fraunhofer.

La medición dio como resultado una degradación de la potencia del 0,3% total¹².

-Zugspitze (clima polar tundra)

Una vez transcurridos 3 años de funcionamiento en una instalación fotovoltaica de prueba promovidas por el instituto Fraunhofer se ejecutaron mediciones obteniéndose un valor de aproximadamente el 2,1% de degradación de potencia total¹².

Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos

Francisco Jesús Reguera Gil

SUIZA (Lugano, clima marítimo invierno suave)

Tras 20 años de funcionamiento se comprobaron diferentes magnitudes con el fin de obtener la tasa de degradación de una instalación de 10 kW_p, obteniéndose un valor del 10,5% de media. Sólo un 6% de los módulos mostraron una degradación mayor del 20%¹³.

4.3.2 AMÉRICA

Como es obvio, la mayoría de los datos sobre degradación y rendimiento de instalaciones fotovoltaicas se dan en Estados Unidos, puesto que dicho país presenta un desarrollo tecnológico e industrial muy por encima del resto del continente junto a una mayor concienciación sobre el necesario éxito de las energías renovables.

*ESTADOS UNIDOS**- Carrisa Plains (California, clima mediterráneo costero)*

En este sistema fotovoltaico conectado a red se realizaron mediciones en el período 1984-1989¹⁴. Dicha planta cuenta con una potencia de 5,2 MW_p y está constituida por 10 ramas con seguimiento de dos ejes y concentración solar mediante espejos en 9 de ellos quedando el último sin dicha concentración. La instalación completa pasó de un rendimiento global del 10,9% al 6,9% lo que supone, aproximadamente una reducción del 0,67% por año (la degradación, en este caso, viene referida a energía a la salida del inversor por tanto incluye las pérdidas que introducen otros elementos de la instalación como el propio inversor o los circuitos eléctricos). Además se hace mención a que en los módulos fotovoltaicos con concentración solar se observó la aparición de tonos marrones en los mismos mientras que la rama sin concentración mantuvo el tono azulado.

-Golden (Colorado, clima estepario frío)

Se han realizado mediciones y posteriores ajustes polinómicos sobre diferentes tipos de módulos en funcionamiento de diferentes tecnologías y tiempo de funcionamiento¹⁵. En cuanto a los módulos de Si cristalino se observa una degradación de la potencia inferior al 1% en todos ellos (6 modelos) e incluso por debajo del 0,5% en 4. Los tiempos de funcionamiento varían entre los 4,5 años y los 9,5 años.

-Mesa (Arizona, clima desértico tropical)

Se realizaron mediciones y posterior ajuste por regresión de 10 módulos de Si monocristalino y otros 10 de Si policristalino obteniéndose los siguientes datos de degradación¹⁶:

- Monocristalino: 1,28% / año
- Policristalino: 0,81% /año

-Albuquerque (Nuevo Mexico, clima estepario frío)

En este caso se midieron diferentes ramas de módulos tanto de Si monocristalino como policristalino siendo la descripción de los diferentes sistemas la siguiente¹⁷:

- Sistema 2: 80 módulos de Si monocristalino (5,42 kW_p), degradación 0,2%/año
- Sistema 3: 88 módulos de Si policristalino (6,87 kW_p), degradación 8,3%/año
- Sistema 4: 88 módulos de Si monocristalino (7,00 kW_p), degradación 0,4%/año

- Sistema 5: 42 módulos de Si policristalino (7,99 kW_p), degradación 5,5%/año
- Sistema 6: 84 módulos de Si policristalino (6,93 kW_p), degradación 1,4%/año
- Sistema 8: 63 módulos de Si policristalino (5,69 kW_p), degradación 3,5%/año

-Lake Powell (Utah, clima estepario frío)

Tras 20 años de funcionamiento de una instalación fotovoltaica aislada de 100 kW_p y situada en un parque natural, se compararon algunos parámetros eléctricos (I_{sc} , V_{oc} , P_m) de los módulos en funcionamiento con otros que no habían sido instalados. Se pudo observar una disminución de más del 10%¹⁸.

-Trinidad (California, clima mediterráneo costero)

Tras 11 años de funcionamiento se procedió a realizar mediciones (I_{sc} , V_{oc} , P_m , R_s , $R_p...$) en una instalación de 9,2 kW_p situada en la Humboldt State University observándose una disminución de potencia de más del 4%¹⁹.

-Desierto Arizona (Arizona, clima desértico tropical)

En 1976 se ejecutó la instalación de un sistema aislado para bombeo de agua en el desierto de Arizona formado por 32 módulos. Se realizaron mediciones de $I-V$, de tal forma que 8 de los no suministraban potencia y otros 2 habían perdido un 70% de rendimiento.

Para los restantes 22 módulos se midió una tasa de degradación anual del 1,08%²⁰.

4.3.3 OCEANÍA

AUSTRALIA

-Perth (clima subtropical húmedo)

Se han realizado mediciones en la Murdoch University Energy Research Institute antes y después de 16 meses de funcionamiento a módulos de diferentes fabricantes obteniéndose tasas de degradación anuales que van desde el 0,54% al 2,77%.²¹:

4.3.4 ASIA

JAPÓN

-Hamamatsu (clima subtropical húmedo)

La degradación de la potencia observada en los módulos ascendió a un total de 6,2% durante 10 años de funcionamiento; sin embargo en un 10% de ellos se pudo constatar que dicha degradación superaba el 10%²².

-Tskuba (clima subtropical húmedo)

Tras 4 años y 9 meses de funcionamiento se realizaron mediciones a 6 módulos de Si policristalino y 3 módulos de Si monocristalino en unas instalaciones de prueba del Instituto Nacional de Ciencia y Tecnología Industrial Avanzada de Japón.

Se calculó el PR de los módulos tras ese tiempo de funcionamiento comparándolo con el obtenido en 2005, obteniéndose una tasa de degradación anual que van desde el 0,24% al 0,92%²³.

ISRAEL

-Desierto Negev (clima desértico tropical)

En este caso se realizaron mediciones tras 3 años y 4 meses en una instalación de concentración formada por 60 módulos con un aumento de 2,56 soles. El resultado fue una tasa de degradación anual de 1,3%²⁴.

-Sede Boqer (clima desértico tropical)

Una vez transcurridos 3 años de funcionamiento en una instalación fotovoltaica de prueba promovida por el instituto Fraunhofer se ejecutaron mediciones obteniéndose un valor de aproximadamente el 0,7% de degradación de potencia total¹².

INDONESIA (Sepong, clima tropical húmedo)

El instituto Fraunhofer midió en una instalación de prueba diferentes parámetros tras un periodo de 3 años. La degradación total obtenida fue del 0,9%¹².

MONGOLIA (desierto del Gobi, clima estepario tropical)

Después de 6 años de funcionamiento se procedió a realizar mediciones en una instalación de prueba compuesta por módulos de Si monocristalino y policristalino obteniéndose unos resultados de degradación total del performance ratio de los módulos siguientes²⁵:

- Si policristalino: 10%
- Si monocristalino: 8%

INDIA

- Gurgaon (clima subtropical húmedo)

En una instalación de prueba del Centro de Energía Solar se midieron los parámetros de 360 módulos de Si monocristalino, pertenecientes a 12 fabricantes diferentes, clasificándose en los siguientes grupos tras 10 años de funcionamiento²⁶:

- Grupo 1: Tasa de degradación total media menor del 8%
- Grupo 2: Tasa de degradación total media menor del 10%
- Grupo 3: Tasa de degradación total media mayor del 25%
- Grupo 4: Tasa de degradación total media del orden del 28%
- Grupo 5: grupos de módulos que sufrieron averías y fueron reemplazados

-Gurgaon (clima subtropical húmedo)

En una instalación de prueba del Centro de Energía Solar se realizaron mediciones en módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologías (HIT, Si amorfo y Si multicristalino) después de 28 meses de funcionamiento; en el caso del Si multicristalino se obtuvo una degradación total del 4,24%.²⁷.

-Himachal Pradesh (clima tundra)

En una instalación fotovoltaica aislada destinada a bombeo de agua y compuesta por 12 módulos de Si monocristalino con una potencia total de 398 W_p se realizaron mediciones después de 28 años de funcionamiento obteniéndose una tasa de degradación anual del 1,4%²⁸.

4.3.5 ÁFRICA

LIBIA (clima desértico tropical)

Se realizaron medidas en un sistema fotovoltaico aislado que alimentaba a una estación repetidora y que se encontraba funcionando desde hacía 30 años.

Los resultados de la tasa de degradación total varían del 15% al 29% en los módulos mientras que en una de las ramas varía del 16% al 38%²⁹.

SENEGAL (Dakar, clima estepario tropical)

En una instalación fotovoltaica de prueba situada en la Universidad de Dakar, se realizaron mediciones de los parámetros eléctricos en varios módulos de diferentes tecnologías tras un tiempo de funcionamiento obteniéndose la siguiente tasa de degradación anual³⁰:

- Módulos A (monocristalino) 0,22%
- Módulos B (policristalino) 1,62%
- Módulos C (monocristalino) 2,99%
- Módulos D (policristalino) 2,96%

ARGELIA (Adrar, clima desértico tropical)

La Unidad de investigación de Energía Renovables del Sáhara realizó mediciones en una instalación fotovoltaica tras 11 años de funcionamiento. Los módulos objeto de medición eran de Si monocristalino de tal forma que las degradación total obtenida fueron del 4,90% y del 11,54%³¹.

4.3.6 RESUMEN DATOS DE DEGRADACIÓN

A continuación se muestra una tabla resumen con los datos obtenidos en las 26 diferentes localizaciones:

LOCALIZACIÓN	CLIMA	TIPO MÓDULO	AÑOS	DEGRADACIÓN TOTAL	DEGRADACIÓN ANUAL	DEGRADACIÓN MEDIA ANUAL	OBSERVACIONES
Sepong (Indonesia, Asia)	Tropical húmedo	Si-p	3	0,90%	0,30%	0,30%	Influencia de la lluvia
Nicosia (Chipre, Europa)	Estepario tropical	Si-m	2	0,12%	0,06%	1,23%	Modelo Atersa; medición en parte alterna
Nicosia (Chipre, Europa)	Estepario tropical	Si-m	2	0,42%	0,21%		Modelo Suntechnichs; medición en parte alterna
Nicosia (Chipre, Europa)	Estepario tropical	Si-p	2	0,02%	0,01%		Modelo Solon; medición en parte alterna
Desierto Gobi (Mongolia, Asia)	Estepario tropical	Si-p	6	10,00%	1,67%		Módulo 1
Desierto Gobi (Mongolia, Asia)	Estepario tropical	Si-m	6	8,00%	1,33%		Módulo 2
Dakar (Senegal, África)	Estepario tropical	Si-m	1,3	0,28%	0,22%		Módulos A
Dakar (Senegal, África)	Estepario tropical	Si-p	3,4	5,49%	1,61%		Módulos B
Dakar (Senegal, África)	Estepario tropical	Si-m	4	11,97%	2,99%		Módulos C
Dakar (Senegal, África)	Estepario tropical	Si-p	4	11,84%	2,96%		Módulos D
Golden (Colorado, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-m	7	2,10%	0,30%		1,29%
Golden (Colorado, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-m	8	2,56%	0,32%	Modelo BP Solar 270F	
Golden (Colorado, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-m	9,5	5,23%	0,55%	Modelo Siemens PC-4-JF	
Golden (Colorado, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-p	4,5	4,10%	0,91%	Modelo Kyocera KC40	
Golden (Colorado, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-p	5,6	0,06%	0,01%	Modelo Solarex SX40U	
Golden (Colorado, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-p	6	0,78%	0,13%	Modelo Photowatt PWX500	
Albuquerque (Nuevo Mexico, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-m	4,3	0,86%	0,20%	Sistema 2	
Albuquerque (Nuevo Mexico, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-p	3,1	25,73%	8,30%	Sistema 3; se verificó fallo en uno de los módulos	
Albuquerque (Nuevo Mexico, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-m	3	1,20%	0,40%	Sistema 4	
Albuquerque (Nuevo Mexico, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-p	3,1	17,05%	5,50%	Sistema 5 (polaridad inversa)	

Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos

Albuquerque (Nuevo Mexico, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-p	3	4,20%	1,40%		Sistema 6	
Albuquerque (Nuevo Mexico, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-p	2	7,00%	3,50%		Sistema 8; algunos módulos conectados en polaridad inversa	
Lake Powell (Utah, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-m	20	12,00%	0,60%		Sistema aislado	
Mesa (Arizona, Estados Unidos)	Desértico tropical	Si-m	4	5,13%	1,28%	0,93%	10 módulos	
Mesa (Arizona, Estados Unidos)	Desértico tropical	Si-p	2,7	2,19%	0,81%		10 módulos	
Desierto Sonora (Arizona, Estados Unidos)	Desértico tropical	Si-m	27	29,16%	1,08%		Instalación aislada para bombeo de agua	
Desierto Neguev (Israel, Asia)	Desértico tropical	Si-p	3,4	4,42%	1,30%		Instalación de concentración con un aumento de 2,56 soles	
Sede Boqer (Israel, Asia)	Desértico tropical	Si cristalino	3	0,70%	0,23%		Influencia del polvo	
Libia (Libia, África)	Desértico tropical	Si cristalino	30	38,00%	1,27%		Instalación aislada para estación repetidora; resultados de subrama	
Adrar (Argelia, África)	Desértico tropical	Si-m	11	4,90%	0,45%		Módulo PV01	
Adrar (Argelia, África)	Desértico tropical	Si-m	11	11,54%	1,05%		Módulo PV02	
Perth (Australia, Oceanía)	Subtropical húmedo	Si-p	1,3	1,40%	1,08%		1,13%	Modelo Solarex SX45
Perth (Australia, Oceanía)	Subtropical húmedo	Si-m	1,3	3,60%	2,77%			Modelo BP Solar 275
Perth (Australia, Oceanía)	Subtropical húmedo	Si-m	1,3	0,70%	0,54%	Modelo BP Solar 585		
Perth (Australia, Oceanía)	Subtropical húmedo	Si-p	1,3	3,90%	3,00%	Modelo Photowatt PV750		
Hamamatsu (Japón, Asia)	Subtropical húmedo	Si-m	10	6,20%	0,62%	Para el 10% de los módulos la degradación fue mayor del 10%		
Tsukuba (Japón, Asia)	Subtropical húmedo	Si-p	4,75	1,14%	0,24%	Fabricante A		
Tsukuba (Japón, Asia)	Subtropical húmedo	Si-p	4,75	2,00%	0,42%	Fabricante A		
Tsukuba (Japón, Asia)	Subtropical húmedo	Si-p	4,75	2,19%	0,46%	Fabricante A		

Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos

Francisco Jesús Reguera Gil

Tsukuba (Japón, Asia)	Subtropical húmedo	Si-p	4,75	2,09%	0,44%		Fabricante B
Tsukuba (Japón, Asia)	Subtropical húmedo	Si-p	4,75	1,43%	0,30%		Fabricante B
Tsukuba (Japón, Asia)	Subtropical húmedo	Si-p	4,75	1,57%	0,33%		Fabricante C
Tsukuba (Japón, Asia)	Subtropical húmedo	Si-m	4,75	3,80%	0,80%		Fabricante D
Tsukuba (Japón, Asia)	Subtropical húmedo	Si-m	4,75	3,04%	0,64%		Fabricante D
Tsukuba (Japón, Asia)	Subtropical húmedo	Si-m	4,75	4,37%	0,92%		Fabricante A
Nueva Delhi (India, Asia)	Subtropical húmedo	Si-m	10	8,00%	0,80%		Grupo 1 (valor máximo de la tasa de degradación)
Nueva Delhi (India, Asia)	Subtropical húmedo	Si-m	10	10,00%	1,00%		Grupo 2 (valor máximo)
Nueva Delhi (India, Asia)	Subtropical húmedo	Si-m	10	25,00%	2,50%		Grupo 3 (valor mínimo de la tasa de degradación)
Nueva Delhi (India, Asia)	Subtropical húmedo	Si-m	10	28,00%	2,80%		Grupo 4
Nueva Delhi (India, Asia)	Subtropical húmedo	Si-p	2,33	4,24%	1,82%		
Ispra (Italia, Europa)	Marítimo invierno suave	Si-m / Si-p	22	8,20%	0,37%	0,45%	Referido al 90% de los módulos (40 en total)
Lugano (Suiza, Europa)	Marítimo invierno suave	Si-m	20	10,50%	0,53%		Un 6% de los módulos con degradación mayor del 20%
Málaga (España, Europa)	Mediterráneo interior	Si cristalino	12	11,50%	0,96%	2,04%	Instalación de 2 kW _p
Sur de España (Europa)	Mediterráneo interior	Si cristalino	1	1,70%	1,70%		Fabricante A
Sur de España (Europa)	Mediterráneo interior	Si cristalino	1	1,00%	1,00%		Fabricante B
Sur de España (Europa)	Mediterráneo interior	Si cristalino	1	2,60%	2,60%		Fabricante C
Sur de España (Europa)	Mediterráneo interior	Si cristalino	1	3,00%	3,00%		Fabricante D
Sur de España (Europa)	Mediterráneo interior	Si cristalino	1	3,50%	3,50%		Fabricante E
Sur de España (Europa)	Mediterráneo interior	Si cristalino	1	1,50%	1,50%		Fabricante F
Carrisa Plains (California, Estados Unidos)	Mediterráneo costero	Si cristalino	6	3,40%	0,67%	0,53%	Se realizó la medición a la salida del inversor (energía

Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos

Francisco Jesús Reguera Gil

							alterna)
Trinidad (California, Estados Unidos)	Mediterráneo costero	Si-m	11	4,39%	0,40%		Un módulo sustituido en 1996
Colonia, (Alemania, Europa)	Templado invierno seco	Si-m	3	0,30%	0,10%	0,10%	Contaminación alta
Zugspitze (Alemania, Europa)	Tundra	Si-m	3	2,10%	0,70%	1,05%	Existencia de cargas por nieve y vientos
Himachal Pradesha (India, Asia)	Tundra	Si-m	28	39,00%	1,39%		Instalación fotovoltaica aislada

Tabla 1. Resumen datos de degradación

Clima: Clasificación según Köppen de la zona climática

Tipo módulo: Se distingue si se trata de Silicio monocristalino (Si-m) o Silicio policristalino (Si-p); en el caso de que no se especificase aparece Si cristalino

Años: Es el tiempo que ha estado funcionando la instalación fotovoltaica antes de realizar las correspondientes mediciones

Degradación total: Es la tasa de degradación total en porcentaje de la magnitud medida (normalmente P_{MPP})

Degradación anual: Es la tasa de degradación anual resultante de dividir la degradación total entre los años de funcionamiento

Degradación media anual. Es el promedio de las degradaciones anuales obtenidas por zona climática

Observaciones: Información adicional sobre la instalación fotovoltaica

Podemos establecer las siguientes conclusiones una vez analizados los datos de degradación:

-Atendiendo a la degradación media anual por zona climática el valor mínimo se sitúa en 0,30% y el máximo en 2,04%, lo que en un periodo de 25 años (el establecido normalmente como garantía por parte de los fabricantes para asegurar un 80% de potencia entregada) nos daría una degradación total del 7,5% y 51% respectivamente, siendo este valor segundo totalmente inaceptable puesto que estaría fuera de toda garantía anunciada.

-Con los datos analizados no se observa relación directa entre el tipo de clima y la tasa de degradación obtenida, sin embargo esto no debe hacernos descartar que existe pues es lógico pensar que en un clima con altas temperaturas y humedad, la degradación será mayor; por ello sería aconsejable realizar un estudio empleando el mismo tipo de módulo en diferentes localizaciones.

-Apenas se hace referencia al mantenimiento llevado a cabo en las instalaciones mencionadas, con lo cual resulta harto difícil establecer una comparación según dicho apartado pues puede ocurrir que en un clima agresivo para el módulo fotovoltaico se haya realizado un mejor mantenimiento que en otro lugar con un clima más benigno.

Teniendo en cuenta aquellas instalaciones con más de 5 años de funcionamiento con el fin de que la degradación haya tenido el suficiente tiempo para minorar el rendimiento obtenemos la siguiente tabla:

LOCALIZACIÓN	CLIMA	TIPO MÓDULO	AÑOS	DEGRADACIÓN ANUAL
Desierto Gobi (Mongolia, Asia)	Estepario tropical	Si-p	6	1,67%
Desierto Gobi (Mongolia, Asia)	Estepario tropical	Si-m	6	1,33%
Golden (Colorado, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-m	7	0,30%
Golden (Colorado, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-m	8	0,32%
Golden (Colorado, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-m	9,5	0,55%
Golden (Colorado, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-p	5,6	0,01%
Golden (Colorado, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-p	6	0,13%
Lake Powell (Utah, Estados Unidos)	Estepario frío	Si-m	20	0,60%
Desierto Sonora (Arizona, Estados Unidos)	Desértico tropical	Si-m	27	1,08%
Libia (Libia, África)	Desértico tropical	Si cristalino	30	1,27%
Adrar (Argelia, África)	Desértico tropical	Si-m	11	0,45%
Adrar (Argelia, África)	Desértico tropical	Si-m	11	1,05%
Hamamatsu (Japón, Asia)	Subtropical húmedo	Si-m	10	0,62%
Nueva Delhi (India, Asia)	Subtropical húmedo	Si-m	10	0,80%
Nueva Delhi (India, Asia)	Subtropical húmedo	Si-m	10	1,00%
Nueva Delhi (India, Asia)	Subtropical húmedo	Si-m	10	2,50%
Nueva Delhi (India, Asia)	Subtropical húmedo	Si-m	10	2,80%

Ispra (Italia, Europa)	Marítimo invierno suave	Si-m / Si-p	22	0,37%	
Lugano (Suiza, Europa)	Marítimo invierno suave	Si-m	20	0,53%	
Málaga (España, Europa)	Mediterráneo interior	Si cristalino	12	0,96%	
Carrisa Plains (California, Estados Unidos)	Mediterráneo costero	Si cristalino	6	0,67%	
Trinidad (California, Estados Unidos)	Mediterráneo costero	Si-m	11	0,40%	
Himachal Pradesh (India, Asia)	Tundra	Si-m	28	1,39%	
				0,90%	<i>Media</i>

Tabla 2. Datos de degradación > 5 años funcionamiento

Este 0,90% de media anual se encuentra lejos del valor aconsejado del 0,5% que deberían garantizar los fabricantes³².

-Tampoco se observan diferencias apreciables en la degradación entre el Si monocristalino y policristalino

-Sí podemos establecer que un valor por encima del 3% de tasa de degradación anual es anormal, siendo necesario realizar un análisis exhaustivo lo antes posible para establecer las causas del mismo

-Tal como se expresó anteriormente para poder obtener conclusiones fiables se deberían realizar mediciones en distintas zonas climáticas del mismo módulo fotovoltaico (marca y modelo, e incluso del mismo lote de fabricación) durante, al menos, 10-12 años que es, aproximadamente, la mitad de la vida útil de un módulo fotovoltaico.

4.4 MECANISMOS DE DEGRADACIÓN

Entendemos por mecanismos de degradación (también llamados modos de degradación) las formas en las cuales dicho fenómeno se manifiesta físicamente en los módulos fotovoltaicos en alguno de sus elementos o en varios a la vez. A veces es complicado diferenciar qué ha producido dicha degradación pues normalmente actúan varios factores a la vez, dificultando el esclarecimiento del origen del fallo pudiéndose haber generado sinergias entre los diferentes mecanismos.

Los mecanismos de degradación se verán influenciados, tanto en el momento de su aparición como en su gravedad, por los siguientes elementos³³:

-Factores ambientales

-Tipos de material empleado

4.4.1 FACTORES AMBIENTALES

Tal como se ha comentado, por el propio principio de funcionamiento de una instalación fotovoltaica, esta se encuentra sometida al propio estrés climático/ambiental del lugar donde se encuentre ubicada incluyendo los siguientes factores:

-Radiación solar: fundamental para el funcionamiento de la instalación para producir el efecto fotovoltaico también resulta perjudicial al dar lugar a temperaturas altas en el módulo fotovoltaico.

-Radiación ultra violeta: es la parte del espectro solar con la energía más alta y que puede interactuar con el módulo fotovoltaico, siendo el encapsulante el elemento más perjudicado por este factor al producirse reacciones químicas en los materiales (fotodegradación).

-Humedad: uno de los elementos meteorológicos más agresivos para el módulo fotovoltaico y que al penetrar en el módulo puede afectar a las conexiones eléctricas apareciendo oxidación o corrosión en las mismas.

-Nieve: este elemento puede dar lugar a cargas estáticas que pueden variar desde 30-50 kg/m³ para la nieve fresca y de 800-900 kg/m³ para la nieve congelada pudiendo dar lugar a roturas del propio módulo o de la estructura sobre la que se apoya.

-Viento: este factor puede afectar de manera continua dando lugar a una carga estática y dinámica para los módulos fotovoltaicos. A pesar de que en los test de envejecimiento, según la norma IEC 61215³⁴, el viento es considerado como una carga estática presenta más características de carga dinámica de lo que ha sido estandarizado.

-Granizo: este elemento causa un estrés por impacto, pues el golpeo puede producir rotura del vidrio o de otros elementos, afectando de manera notoria al rendimiento del módulo.

-Cambios de temperatura: los cambios de temperatura afectan al módulo produciendo un estrés termo-mecánico; téngase en cuenta que los diferentes elementos que conforman un módulo fotovoltaico (cubierta de vidrio, células solares, encapsulante y cubierta posterior) tienen diferentes módulos de Young y coeficientes de dilatación, con lo cual responderán de forma distinta frente al estrés térmico de tal forma que se puede generar tensiones que den lugar a la rotura de las células o la separación de los diferentes componentes (delaminación).

-Polvo, tierra y suciedad de diferente origen. En combinación con el viento, las tormentas de arena actúan como un mecanismo de abrasión que daña la superficie de los elementos exteriores del módulo fotovoltaicos. Los restos orgánicos de aves también pueden producir el mismo efecto.

Las pérdidas debido a este factor alcanzan valores muy variables pues en una zona con clima templado (Perth, Australia) se ha situado en el tramo del 16% al 27% sin haberse realizado ninguna actuación de limpieza en 18 años de funcionamiento³⁵ aunque también se ha llegado a alcanzar unas pérdidas del 95%³⁶ de degradación en una instalación situada en Israel.

La adición de una capa anti-suciedad a la cubierta del módulo consigue disminuir las pérdidas debido a este factor frente a un módulo fotovoltaico sin tratar³⁷.

-Sal. En aquellas instalaciones cerca de la costa, la sal puede producir corrosión de los elementos metálicos del módulo y degradación de los polímeros empleados.

-Gases. En aquellas instalaciones fotovoltaicas situadas cerca de instalaciones industriales pueden aparecer en la atmósfera algunos gases (O₃, NH₃, SO₂, NO₂, H₂S, Cl₂...), que solos o

en combinación con humedad pueden causar corrosión al convertirse en ácidos (HNO_3 , HCl , H_2SO_4 ...).

-Descargas eléctricas: si bien este factor ambiental no ha sido analizado en profundidad, también puede ser causante de degradación en los módulos fotovoltaicos³⁸.

-Actos vandálicos: pese a no ser un factor climatológico sí puede ser considerado como factor ambiental de ahí que sea necesario la implantación de medidas anti intrusismo tales como pueden ser un vallado perimetral o una instalación de alarma incluyendo circuito cerrado de televisión (CCTV)

Los factores comentados anteriormente no suelen aparecer de forma aislada sino como combinación de ellos, de tal forma que la degradación de los módulos fotovoltaicos aumenta.

4.4.2 MATERIALES

Un módulo fotovoltaico está compuesto por los siguientes materiales:

Un módulo fotovoltaico está compuesto por los siguientes materiales:

Vidrio

Podemos encontrar vidrio en la cubierta frontal del módulo por ello es un material que se encuentra expuesto de forma continua a los factores ambientales (viento, nieve, granizo, polvo, contaminación, humedad, calor...). En regiones desérticas (uno de los lugares más habituales donde se ubican instalaciones fotovoltaicas) la degradación de este material puede verse agravada debido a la presencia de forma simultánea de viento, polvo y tierra produciéndose una acción abrasiva. Además se reduce la transmisibilidad óptica, afectando a la potencia entregada por el módulo fotovoltaico.

Metal

Los metales están presentes en el módulo fotovoltaico tanto en el exterior (marco perimetral, estructura portante) como en el interior (conexiones, cableado, soldadura...). La corrosión, debido a la naturaleza de estos materiales, es uno de sus mayores enemigos, sobre todo con la existencia de humedad en el ambiente. Para minimizar su acción, al marco se le somete a un tratamiento de anodizado.

El soporte se encontrará expuesto a las diferentes cargas mecánicas (nieve, granizo...) que pueden dar lugar a roturas del módulo fotovoltaico.

Polímeros

Este tipo de material aparece en los módulos fotovoltaicos de la siguiente forma:

-Como encapsulante de las células fotovoltaicas para conseguir un aislamiento adecuado frente a agentes externos (humedad, polvo...). En este caso se suele emplear EVA (acetato de etilenvinilo, *ethylene vinyl acetate* en inglés). Debido a la ubicación de este polímero sufrirá una fuerte exposición a radiaciones UV³⁹ lo cual debilitará su estructura química generando el mecanismo de degradación conocido como decoloración.

-Como cubierta posterior haciendo función de protección. El polímero más habitual es el PVF (polifluoruro de vinilo, *polyvinyl fluoride* en inglés) en combinación con PET (poliéster o tereftalato de polietileno, *polyethylene terephthalate* en inglés) formando una capa de PVF/PET/PVF.

Células fotovoltaicas

Este es el elemento más importante del módulo fotovoltaico pues es donde se lleva a cabo la transformación de energía solar en electricidad. Pueden ser objeto de roturas (o grietas) por estrés térmico del módulo fotovoltaico (cada material posee un coeficiente de dilatación diferente) o por cargas mecánicas. Dichas cargas mecánicas también pueden afectar a las conexiones eléctricas internas del módulo.

En la figura 2 podemos observar la composición de una célula fotovoltaica típica.

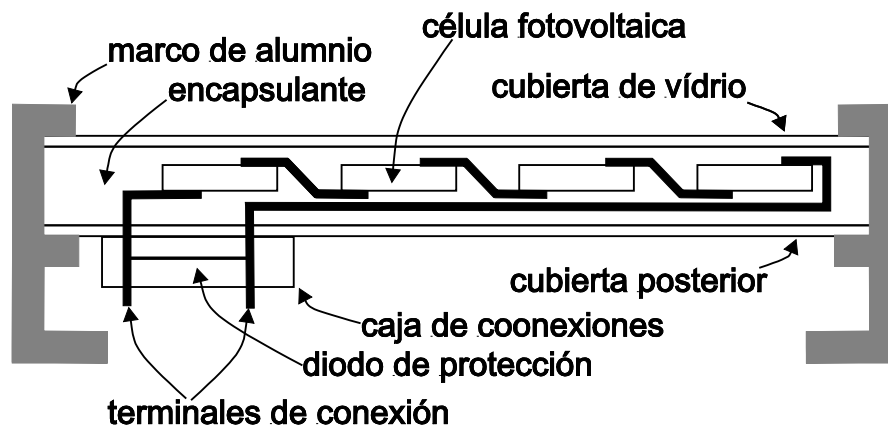


Figura 2. Elementos de un módulo fotovoltaico

4.4.3 MODOS DE DEGRADACIÓN

Se denominan modos (o mecanismos de degradación) al proceso mediante el cual los módulos fotovoltaicos empiezan a perder sus propiedades características ya sean de tipo eléctrico, óptico, químico o mecánico.

Teniendo en cuenta lo anteriormente reseñado tanto en factores ambientales como en los materiales que integran un módulo fotovoltaico, podemos establecer los siguientes modos de degradación que pueden aparecer en los módulos fotovoltaicos de Si cristalino⁴⁰:

4.4.3.1 DELAMINACIÓN

La delaminación ocurre cuando se pierde adhesión entre los diferentes elementos que componen el módulo fotovoltaico. Dicha pérdida de adhesión puede darse entre el encapsulante polimérico y las células fotovoltaicas, entre las células fotovoltaicas y el vidrio de la cubierta frontal o entre la cubierta posterior y el encapsulante.

Esto supone un problema de gran envergadura porque causa dos efectos: se incrementa la reflexión de la luz, por tanto se pierde luz aprovechable para el efecto fotovoltaico y se facilita la entrada de humedad en el módulo fotovoltaico con consecuencias no deseadas pudiendo generarse otro modo de degradación que es la corrosión. En climas calurosos y húmedos la delaminación se ve favorecida por la existencia de agua en el ambiente.

4.4.3.2 DECOLORACIÓN

Normalmente la decoloración se debe a la degradación del encapsulante (compuesto, como hemos visto anteriormente, normalmente por EVA) o del material adhesivo entre el cristal y las células fotovoltaicas. El color cambia a amarillo (fenómeno denominado *yellowing* en inglés) e incluso marrón (denominado *browning* en inglés). De esta forma se modifica la transmisión óptica y, por tanto, la energía generada por el módulo fotovoltaico se reduce.

La decoloración puede aparecer en diferentes zonas del módulo no teniendo que estar unas próximas a las otras debido a que se pueden haber empleado polímeros de diferentes características.

4.4.3.3 CORROSIÓN

La corrosión es un fenómeno natural que consiste en la destrucción de un metal, por reacción electroquímica, por parte del medio ambiente en el que se encuentra. Se relaciona con la entrada de agua (humedad).

En nuestro caso, la entrada de humedad a través del laminado produce corrosión. La retención de la humedad en el interior del módulo fotovoltaico incrementa la conductividad eléctrica de los metales existentes apareciendo corrientes de fuga. La corrosión también ataca la adhesión entre las células y el borde metálico (normalmente aluminio) produciendo delaminación y favoreciendo la entrada de más humedad.

Otra fuente de corrosión puede ser el sodio contenido en el vidrio que reacciona con la humedad produciendo oxidación en los bordes del módulo.

En aquellas zonas con climas húmedos, debido a la rápida difusión del agua en el encapsulante, la infiltración de agua en el módulo perdura en el tiempo incluso aunque el módulo posea una cubierta de doble vidrio.

Para prevenir la penetración de la humedad en los módulos fotovoltaicos se deben utilizar juntas de baja difusión que contengan una gran cantidad de desecante. Este dato se debe tener en cuenta a la hora de instalar módulos en climas tropicales. Para minimizar la corrosión, al marco metálico se le realiza un tratamiento químico consistente en obtener una capa de óxido de protección (óxido de aluminio) con el fin de evitar su posterior corrosión. A este tratamiento se le denomina anodizado.

El ensayo basado en la norma IEC 61215³⁴, de la cual se profundizará más adelante, produce, entre otros, este tipo de mecanismo de degradación.

4.4.3.4 ROTURA DE MÓDULOS

La rotura del vidrio de la cubierta es un factor muy importante de degradación en módulos fotovoltaicos. Aparecen en la mayoría de los casos durante las operaciones de instalación, mantenimiento y especialmente durante el transporte hacia su ubicación de ahí que se debe de tener establecido un procedimiento de traslado adecuado de los módulos fotovoltaicos

Los módulos rotos o con grietas pueden seguir funcionando correctamente sin embargo el riesgo de un fallo eléctrico o la entrada de humedad al mismo aumenta de forma considerable.

Las roturas y grietas vienen seguidas normalmente de la aparición de otros modos de degradación tal como pueden ser la corrosión, la decoloración o la delaminación.

El hecho de que los fabricantes hayan optado por disminuir el grosor de las células fotovoltaicas y aumentar la superficie de las mismas (el grosor ha disminuido desde los 300 μm hasta menos de 210 μm y la superficie se ha aumentado hasta los 210 mm x 210 mm).conlleva una mayor fragilidad y posibilidades de rotura tanto en el almacenamiento como durante el propio proceso de fabricación.

También existen las roturas intempestivas de módulos que ocurren de forma súbita y que pueden ser debidas a actos vandálicos, caída de árboles, postes o a cualquier situación no esperada.

No se puede obviar la aparición de vibraciones no deseadas durante el transporte de los módulos fotovoltaicos hacia el lugar de instalación. Durante dicho trayecto las células fotovoltaicas pueden sufrir vibraciones que faciliten la aparición de grietas o incluso den lugar a roturas⁴¹.

4.4.3.5 PUNTOS CALIENTES

Un punto caliente (*hot spot*, en inglés) es una zona del módulo fotovoltaico que se encuentra funcionando a una temperatura alta que puede producir daño a la célula o a cualquier otro elemento del módulo. Los puntos calientes pueden tener su origen en una gran variedad de causas incluyendo el sombreadamiento parcial o el *mismatch* (fenómeno relacionado con los diferentes parámetros eléctricos que pueden tener las células fotovoltaicas que forman parte del mismo módulo).

La corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto vienen impuestas por la célula fotovoltaica que proporcione el rendimiento eléctrico más bajo en serie y en paralelo respectivamente. En condiciones de cortocircuito cuando una célula fotovoltaica está defectuosa, se polarizará de forma inversa con lo cual adquiere un valor de tensión igual pero de signo contrario al resto de células. Esta célula se convierte en carga para el resto de células y en una zona con gran estrés térmico convirtiéndose en un punto caliente.

4.4.3.6 BURBUJAS

Este modo de degradación es similar a la delaminación, pero en este caso la pérdida de adhesión del encapsulante solo afecta a un área pequeña, en cierta forma es un aviso de una futura delaminación.

Las burbujas son generalmente debidas a reacciones químicas que emiten gases que quedan atrapados en el interior del módulo fotovoltaico. La aparición de burbujas conlleva una mayor dificultad de las células fotovoltaicas para disipar calor, de tal forma que su temperatura aumenta con lo cual, lógicamente, ven reducida su vida útil.

Suelen aparecer en la parte central del módulo o en la parte frontal del módulo entre la cubierta de vidrio y las células solares. En este caso se deben a una separación física entre ambos elementos (obsérvese la relación aquí con la delaminación). Aunque no es muy común, este tipo de burbujas se puede producir una disminución de la luz que llega a la célula fotovoltaica incrementándose la reflexión.

4.4.3.7 DEGRADACIÓN INDUCIDA POR POTENCIAL

A este tipo de degradación también se le denomina PID (*Potential Induced Degradation*, en inglés).

Este modo de degradación se debe a las conexiones serie que tienen lugar entre los diferentes módulos fotovoltaicos. Al ser conectados en serie se produce una suma de las tensiones de cada uno de los módulos con lo cual se puede llegar fácilmente a varios cientos de voltios en una rama (normalmente 300-500 V).

Con el fin de proteger a las personas frente a un contacto directo (aquel que se produce cuando se toca una parte que se encuentra bajo tensión), el marco donde se encuentran instalados los módulos es conectado a tierra de tal forma que su potencial es de 0 V. Por ello aparece una diferencia de potencial negativo entre las células fotovoltaicas y el marco metálico, de tal forma que surge una corriente de fuga que transita desde la capa activa del silicio, pasando por el encapsulante (EVA) y la cubierta frontal de vidrio hasta llegar al marco metálico.

Este mecanismo de degradación se ve favorecido en climas húmedos y calurosos⁴², además de que en aquellos módulos que han recibido en su superficie una aplicación de capa anti reflectante (ARC, *Anti Reflective Coating*, en inglés) se da mayor probabilidad de sufrir este tipo de degradación⁴³.

Con el fin de minimizar este tipo de degradación se procede a conectar el polo negativo del inversor a tierra, para de esta forma eliminar la diferencia de potencial que ha aparecido previamente.

4.4.3.8 DEGRADACIÓN POR DESCARGAS ELÉCTRICAS

Debido a la ubicación exterior de los módulos fotovoltaicos estos se pueden ver sometidos a descargas eléctricas provenientes de tormentas (relámpagos). Dichas descargas eléctricas pueden dañar el módulo fotovoltaico ya sea a través de descarga directa o mediante el acoplamiento magnético que se produce³⁸.

Para evitar este tipo de daño es necesario diseñar un sistema de protección adecuado⁴⁴.

4.4.3.9 MODOS DE DEGRADACIÓN Y PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Una vez que tenemos claro cómo aparecen los diferentes mecanismos de degradación es necesario establecer una correspondencia con los parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico⁴⁵.

-Decoloración

Produce una disminución de la I_{sc} , que conlleva una curva $I-V$ de menor área disminuyendo por tanto, la potencia entregada por el módulo correspondiente. La pérdida de este parámetro puede ser del 6%-8% (*yellowing*) para el caso de una decoloración parcial y del 10%-13% para el caso de una decoloración total (*browning*)³³.

-Delaminación

Debido a que se produce una pérdida de adherencia, la resistencia en serie del módulo fotovoltaico R_s aumenta con lo cual disminuirá el parámetro I_{sc} y por ende la potencia, permaneciendo fija la V_{oc} .

-Corrosión

Produce un aumento de la R_s ocurriendo lo mismo que en el caso anterior.

-Roturas

Reducción de la I_{sc} y la V_{oc} (afectando doblemente a la curva $I-V$) e incremento de R_s .

-Burbujas

Al considerarse como el comienzo la delaminación del módulo, conlleva también el incremento de R_s .

-Degradación inducida por potencial

Produce una disminución de la P_{MPP} y de la R_p (aunque este valor tiene poca influencia).

-Degradación por descarga eléctrica

Produce una reducción de la potencia de salida (inversamente proporcional al nº de descargas recibidas) y un aumento de la R_s (directamente proporcional al nº de descargas recibidas)³⁸.

4.4.3.10 MODOS DE DEGRADACIÓN Y CLIMATOLOGÍA

Tal como se ha visto, la climatología influye sobremanera en los diferentes mecanismos de degradación pues aporta factores ambientales influyentes para su desarrollo.

La delaminación y decoloración aparecerán antes en aquellas instalaciones fotovoltaicas en cuya ubicación la radiación ultravioleta sea más alta. Dicha radiación alcanzará mayores valores en latitudes cercanas al ecuador y en lugares de altitud (existe menos atmósfera capaz de absorber este tipo de radiación).

La corrosión se verá favorecida, como es lógico, en aquellos climas donde la humedad sea un factor importante. También la degradación inducida por potencial, tal como acabamos de ver, se ve agravada en este tipo de climatología⁴⁶.

Otro dato a tener en cuenta será, sin duda, la probabilidad de caída de rayo eléctrico en la ubicación elegida, tal como hemos visto en la degradación por descarga eléctrica.

Por ello, la elección de una determinada ubicación para una instalación fotovoltaica no solo influirá en la generación de energía prevista (mediante el dato de partida de la irradiancia) sino que también dictaminará ciertos mecanismos de degradación y, por tanto, la pérdida de potencia a largo plazo.

De esta forma el estudio preliminar de una instalación debería tener en cuenta también esas cuestiones pues a igualdad de valor estimado de energía eléctrica generada puede ser determinante para la elección de la localización una previsible menor degradación que conllevará, en realidad, una cantidad mayor de producción de energía eléctrica.

4.4.3.11 RESUMEN MODOS DE DEGRADACION

A continuación se muestra una tabla en donde se aglutina los diferentes modos de degradación, los factores ambientales que los inducen, aceleran o favorecen y los parámetros eléctricos que se ven minorados por su aparición en de forma directa, teniendo en cuenta que todos los modos producen una disminución en la potencia entregada por el módulo fotovoltaico.

MODO DE DEGRADACIÓN	FACTOR AMBIENTAL	PARÁMETRO ELÉCTRICO
Decoloración	Radiaciones ultra violeta	Disminución de I_{SC}
Delaminación	Calor y humedad	Aumento de R_s
Corrosión	Humedad	Aumento de R_s
Puntos calientes	Sombreamiento parcial, fallo fabricación	Disminución de I_{SC} y V_{OC}
Burbujas	Calor y humedad	Aumento de R_s
Roturas	Granizo, actos vandálicos, fallo de fabricación	Aumento de R_s , disminución de I_{SC} y V_{OC}
PID	Calor y humedad	Disminución de P_{MPP} y R_p
Descargas eléctricas	Relámpagos	Aumento de R_s

Tabla 3. Resumen modos de degradación

4.5 MODELIZACIÓN DE LA DEGRADACIÓN

Los módulos fotovoltaicos en funcionamiento real, debido a su instalación en exterior, están expuestos a los efectos de la degradación que no son reproducibles ni predecibles al 100% en ensayos de laboratorio.

Sin embargo sí que podemos establecer ciertos ensayos (tests de envejecimiento acelerado) y modelización (modelos matemáticos) que nos permitan tener una aproximación del funcionamiento real de un determinado módulo fotovoltaico frente a los mecanismos de degradación y de esta forma poder realizar una estimación más certera de la tasa de degradación que sufrirá el módulo fotovoltaico a lo largo de su vida útil (modelo matemático) o de si se produce algún tipo de merma en los parámetros eléctricos tras haberse sometido a condiciones extremas (ensayo de envejecimiento acelerado).

Y todo ello se realiza para poder valorar correctamente la pérdida de potencia que se va a producir a lo largo de la vida útil de una instalación fotovoltaica ya que resulta crucial para decidir la viabilidad de la misma.

4.5.1 ENSAYOS DE ENVEJECIMIENTO ACELERADO

Este tipo de ensayos tienen por objeto simular las condiciones de operación a las que se va a encontrar sometidos los módulos fotovoltaicos reproduciendo durante un corto período de tiempo en laboratorio (horas) lo que va a suceder a lo largo de la vida útil del módulo, normalmente 20-25 años (obsérvese la dificultad que entraña dicho simulacro pues se intenta concentrar en horas lo que debe ocurrir en décadas). Es una forma de obtener datos rápidamente sobre la fiabilidad del módulo fotovoltaico.

Podemos clasificar los ensayos de envejecimiento acelerado (*aging*, en inglés) según el método de realizar el envejecimiento⁴⁷:

-Aumentando la tasa de uso del producto. Se emplea para aquellos productos que no van a tener un uso continuo.

-Aumentando la exposición a radiaciones. Es conocido que ciertas radiaciones (UV, rayos gamma...) degradan a los materiales de forma notoria, con lo cual si se aumenta la tasa de exposición se estará simulando la exposición que recibirá el elemento a lo largo de su vida útil.

-Aumentando los niveles de estrés de ciertos parámetros (ciclos de temperatura, humedad, presión, tensión). Si los valores a los que se ve sometido el elemento a ensayar son mayores que los normales, se producirá una degradación mayor.

También se pueden emplear combinaciones de los diferentes tipos, aunque en ese caso resultará complicado establecer un modelo físico de envejecimiento y su posterior extrapolación.

Los ensayos de envejecimiento acelerado para módulos fotovoltaicos se encuentran definidos en normas de organismos de reconocido prestigio. Tales pueden ser las normas IEC 61215³⁴ (divulgada por la Comisión Electrotécnica Internacional) o la UL 1703 (de Underwriters Laboratories y muy usada en Estados Unidos)⁴⁸ que es muy parecida a la anterior.

Dichas normas tienen por objeto validar los módulos fotovoltaicos fabricados. Por ello se realizan diferentes ensayos para caracterizarlos (punto de máxima potencia, coeficientes de temperatura, temperatura nominal de operación de la célula...), comprobar la seguridad de los mismos (resistencia de aislamiento, aislamiento eléctrico en mojado...) y otros en los que se pretende simular diferentes factores ambientales para comprobar cómo responde el módulo fotovoltaico frente a los mismos siendo estos ensayos los que se conocen como ensayos de envejecimiento acelerado, puesto que pretenden en el tiempo que duren, establecer la validez frente a la degradación que sufrirá el módulo en su vida útil.

Los ensayos de envejecimiento acelerado son los siguientes:

Preacondicionamiento de radiación ultravioleta

Se somete al módulo a un total de 15 kWh/m² de radiación ultra violeta que se sitúa en las longitudes de onda de 280 nm a 400 nm, con al menos 5 kWh/m² en la longitud de onda correspondiente a la radiación ultra violeta de tipo B (280 nm-320 nm) manteniendo el módulo a una temperatura de 60°C±5°C.

Se debe tener en cuenta que la exposición a radiación ultra violeta es baja comparada con la exposición real que sufrirá el módulo fotovoltaico durante su vida útil.

El propósito del ensayo es identificar a los materiales que son susceptibles de sufrir daños por radiación ultra violeta (uno de los factores que más influyen en los mecanismos de degradación) antes de ser sometidos a los ciclos térmicos y al ensayo de humedad-congelación.

Ciclos térmicos

Mediante este test se pretende replicar los siguientes modos de degradación: rotura de células, fallo de conexiones eléctricas y funcionamiento de módulo fotovoltaico en circuito abierto

Este ensayo consiste en someter al módulo a ciclos de temperatura que varían entre $-40^{\circ}\text{C}\pm 2^{\circ}\text{C}$ y $85^{\circ}\text{C}\pm 2^{\circ}\text{C}$, siendo el número total de dichos ciclos de 200. Además se inyecta una corriente igual a su intensidad máxima cuando el módulo se encuentre a una temperatura mayor de 25°C .

Mediante este ensayo se pretende simular el estrés térmico que sufren los materiales como resultado de sufrir temperaturas extremas. Muy a menudo, las conexiones soldadas sufren con estos cambios debido a los diferentes coeficientes de dilatación de los materiales que se encuentran en el interior del módulo fotovoltaico.

Humedad-congelación

Se somete al módulo a 10 ciclos de humedad y temperatura alta ($85^{\circ}\text{C}/85\%$ humedad relativa) durante 20 horas para posteriormente situarlo a 40°C durante al menos 30 minutos para volver a llevarlo a la situación $85^{\circ}\text{C}/85\%$. Cuando se finaliza este ensayo el módulo puede estar de 2-4 horas antes de realizar la inspección visual y medir la potencia máxima de salida y la resistencia de aislamiento.

Este ensayo pone a prueba la capacidad del módulo de resistir alta temperaturas y humedad combinado con una bajada de temperatura.

Calor-humedad

En este ensayo el módulo es sometido a $85^{\circ}\text{C}\pm 2^{\circ}\text{C}$ y $85\%\pm 5\%$ de humedad relativa durante 1000 horas. Es el ensayo más agresivo para el módulo fotovoltaico.

La severidad de esta prueba pone a prueba el proceso de laminación y sellado realizado en fabricación frente a la entrada de humedad. Pueden observarse una delaminación importante y corrosión en las células como consecuencia de la entrada de humedad. Incluso aunque no se hubiesen detectado defectos de delaminación o corrosión el módulo puede haber sufrido tal estrés que lo puede notar en la prueba de carga mecánica.

Aunque no se traten estrictamente de ensayos de degradación acelerada también se realizan las siguientes pruebas relacionadas con la resistencia mecánica del módulo fotovoltaico y, por tanto, son simulaciones controladas de condiciones ambientales a las que el módulo deberá hacer frente durante su vida útil.

Robustez de los terminales

Para determinar la robustez de los terminales de los módulos, se someten a una prueba de esfuerzo que simulan el ensamblado y montaje a través de diferentes ciclos y niveles de resistencia a la tracción, flexión y pruebas de par como se indica en otra norma, IEC 60068-2-21⁴⁹.

Carga mecánica

Mediante este ensayo se comprueba la capacidad del módulo fotovoltaico de soportar viento, nieve, cargas de hielo...Se realiza tras el ensayo de calor-humedad, es decir, se realiza una prueba de esfuerzo mecánico tras haber sufrido el módulo cierto estrés que puede haber debilitado su estructura.

El aspecto más crítico en este ensayo es el relacionado con el montaje del módulo según las instrucciones del fabricante correspondiente, es decir, usar los puntos señalados para la interconexión de los diferentes elementos usando los herrajes adecuados (tuercas, abrazaderas, tornillería...).

Si no se realiza el montaje correcto podemos vernos en la tesitura, ante un mal resultado, si fue debido a un montaje deficiente o a que el módulo fotovoltaico en su conjunto no presentó la suficiente robustez. Se debe tener en cuenta la uniformidad de la carga aplicada sobre la superficie del módulo. La norma requiere que se aplique de una manera gradual y uniforme, sin especificar cómo se debe ir comprobando dicha uniformidad.

Se aplica una presión de 2.400 Pa (equivalente a la presión que ejerce un viento de 130 km/h) durante una hora en cada cara del módulo. Si el módulo necesita ser certificado para cargas pesadas de nieve y hielo (pensemos, por ejemplo en una instalación en zona climática de tundra) la carga que se aplica a la cubierta del módulo pasa de 2.400 Pa a 5.400 Pa (más del doble) durante el último ciclo del ensayo.

Una vez finalizado el ensayo se comprueban que no existan defectos visuales, fallos en la continuidad y que no haberse producido una minoración en la potencia del módulo mayor al 5%.

Granizo

Mediante este ensayo se pretende comprobar que el módulo fotovoltaico es capaz de soportar el impacto de granizo que se encuentran a una temperatura de -4°C. Se utiliza una máquina capaz de lanzar bolas de granizo de diferentes tamaños para impactar en el módulo en 11 sitios diferentes. El tiempo transcurrido entre que se recoge la bola de granizo del contenedor y se lanza no debe exceder de 60 segundos. Es muy habitual usar granizo de 25 mm/7,53 gramos lanzado a 23 m/s. Una vez finalizado el test se deben realizar comprobaciones para verificar que no se han producido daños irreversibles y que la potencia no ha sufrido disminución en su valor. Este test conlleva una tasa de fallos muy baja.

Este tipo de ensayos se puede utilizar no solo para simular el comportamiento bajo ciertas condiciones ambientales sino como control de calidad de fabricación de los módulos fotovoltaicos, pues si se establece la tasa habitual de fallos en un determinado lote, sabremos que aquellos que estén por encima de dicho valor pueden haber tenido un fallo en su fabricación.

4.5.2 MODELOS MATEMÁTICOS

La forma ideal de calcular la degradación de un módulo fotovoltaico es realizar ensayos/mediciones en la propia instalación fotovoltaica a lo largo de su vida útil. Sin

Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos

Francisco Jesús Reguera Gil

embargo esto no es posible si queremos conocer a priori cuál va a ser el comportamiento de una determinada instalación siendo la única forma con la que se puede establecer una aproximación válida el uso de un modelo matemático de degradación que tenga en cuenta el máximo número factores ambientales (temperatura, radiación UV, humedad...) y de mecanismos de degradación (delaminación, corrosión, decoloración...).

Los modelos matemáticos analizados son los siguientes⁴⁰:

- Modelo de Pan
- Modelo exponencial
- Modelo por estrés ultravioleta
- Modelo por estrés térmico
- Modelo de Peck

4.5.2.1 MODELO DE PAN

En este modelo matemático se propone que la degradación sigue un comportamiento exponencial a lo largo del tiempo. Dicho comportamiento exponencial dependerá de varios parámetros entre los que se encuentra el de la vida útil del material (parámetro a) y el de los factores ambientales (parámetro b).

Para cada uno de los modos de degradación (corrosión, delaminación, decoloración...) existirá un par de parámetros de forma que la suma de la degradación de cada uno de los modos nos proporcionará la degradación total.

$$D(t) = 1 - \exp(-b \times t^a)$$

$$D_{\text{módulo}}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - D_i(t))$$

Para poder obtener los parámetros del modo de degradación por corrosión se acude al test de envejecimiento acelerado de calor-humedad según norma IEC 61215³⁴ de tal forma que se obtienen los siguientes parámetros de degradación:

$$a=3,0868$$

$$b=5.762 \times 10^{-12}$$

De esta forma la degradación estimada debido al modo de degradación por corrosión será la siguiente:

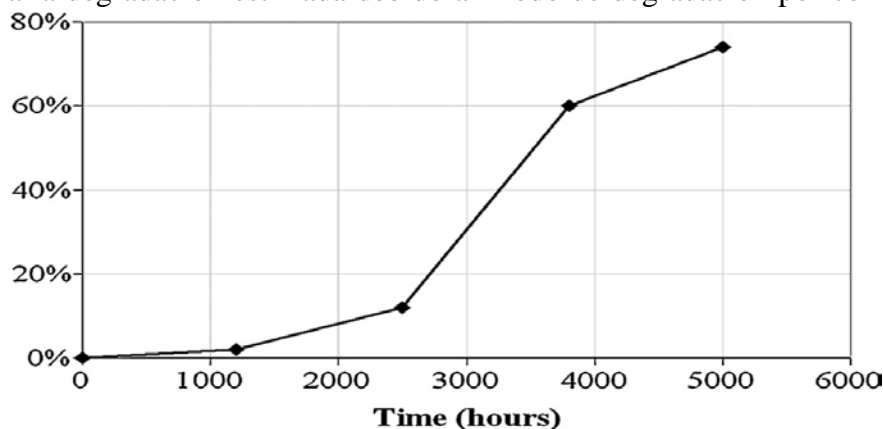


Figura 3. Gráfica de degradación por corrosión del módulo fotovoltaico

Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos

Francisco Jesús Reguera Gil

Debido a que se basa, principalmente, en el ensayo calor-humedad puede ser un modelo interesante para establecer la degradación si la instalación fotovoltaica se ubica en una zona con clima tropical, por ejemplo.

Entre las desventajas de este modelo matemático de degradación de los módulos fotovoltaicos nos encontramos:

-Necesidad de la realización de ensayos de envejecimiento acelerado para estimar la degradación por corrosión.

-Gran dependencia con los ensayos de envejecimiento acelerado pudiéndose ver el resultado delimitado por la precisión y tiempo de realización de los mismos.

-Un rendimiento mejor del ensayo de calor-humedad no es indicativo de un funcionamiento superior en campo.

-Dificultad de establecer la correspondencia entre modos de degradación (decoloración, delaminación, PID...) y su correspondiente ensayo de envejecimiento acelerado para el cálculo de los parámetros teniendo en cuenta que la degradación total es la suma de todos los modos de degradación.

-No tienen en cuenta la ubicación de la instalación en cuanto a latitud/altitud (influencia de las radiaciones ultra violeta).

-No tiene en cuenta diversos factores ambientales: polvo, contaminación, viento...

-No incluye un factor de corrección en cuanto al mantenimiento a realizar de la instalación fotovoltaica.

4.5.2.2 MODELO EXPONENCIAL

Este modelo matemático se basa en la pérdida de potencia que ocurre a lo largo del tiempo debido a la degradación de los módulos fotovoltaicos y que posee una relación directamente proporcional con la degradación, a más pérdida de potencia mayor degradación ha ocurrido.

Partiendo de una potencia inicial de la instalación denominada P_0 (potencia nominal de un módulo) la potencia promedio en un determinado momento de la instalación fotovoltaica será de:

$$P(t) = P_0 - At$$

Donde A es un parámetro que refleja la disminución anual de la potencia del módulo y t es el tiempo en años. De esta forma el valor de $\frac{-A}{P_0}$ permanece constante a lo largo del tiempo (siendo la tasa de degradación anual).

Sin embargo, esta relación lineal no tiene el respaldo experimental suficiente para darla como válida, con lo cual es más ajustado atenernos a una relación exponencial que es más adecuada para elementos optoelectrónicos:

$$P(t) = P_0 e^{-\alpha t}$$

Donde α es el factor de degradación del elemento y que dependerá de diversas cuestiones tales como pueden ser las condiciones de operación o el material en el que está fabricado debiendo ser obtenido experimentalmente.

Este modelo de degradación podemos visualizarlo mediante la figura 4:

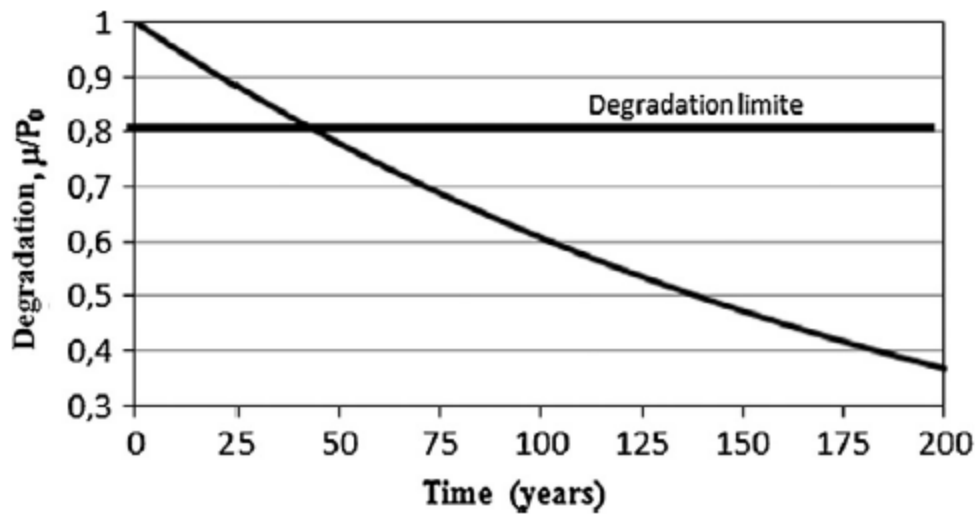


Figura 4. Gráfica de degradación del modelo exponencial

Entre las ventajas de este modelo matemático nos encontramos con la sencillez de su metodología pues no es necesaria la realización de ningún tipo de ensayo complementario tal como ocurre con el anterior con lo cual puede resultar útil a la hora de realizar una primera aproximación al cálculo de la degradación además de que da un valor de degradación global, sin tener en cuenta las degradaciones individuales de cada uno de los modos.

Entre las desventajas podemos encontrar las siguientes:

- Necesidad de obtener el parámetro α del dispositivo electrónico en cuestión (célula fotovoltaica) experimentalmente para poder establecer la potencia en un momento dado.
- No tiene en cuenta la ubicación de la instalación en cuanto a latitud/altitud (influencia de las radiaciones ultra violeta).
- No tiene en cuenta la localización de la instalación en cuanto a zona climática ni en cuanto a otros factores ambientales: polvo, contaminación, viento...
- No incluye un factor de corrección en cuanto al mantenimiento a realizar de la instalación fotovoltaica.

4.5.2.3 MODELO POR ESTRÉS ULTRA VIOLETA

Este modelo matemático se basa en la degradación que sufren los módulos fotovoltaicos debido a su exposición a la radiación ultravioleta y que conlleva, tal como se ha visto anteriormente, la aparición del mecanismo de degradación de la decoloración principalmente afectando al material encapsulante.

Teniendo en cuenta la respuesta espectral de la célula fotovoltaica, la transmitancia del encapsulante (que disminuye al aumentar la degradación afectando a la potencia generada por el módulo de forma negativa), la transmitancia de la cubierta de vidrio, la transmitan

$$D(t) = 1 - n \ln(1 + a_{cmx} ct)$$

Donde

$n = b_{cmx}$ (Característica del material empleado para la célula fotovoltaica dependiente de la longitud de onda que recibe)

a_{cmx} (Característica del material empleado para la célula fotovoltaica)

$c = \int_0^{400} T_{cmx}(\lambda) P(\lambda) d\lambda$ con T_{cmx} siendo la transmitancia del vidrio, $P(\lambda)$ la densidad de potencia espectral del sol estableciéndose un límite superior de 400 nm puesto que es el tope estimado para sufrir fotodegradación por parte de un material

Debido a que este modelo se basa en la fotodegradación su ventaja radica en que resulta muy exacto y veraz a la hora de establecer la degradación por decoloración.

Entre las desventajas nos encontramos:

- Aumenta la complejidad del modelo debido a la necesidad de establecer experimentalmente los parámetros necesarios para el cálculo, tales como pueden ser a_{cmx} , b_{cmx} ...
- No tiene en cuenta otros mecanismos de degradación tales como el PID, corrosión...
- Obvia la ubicación en cuanto a radiaciones ultra violeta
- No tiene en cuenta la localización de la instalación en cuanto a zona climática ni en cuanto a otros factores tales como: polvo, contaminación, viento...
- No incluye un factor de corrección debido al mantenimiento a realizar en la instalación fotovoltaica.

4.5.2.4 MODELO POR ESTRÉS TÉRMICO

Este modelo matemático entiende que el proceso de degradación depende de las diferentes temperaturas a las que se va a encontrar sometido el módulo fotovoltaico a lo largo de su vida útil, con lo cual se basa en la ecuación de Arrhenius ($K = Ae^{\frac{-E_a}{RT}}$).

De esta forma para un incremento de temperatura tendremos:

$$\frac{K_1}{K_2} = e^{E_a \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1} \right)} = AF_T$$

donde K es la constante del proceso, A es el factor pre-exponencial de Arrhenius, E_a es la energía aparente de activación del proceso de degradación, R es la constante de los gases, T_1 y T_2 son las temperaturas de muestra y AF_T es el factor acelerador para la degradación térmica.

Como ventaja de este modelo podemos establecer la facilidad de cálculo del mismo una vez se tienen los datos de partida.

En cuanto a las desventajas, presenta las siguientes:

- Se deben asumir excesivas aproximaciones para usar este modelo tales como pueden ser la relación lineal entre la constante de velocidad y la irradiancia
- Se deben conocer las diferentes E_a de los materiales hecho que resulta ser complejo teniendo que realizar ensayos o empleando datos de materiales similares obteniéndose resultados no del todo exactos.

Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos

Francisco Jesús Reguera Gil

-La constante K solo tiene en cuenta un solo tipo de reacción química de tal forma que si en un módulo disminuye su I_{SC} y sufre delaminación, la constante será diferente para cada uno de esos procesos.

-No tiene en cuenta la localización de la instalación en cuanto a zona climática ni en cuanto a otros factores tales como: polvo, contaminación, viento...

-No incluye un factor de corrección debido al mantenimiento a realizar en la instalación fotovoltaica.

4.5.2.5 MODELO DE PECK

Este modelo matemático supone una mejora sobre el anterior pues tiene en cuenta la temperatura (T) y la humedad (HR) además de introducir dos conceptos que resultan muy interesantes a la hora de simular el comportamiento de los módulos fotovoltaicos en condiciones reales y que son la temperatura equivalente (T_{eq}) y la humedad relativa equivalente (HR_{eq}).

La temperatura equivalente representa la degradación que habría sufrido el módulo fotovoltaico en un determinado período de tiempo pero a una temperatura constante:

$$\exp\left(\frac{-E_a}{k \cdot T_{eq}}\right) = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} \exp\left(\frac{E_a}{k \cdot T_{módulo}(t)}\right) dt$$

Donde t es el tiempo, $T_{módulo}(t)$ es la temperatura del módulo que depende del tiempo y t_1 y t_2 son los límites de integración de tiempo inicial y final, E_a es la energía de activación del material y k es la constante de Boltzmann.

Realizando la aproximación de $E_a=1,1$ eV (energía de activación que inicia la degradación de los componentes de un módulo fotovoltaico) es sencillo realizar el cálculo de T_{eq} en un momento determinado de la vida útil de la instalación.

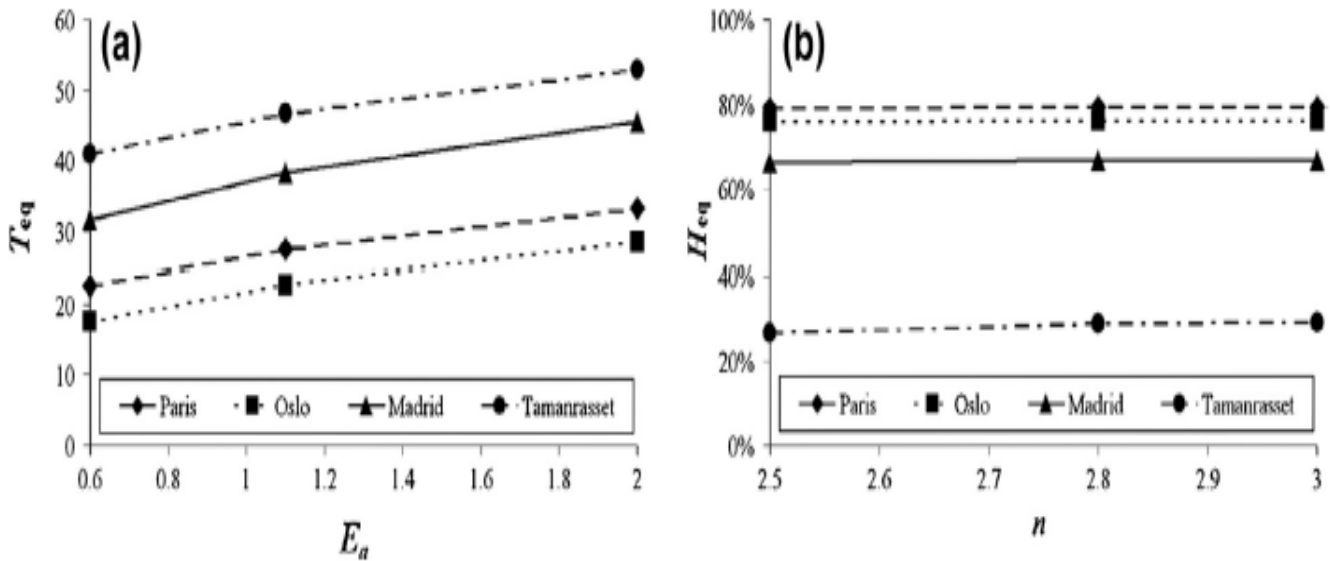
La humedad relativa equivalente será aquella que conseguirá la misma degradación del módulo fotovoltaico en un mismo período de tiempo pero con una humedad relativa constante

$$(HR_{eq})^n = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} (H(t))^n dt$$

Donde t es el tiempo, $H(t)$ es la humedad relativa dependiente del tiempo, t_1 y t_2 son los tiempos inicial y final y n es una constante del modo de fallo.

A continuación se muestra la simulación de la temperatura del módulo $T_{módulo}(t)$ y la humedad relativa $H(t)$ durante un período de 50 años para cuatro ciudades: París (Francia), Oslo (Noruega), Madrid (España) y Tamanrasset (Argelia).

La temperatura equivalente T_{eq} y la humedad relativa equivalente H_{eq} se han obtenido en relación a la energía de activación E_a y n :



Este modelo usa como datos de partida la temperatura y la humedad relativa del lugar en cuestión, con lo cual interioriza la zona climática de la instalación, hecho que no ocurría con ninguno de los anteriores modelos.

También este modelo matemático completa la información proveniente del ensayo de calor-humedad, pues es posible establecer a cuanto equivale de exposición a condiciones ambientales las 1.000 horas a las que se ha sometido en el ensayo de envejecimiento acelerado si se ha calculado previamente la T_{eq} .

Obviamente en aquellas localizaciones con una mayor T_{eq} , dichas 1.000 horas equivaldrán a menos tiempo de exposición en funcionamiento real.

Por ejemplo para Riyadh (Arabia Saudita) las 1.000 horas del ensayo equivalen de 6 a 11 años de exposición en campo, para Miami (Florida, USA) equivale a un rango de 25-50 años mientras que en Múnich el ensayo se traduce en más de 100 años de exposición a la intemperie⁵⁰, todo ello referido a una $E_a=1,1$ eV.

Como desventajas podemos establecer las siguientes:

-Tal como ocurría con el modelo anterior, es necesario conocer la energía de activación E_a del correspondiente mecanismo de degradación (aunque se puede estimar como 1,1 eV, como se ha visto) y el factor n (relacionado con H_{eq}).

-No tiene en cuenta las radiaciones ultra violeta ni otros mecanismos de degradación tal como el PID o la delaminación.

-No tiene en cuenta factores ambientales como polvo, contaminación, viento...

-No incluye un factor de corrección debido al mantenimiento a realizar en la instalación fotovoltaica.

4.5.2.6 RESUMEN MODELOS MATEMÁTICOS

<i>Modelo matemático</i>	<i>Ventajas</i>	<i>Inconvenientes</i>
<i>Modelo de Pan</i>	<ul style="list-style-type: none"> -Adecuado para instalaciones que vayan a ser ubicadas en zonas con clima tropical -Se pueden tener en cuenta todos los modos de degradación 	<ul style="list-style-type: none"> -Necesidad de realizar test de envejecimiento acelerado -Un ensayo para cada modo de degradación -Dificultad para establecer relación entre modo de degradación y su ensayo correspondiente -No tiene en cuenta ciertas condiciones ambientales (polvo, contaminación, radiaciones ultra violeta...) ni factor de mantenimiento
<i>Modelo exponencial</i>	<ul style="list-style-type: none"> -Sencillez de cálculo -Ofrece valor global de degradación 	<ul style="list-style-type: none"> -Necesidad de realizar ensayo para fijar parámetro -No tiene en cuenta ciertas condiciones ambientales (polvo, contaminación, radiaciones ultra violeta...) ni factor de mantenimiento
<i>Modelo ultra violeta</i>	<ul style="list-style-type: none"> -Útil a la hora de establecer la degradación por decoloración 	<ul style="list-style-type: none"> -Complejidad para poder establecer ciertos parámetros -No tiene en cuenta otros tipos de degradación (PID, delaminación, corrosión...) -No tiene en cuenta ciertas condiciones ambientales (polvo, contaminación, radiaciones ultra violeta...) ni factor de mantenimiento
<i>Modelo de estrés térmico</i>	<ul style="list-style-type: none"> -Sencillez de cálculo 	<ul style="list-style-type: none"> -Asunción de algunas aproximaciones groseras -Solo refleja un solo tipo de cambio obviando modos de degradación restantes -No tiene en cuenta ciertas condiciones ambientales (polvo, contaminación, radiaciones ultra violeta...) ni factor de mantenimiento
<i>Modelo de Peck</i>	<ul style="list-style-type: none"> -Tiene en cuenta dos factores que intervienen en varios modos de degradación: temperatura y humedad relativa - -Completa al ensayo acelerado de calor-humedad 	<ul style="list-style-type: none"> -Necesidad de calcular ciertos parámetros -No tiene en cuenta todos los modos de degradación -No tiene en cuenta ciertas condiciones ambientales (polvo, contaminación, radiaciones ultra violeta...) ni factor de mantenimiento

Tabla 4. Resumen modelos matemáticos

Debido a la complejidad de los mecanismos de degradación ninguno de los modelos arriba mencionados tiene en cuenta todos los factores que aparecen en dicho proceso, de ahí que

resulte necesario seguir perfeccionando la modelización matemática con el fin de poder simular adecuadamente las condiciones operacionales de una instalación fotovoltaica.

4.6 MINIMIZAR LA DEGRADACIÓN

Tal como se ha visto, la degradación es un fenómeno que ocurre de forma natural por el propio carácter de instalación a la intemperie que poseen los sistemas fotovoltaicos. Por ello su erradicación en una instalación fotovoltaica es una cuestión imposible, debiendo centrarse los esfuerzos en postergar su aparición y reducir sus efectos.

La degradación preocupa a fabricantes (¿qué período de garantía debo asumir?), promotores/inversores (¿en qué momento de la vida útil de la instalación se comenzará a recibir beneficios?, ¿serán los beneficios esperados?), mantenedores (¿qué debe contemplar el plan de mantenimiento para minorar/retrasar la degradación?), organismos de normalización (¿cómo mejorar los ensayos relacionados con la degradación de los módulos?), empresas certificadoras (¿estoy aplicando correctamente el estándar del ensayo correspondiente?), instaladores (¿cómo realizar la instalación de forma adecuada para no facilitar la degradación?), empresas auditoras (¿cómo detectar la degradación de la instalación en una inspección en campo?) e investigadores (¿cómo mejorar los modelos matemáticos de los modos de degradación ofreciendo una versión completa de todos ellos?). De esta forma, se debe “combatir” la degradación desde todos los ámbitos posibles y eso incluye a todos los agentes antes mencionados, por tanto la estrategia debe ser transversal.

Se dividirán las diferentes estrategias a acometer según el actor involucrado en la etapa correspondiente de la vida útil del módulo fotovoltaico

4.6.1 FABRICANTES

Los fabricantes deben garantizar que los procesos de diseño, montaje y ensamblaje implantados en la fabricación de los módulos fotovoltaicos reúnen las condiciones de calidad necesarias.

El conjunto de normas ISO 9001⁵¹ fijan los requisitos mínimos que debe cumplir un sistema de gestión de la calidad con lo cual su cumplimiento aplicado al proceso de fabricación del módulo fotovoltaico conllevará minimizar los defectos de fabricación que den lugar a una futura degradación.

En cada una de las etapas de fabricación (clasificación de células, interconexión de células, interconexión de ristas...) se deben establecer los controles oportunos para verificar el cumplimiento de la norma de calidad.

Incluso en el momento de la expedición de los módulos (ámbito del departamento de logística) es necesario establecer un procedimiento de embalaje adecuado para evitar que aparezcan fisuras y grietas durante el trayecto⁴¹.

Esta cuestión afecta también a los fabricantes del encapsulamiento de los módulos fotovoltaicos (elemento que sufre degradación con facilidad), pues dependiendo del tiempo de curado y su temperatura podremos obtener un laminado adecuado⁵²

4.6.2 ORGANISMOS DE NORMALIZACIÓN

Los organismos de normalización son entidades dedicadas a la promulgación de normativas y/o estándares técnicos con el fin de homogeneizar y hacer compatible un determinado proceso, instalación, dispositivo...

En el caso de una instalación fotovoltaica cobra especial relevancia la IEC (*International Electrotechnical Commission* en inglés) dedicada al ámbito de la tecnología electrotécnica. Dicho organismo es el encargado de redactar la normativa relacionada con los ensayos que tienen que ver con la degradación, tal como se ha visto anteriormente (ensayos de envejecimiento acelerado), mediante la norma IEC 61215³⁴.

Dicha norma puede ser mejorada para conseguir un ensayo más ajustado a las condiciones ambientales que sufrirá durante su vida útil el módulo fotovoltaico, haciendo reproducibles dichas condiciones. Entre dichas mejoras a incluir en dicha norma podríamos mencionar las siguientes:

- Realización de un ensayo para determinar el comportamiento frente la degradación inducida por potencial.
- Inclusión de ensayo de vibraciones simulando condiciones de transporte de los módulos fotovoltaicos.
- Ajustar la carga correspondiente a viento con un mayor peso de carga dinámica de cómo está en la actualidad.
- Establecer la relación entre el ensayo de calor humedad de 1.000 horas y la equivalencia en horas de funcionamiento teniendo en cuenta la zona climática; se trataría de establecer una especie de etiquetado que ofreciese información sobre la equivalencia de ese ensayo con horas de funcionamiento real en campo pues es obvio que, a igualdad de resto de factores, un módulo fotovoltaico instalado en una zona climática donde predominen las temperaturas y/o humedad relativa altas sufrirá mayor degradación y, por tanto, menor vida útil que si fuese instalado en un clima frío.

Existen otros organismos dedicados a la estandarización en el ámbito eléctrico y que se encuentran en continuo desarrollo de investigaciones muy útiles para el sector fotovoltaico, tal como pueden ser:

- UL (*Underwriters Laboratories* en inglés). Es una entidad privada dedicada, entre otras cuestiones, a elaborar normativa de seguridad de instalaciones eléctricas. La norma relacionada con los ensayos de degradación es la UL 1703⁴⁸.
- NREL (*National Renewable Energy Laboratory* en inglés). Es una entidad pública perteneciente al departamento de energía de Estados Unidos que se dedica a la investigación y desarrollo en el campo de las energías renovables (

4.6.3 INVESTIGADORES

Los investigadores tienen por delante una labor apasionante con respecto a la degradación de los módulos fotovoltaicos en una doble vertiente:

- Obtener datos fiables en instalaciones fotovoltaicas a lo largo de su vida útil lo que supone un esfuerzo continuado en el tiempo (hablamos de estudios a lo largo de 10-30 años).

-Elaborar modelos matemáticos que tengan en cuenta todos los modos de degradación existentes y todos los factores ambientales existentes (incluyendo el mantenimiento).

4.6.4 INSTALADORES

Los instaladores son un agente fundamental a la hora de conseguir el objetivo de tener una instalación fotovoltaica bien ejecutada que cumpla los condicionantes (técnicos y económicos) del proyecto.

Deberán seguir las instrucciones del propio proyecto y de la dirección facultativa de la instalación amén de una buena praxis de ejecución de la instalación.

Dentro del seguimiento de buenas prácticas se pueden enumerar alguna de ellas:

- Identificación de sombreados antes de comenzar la obra teniendo en cuenta la vegetación presente o futura de la zona
- Ejecución de un vallado perimetral adecuado
- Separación de cableado de potencia y de señal
- Ejecución adecuada de las arquetas de conexión
- Puesta a tierra de todas las partes metálicas de la instalación
- Instalación de cajas de conexión estancas y etiquetado de las mismas adecuado
- Los módulos fotovoltaicos deben acopiarse de forma adecuada para evitar roturas
- La ubicación de los sensores utilizados para la monitorización debe ser la adecuada para no producir sombreados adicionales

4.6.5 AUDITORES

A la hora de recepcionar la instalación será necesario acometer una serie de pruebas y ensayos a realizar por un agente independiente, con el fin de asegurarnos de que se ha ejecutado según lo proyectado, que existe un buen funcionamiento de la instalación fotovoltaica con unos parámetros eléctricos adecuados. Se trata de realizar un control de calidad exhaustivo antes del comienzo de la vida útil de la instalación.

De esta forma se podrá detectar elementos que puedan dar lugar a una degradación prematura no deseada.

Para ello debemos tener en cuenta lo descrito en la UNE-EN 62466:2011⁵³ y en el pliego de condiciones técnicas del IDAE⁵⁴ incluyéndose las siguientes tareas:

- Inspección visual general de la instalación (detección de sombreados no previstos, de mala ejecución de cableado, de estructuras soportes mal configurados, de burbujas/roturas en cubierta posterior...)
- Medidas de aislamiento eléctrico (con el fin de comprobar la seguridad de la instalación)
- Medida de la potencia instalada
- Análisis termográfico tanto de los módulos fotovoltaicos como de los cuadros eléctricos de corriente continua y alterna

4.6.6 MANTENEDORES

A lo largo de la vida útil de una instalación es necesario acometer un mantenimiento adecuado con el fin de minimizar la degradación y por tanto la pérdida de energía generada. Se trata, por tanto, de un punto fundamental a la hora de establecer la estrategia para combatir la degradación. Además dicho mantenimiento acompañará a la instalación durante toda su vida útil, situándose en el ámbito temporal de 20-25 años.

La fiabilidad de una instalación fotovoltaica decrece, como es obvio, con el paso del tiempo. Los módulos fotovoltaicos presentan una fiabilidad prácticamente del 100% durante su primer año de vida, sin embargo dicha fiabilidad decrece de forma notoria al final de su vida útil, mayor pérdida cuanto más alta sea la potencia instalada, tal como podemos observar en las siguientes tablas 3 y 4⁵⁵:

Potencia(kWp)	100	200	500	1000	1500	2000	2500
Módulos fotovoltaicos	97,95	95,94	90,24	81,35	73,41	66,18	59,72
Protección de rama (diodo)	97,79	95,63	89,51	80,05	71,66	64,08	57,36
Interruptor de CC	99,81	99,63	99,07	98,34	97,43	96,52	95,63
Inversor	88,25	77,88	53,53	32,47	17,38	9,30	4,98
Interruptor magnetotérmico	98,24	96,52	91,52	85,26	78,03	71,41	65,36
Protección de red	98,24	98,24	98,24	98,24	98,24	98,24	98,24
Seccionador interruptor	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99
Protección diferencial	98,24	98,24	98,24	98,24	98,24	98,24	98,24
Conectores (pares)	99,93	99,87	99,68	99,35	99,03	98,71	98,39

Tabla 5. Fiabilidad tras un año de operación

Potencia (kWp)	100	200	500	1000	1500	2000	2500
Módulos fotovoltaicos	66,06	43,64	12,81	1,61	0,21	0,03	0,00
Protección de rama (diodo)	63,96	40,90	10,91	1,17	0,13	0,01	0,00
Interruptor de CC	96,35	92,82	83,01	71,53	59,38	49,29	40,92
Inversor	8,21	0,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Interruptor magnetotérmico	70,16	49,22	17,00	4,12	0,70	0,12	0,02
Protección de red	70,16	70,16	70,16	70,16	70,16	70,16	70,16
Seccionador interruptor	99,79	99,79	99,79	99,79	99,79	99,79	99,79
Protección diferencial	70,16	70,16	70,16	70,16	70,16	70,16	70,16
Conectores (pares)	98,71	97,43	93,75	87,85	82,36	77,17	72,35

Tabla 6. Fiabilidad tras veinte años de operación

Un plan de mantenimiento adecuado será el “arma” fundamental para minimizar y retrasar la aparición de la degradación una vez que la instalación fotovoltaica ya ha sido puesta en marcha. Es evidente que el mantenimiento de este tipo de instalaciones, al no tener partes móviles, será más sencillo y menos costoso que una central eléctrica de tipo convencional, lo cual no significa que posea una importancia crucial a la hora de asegurar la rentabilidad de la instalación fotovoltaica.

Podemos clasificar el mantenimiento a realizar en una instalación fotovoltaica en cuatro tipos⁵⁶:

- Mantenimiento conductivo
- Mantenimiento predictivo
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo
- Mantenimiento técnico-legal

4.6.6.1 MANTENIMIENTO CONDUCTIVO

El mantenimiento conductivo es aquel consiste en operaciones y procedimientos sencillos que se realizan de manera habitual en una instalación y que pueden ser ejecutadas por los propios usuarios. Entre dichas tareas nos podemos encontrar la toma de datos o las diferentes inspecciones visuales.

Este tipo de mantenimiento se relaciona íntimamente con la monitorización de una planta fotovoltaica ya que se puede comprobar fácilmente si los diversos parámetros monitorizados (irradiancia sobre el plano de los módulos, potencia de salida del generador fotovoltaico, tensión, intensidad, temperatura de los módulos, temperatura ambiente en la sombra...) poseen algún valor extraño que pueda ser indiciario de la aparición de la degradación de alguna parte del sistema. Es evidente que todos estos parámetros, para que nos puedan ofrecer información sobre la aparición de degradación en los módulos fotovoltaicos, deben ser medidos en la parte de corriente continua de la instalación.

Ahora bien, ¿cómo podemos relacionar los datos que nos ofrece la monitorización con la existencia de degradación?, algunos de los métodos que podemos implementar en dicho sistema mediante el algoritmo correspondiente son los siguientes⁴⁵:

-Estimación de la resistencia en serie R_s

Debido a la aparición de ciertos modos de degradación (por ejemplo la corrosión) la resistencia en serie R_s con respecto al valor inicial, con lo cual si somos capaces de estimar su valor durante la operación de la instalación seremos capaces de vislumbrar la existencia o no de degradación.

Para estimar la R_s podemos emplear los siguientes métodos:

•Usando I_{SC} e I_{MPP}

Para ello se debe calcular la pendiente de la curva I-V en un determinado punto de operación que se encuentra a una distancia Q (medido en Amperios) de I_{SC} que se determina de la siguiente forma (donde k es prácticamente una constante entre I_{SC} e I_{MPP} que toma valores diferentes dependiente de las condiciones ambientales):

Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos

Francisco Jesús Reguera Gil

$$I_{SC} = \frac{I_{MPP}}{k}$$

$$Q = I_{SC} - 0,75 \times I_{MPP}$$

$$Q = I_{SC} - 0,60 \times I_{MPP}$$

Se calcula la pendiente, siendo la inversa de dicha pendiente la R_s de ese momento; bastará comparar su valor con el de referencia para comprobar si se existe algún tipo de fallo o degradación.

•Usando tres curvas I-V

Se basa en el método explicado en la norma IEC 60891⁵ para el cálculo de la R_s . Se asume que tres curvas I-V con la misma temperatura, irradiancias diferentes pero próximas en su valor (por ejemplo, 700, 800 y 900 W/m²) tienen el mismo punto MPP de la curva y de R_s .

Por tanto si las curvas I-V con la mayor y menor irradiancia se trasladan a condiciones de operación del módulo fotovoltaico con la irradiancia que tiene el valor medio (800 W/m²). Entonces el punto MPP de las tres curvas debe estar en la misma posición asumiendo cierta tolerancia. Finalmente, la R_s estimada corresponde al valor que reduce la diferencia entre las tres curvas I-V en el punto MPP.

$$I_2 = I_1 + \frac{G_1}{G_{SCr}} \times I_{SCr} \times \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right)$$

$$V_2 = V_1 - R_s \times (I_2 - I_1)$$

I_1 = intensidad en las condiciones iniciales

V_1 = tensión en las condiciones iniciales

G_1 = irradiancia en las condiciones iniciales

I_2 = intensidad en las condiciones trasladadas

V_2 = tensión en las condiciones trasladadas

G_2 = irradiancia en las condiciones trasladadas

G_{SCr} = irradiancia de referencia

I_{SCr} = intensidad de cortocircuito a la irradiancia de referencia

-Comparación de las potencias real e ideal de cada rama

Este método se basa en comparar la potencia real que se encuentra entregando una determinada rama de la instalación (P_{rama}) frente a la potencia ideal que debería de generar (P_{ideal}) si no existiese ningún tipo de degradación. Este método es capaz de identificar aquellas ramas que se encuentren funcionando en circuito abierto o en cortocircuito.

Se tienen en cuenta dos conceptos. El primero es que la relación P_{rama} / P_{ideal} es inversamente proporcional al número de módulos en cortocircuito o en circuito abierto, es decir, cuanto más ramas se encuentran en funcionamiento anómalo el cociente será menor. El segundo concepto

Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos

Francisco Jesús Reguera Gil

es que la magnitud del cociente varía en pasos discretos dependiendo del nº de módulos operando en cortocircuito (N_{SC}) o circuito abierto (N_{OC}) en la rama.

En las ecuaciones que se muestran a continuación P_{base} es un valor constante tomado como referencia tal como puede ser la P_{MPP} en condiciones CEM, N es el número de módulos de la rama correspondiente, K_g es el factor de la P_{base} que hace que la rama entregue la potencia que debería entregar si no existiese degradación para la irradiancia dada y K_t es la corrección de temperatura si no hubiese degradación ($P_{ideal} = P_{base} \times K_g \times K_t$). Finalmente la constante α es una corrección empleada para ajustar las variaciones de P_{rama} / P_{ideal} cuando el módulo se encuentra en circuito abierto.

$$\frac{P_{rama}}{P_{base}} = \left(1 - \frac{N_{SC}}{N}\right) \times K_g \times K_t$$

$$\frac{P_{rama}}{P_{base}} = \left(1 - \frac{\alpha \times N_{OC}}{N}\right) \times K_g \times K_t$$

Esta metodología no nos aporta información acerca del tipo de degradación que está ocurriendo ni cuantifica la misma.

-Disminución de la P_{MPP}

Este método se basa en detectar una avería/degradación a través de la disminución de la P_{MPP} de alguna parte de la instalación (rama).

Se debe instalar un dispositivo que realice seguimiento del punto de máxima potencia, tarea que normalmente realiza un inversor. Los valores de V_{MPP} , I_{MPP} y la temperatura de uno de los módulos (para evitar tener que medir las temperaturas de todos los módulos de la rama) son grabados si P_{MPP} e I_{MPP} permanecen constantes o dentro de un determinado margen de error para dos muestras consecutivas ($k-1$ y k). Entonces el método calcula el k -ésimo valor del coeficiente de temperatura de V_{MPP} de las dos últimas muestras ($\sigma = \frac{V_{MPPk} - V_{MPPk-1}}{T_k - T_{k-1}}$).

Los pares medidos (V_{MPP} , I_{MPP}) son trasladados a una temperatura de referencia usando σ y se ordenan de forma descendente con respecto a la corriente.

Luego se estima el valor de V_{MPP} a la temperatura actual si no existe ningún tipo de problema en la rama, obteniéndose un valor de referencia V_{MPPref} . Finalmente si la V_{MPP} medida ($V_{MPPrama}$) en la última muestra k se encuentra fuera de un rango definido (por ejemplo $V_{MPPref} \pm 2\%$) entonces puede existir un problema de degradación en la rama.

-Variación de V_{MPP} e I_{MPP} ⁵⁷

Tanto la R_s como la R_p producen una distorsión en la curva $I-V$ produciendo una minoración de la P_{MPP} . Por tanto son dos valores que pueden relacionarse fácilmente con la degradación que sufre el módulo fotovoltaico. En la figura 6 podemos observar dicha distorsión:

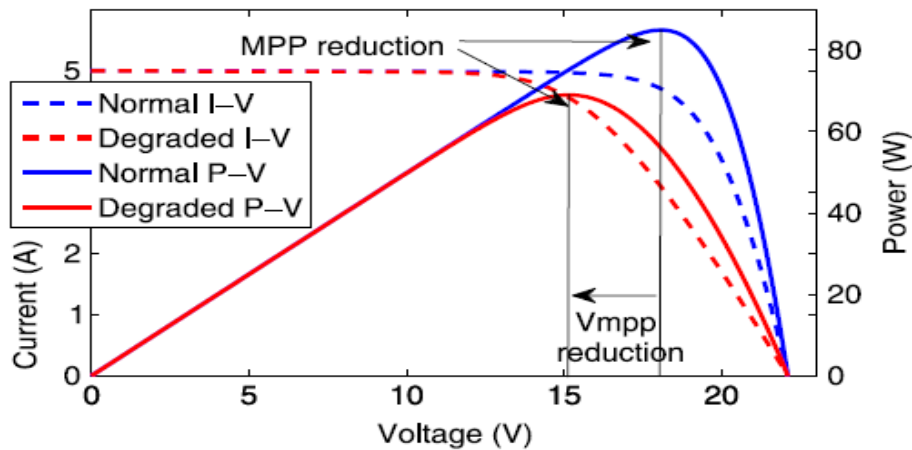


Figura 6. Efectos de la degradación en curvas I-V y P-V

Al aumentar R_s su valor se producirá una reducción de V_{MPP} . Por tanto aparece una resistencia adicional a la ya existente que se denomina ΔR_s (Ω) y que se encontrará conectada en serie con la R_s “ideal” procedente del modelo de un módulo fotovoltaico sin degradación ($R_{s, id}$). La reducción de la tensión se calcula restando a la tensión ideal (V_{id} , evaluado en I_{MPP}) la tensión medida (V_{MPP}), obteniéndose ΔV_{MPP} (V). Análogamente se realiza para obtener ΔI_{MPP} (A). Por tanto se debe calcular V_{id} e I_{id} puesto que V_{MPP} e I_{MPP} son valores que se obtienen de la monitorización ya que son parámetros característicos de la operación del módulo fotovoltaico. Véase figura 7.

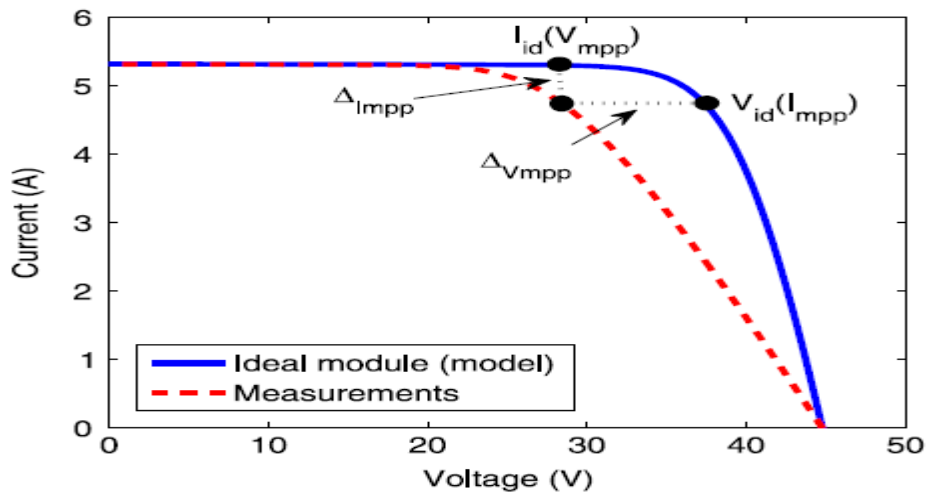


Figura 7. Indicadores propuestos

Se calcula V_{id} e I_{id} mediante las siguientes ecuaciones:

$$V_{id} = -\eta_{id} \times V_{t,id} \times W_0(\theta) - I_{id} \times (R_{s,id} + R_{h,id}) + R_{h,id}(I_{ph,id} + I_{sct,id})$$

$$I_{id} = \frac{\eta_{id} \times V_{t,id}}{R_{s,id}} \times W(\phi) + \frac{I_{ph,id} + I_{sat,id} - \frac{V_{id}}{R_{h,id}}}{\left(1 + \frac{R_{s,id}}{R_{h,id}}\right)}$$

El subíndice *id* indica que el valor se encuentra indicado para un módulo que no haya sufrido degradación

Para calcular los indicadores utilizados y así proceder a valorar la degradación de un módulo fotovoltaico (ΔV_{MPP} e ΔI_{MPP}) debemos medir I_{SC} , I_{MPP} y V_{MPP} y la temperatura del módulo; dichas mediciones nos servirán para poder evaluar V_{id} en I_{MPP} e I_{id} en V_{MPP} . Por otra parte la hoja de características nos proporcionará los datos bajo CEM necesarios ($I_{SC, CEM}$; $V_{OC, CEM}$, $I_{MPP, CEM}$, N_s , $\alpha_{I_{SC}} \dots$).

Finalmente nos quedaría situar los niveles de alarma en el sistema de monitorización de los parámetros ΔV_{MPP} e ΔI_{MPP} , y que afectan a la P_{MPP} , que conllevarían una acción correctora de mantenimiento. Si tenemos en cuenta que un valor orientativo de la degradación máxima de la potencia anual puede establecerse en el 0,5%³² podemos implementar en el sistema de monitorización avisos cuando se produzcan pérdidas del 0,04 % en un mes, por ejemplo.

4.6.6.2 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Este tipo de mantenimiento consiste en aplicar diversas técnicas y metodologías con el fin de anticiparnos a la avería/incidencia de la instalación. Es un mantenimiento más complejo que el anterior pues exige cierto conocimiento y formación en torno a los fenómenos físicos implicados en la técnica a emplear. A pesar de ser un tipo de mantenimiento costoso en su comienzo, es amortizado a lo largo de la vida de la instalación por su capacidad de anticiparse a los problemas, en nuestro caso la degradación.

La técnica de mantenimiento predictivo con más aplicación en una instalación fotovoltaica es la termografía. Mediante esta técnica se consigue visualizar el rango de temperatura al que se encuentra funcionando el módulo fotovoltaico. De esta forma será fácil detectar puntos calientes (*hot spots*, en inglés) debidos a sombreados, por ejemplo, y que son una fuente de degradación muy habitual.

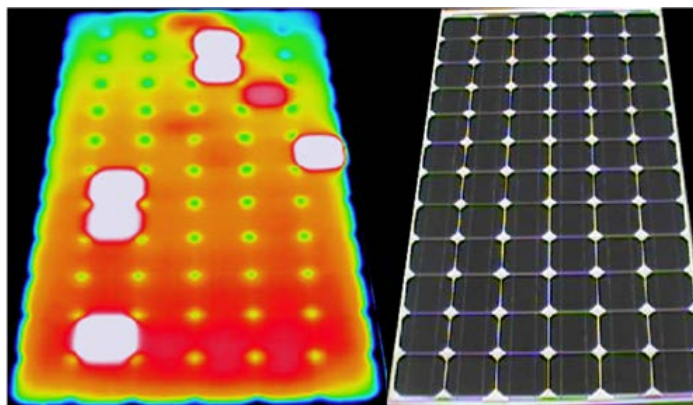


Figura 8. Puntos calientes en módulo fotovoltaico

Sería aconsejable realizar un análisis termográfico de la instalación completa por lo menos una vez al año. Al detectar a tiempo este tipo de degradación conseguimos minimizar las pérdidas de energía.

4.6.6.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo consiste en la ejecución de una serie de tareas/procesos sobre la instalación destinados a alargar la vida útil sin realizar una reparación que conlleve una parada de la instalación.

Una de las operaciones básicas de mantenimiento preventivo será la limpieza de los módulos fotovoltaicos pues, tal como hemos visto anteriormente, la deposición de polvo, suciedad, barro y otros compuestos pueden favorecer la degradación de los mismos. Se debe realizar esta tarea, al menos, mensualmente o tras una acumulación sobrevenida de suciedad (tal como puede ser una tormenta de arena, por ejemplo).

No es conveniente utilizar agentes alcalinos para la limpieza ($\text{pH} > 9$) ni ácido fluorhídrico. Preferiblemente se hará fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el módulo (sobre todo en verano).

Existen varias formas de acometer la limpieza de los módulos fotovoltaicos⁵⁸:

-Lavar usando máquinas de agua. Este sistema requiere de bastante mano de obra y resulta caro. Además, en aquellos lugares donde es necesario lavar a menudo el agua suele ser un bien escaso (lugares de Oriente Medio, por ejemplo, donde se están realizando multitud de instalaciones fotovoltaicas) no es factible este método. Véase figura 9.

-Usando un compresor de aire para apartar el polvo de la superficie del módulo. Con este método queda polvo suspendido en el aire que pueden ir a parar a otro módulo anexo al que se está limpiando, con lo cual esta forma sólo es aconsejable para sistemas de poca potencia.

-Colocar manualmente el módulo a un ángulo de inclinación máximo por la mañana temprano o por la noche para facilitar la caída de polvo. Esta forma exige personal destinado a tal efecto además de que no es factible para instalaciones sin seguimiento.

-Robots limpiadores mediante un sistema parecido a los limpiaparabrisas de los coches. Con este método no es posible limpiar excrementos de pájaros y es insuficiente cuando el polvo se ha pegado al vidrio en un ambiente con presencia de humedad relativa alta (climas tropicales, por ejemplo). Véase figura 10.

-Aplicar una capa anti-suciedad, tal como puede ser óxido de titanio, a la cubierta de los módulos fotovoltaicos.



Figura 9. Máquina de agua



Figura 10. Robot de limpieza

Para establecer la periodicidad de la limpieza de módulos fotovoltaicos será imprescindible tener en cuenta la zona climática de la ubicación de la instalación⁵⁹ pues cuanto más expuesta

Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos

se encuentre la instalación al polvo ambiental (imaginemos una zona desértica) más a menudo deberá de realizarse la misma.

También es aconsejable realizar trimestralmente una inspección general visual de los módulos fotovoltaicos para comprobar el estado de la estructura portante, de los propios módulos, del cableado interior (por si hubiera aparecido síntomas de oxidación), de la toma de tierra (realizar también mediciones para comprobar el estado de la misma), de la estanqueidad de la caja de conexiones...todo ello destinado a detectar en estado incipiente la existencia de degradación.

4.6.6.4 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo es aquel que tiene lugar cuando ya ha ocurrido la avería, es decir, siempre será “a posteriori”. De ahí que no pueda preverse cuando va a ser realizado ni estimar cuantas intervenciones de este tipo van a ser llevadas a cabo. Resulta evidente, pues, que este es el tipo de mantenimiento a evitar, aunque a veces su ejecución es irremediable.

En nuestro caso este tipo de mantenimiento aparecerá cuando la degradación no ha podido ser evitada y aparece en forma de rotura de módulo, delaminación, decoloración, puntos calientes, corrosión, oxidación...para lo cual, normalmente, solo queda una solución que consiste en la sustitución del elemento dañado.

Por esta cuestión resulta fundamental establecer una buena gestión de stocks de aquellos repuestos cuya criticidad sea alta y su no existencia en almacén o difícil suministro, pueda dar lugar a una parada parcial de la instalación con la pérdida de energía entregada que ello conllevaría.

4.6.6.5 MANTENIMIENTO TÉCNICO-LEGAL

Este tipo de mantenimiento es el destinado a dar cumplimiento legal a la normativa en vigor de las instalaciones. Para el caso de España las instalaciones fotovoltaicas están sometidas al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, concretamente la ITC-BT-05⁶⁰, de tal forma que se deben revisar por parte de un Organismo de Control Autorizado cada 5 años aquellas instalaciones de más de 25 kW tratándose como locales mojados.

Aunque en principio pueda parecer que este tipo de mantenimiento no tiene nada que ver con la degradación de módulos fotovoltaicos (ya que es un mantenimiento de toda la instalación eléctrica) no es del todo así, ya que entre las pruebas a realizar se encuentra la medición de la puesta a tierra, pudiéndose detectar en ese momento si existe algún tipo de degradación inducida por potencial.

5. CONCLUSIONES

La degradación es un fenómeno natural que afecta a los módulos fotovoltaicos a través de los denominados modos/mecanismos de degradación (delaminación, decoloración, oxidación, corrosión, rotura...) cuyo origen son diversos factores ambientales (temperatura, radiación ultra violeta, humedad, polvo, contaminación...) con lo cual debe considerarse la zona climática en donde se va a ejecutar la instalación como elemento diferenciador de decisión

pues influirá de manera crucial en el tipo de degradación que aparecerá, su gravedad y el ámbito temporal de la misma, es decir, cuándo aparecerá.

Dicho fenómeno afecta de forma transversal a todos los agentes implicados en una instalación fotovoltaica (promotores, diseñadores, investigadores, instaladores, mantenedores...)

Para poder realizar un estudio adecuado sobre la degradación de módulos fotovoltaicos sería necesario realizar mediciones a lo largo de la vida útil de una instalación. Sin embargo esta metodología posee el inconveniente de que no nos aporta información útil antes de la puesta en marcha de una instalación.

Para solventar esta problemática se acude a dos métodos que simulan el comportamiento futuro de los módulos fotovoltaicos frente a los mecanismos de degradación:

-Ensayos de envejecimiento acelerado. Realizados según norma IEC 61215³⁴³⁴. Simulan alguna de las condiciones ambientales a las que se puede enfrentar los módulos fotovoltaicos (humedad, calor, ciclos de temperatura...). Aunque poseen aspectos mejorables (inclusión de un ensayo para la degradación por PID), dotan de cierta garantía a los módulos fotovoltaicos ensayados.

-Modelos matemáticos. No tienen en cuenta todos los modos de degradación que pueden afectar a un módulo fotovoltaico, ni la zona climática en donde se va a ejecutar la instalación ni el factor de mantenimiento, aunque pueden resultar de ayuda a la hora de establecer un cálculo aproximado de la degradación.

Finalmente para establecer un control adecuado de la degradación de una instalación ya en operación será necesario diseñar, implantar y ejecutar un adecuado plan de mantenimiento en todas sus vertientes (conductivo, predictivo, preventivo y correctivo) con el fin de tener controlada en todo momento la aparición de la degradación. En este caso resulta fundamental que se haya instalado un adecuado sistema de monitorización.

6. FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO

Entre las futuras líneas de trabajo podemos enunciar las siguientes:

-Realización de estudios a largo plazo con módulos fotovoltaicos lo más parecidos en origen (marca, modelo y lote de fabricación) en diferentes zonas climáticas con el fin de obtener datos fiables para poder establecer la relación de la degradación con respecto a la ubicación de la instalación.

-Diseño de un modelo matemático que incluya todos los modos de degradación que pueden afectar a un módulo fotovoltaico y que tenga en cuenta los factores ambientales que se encuentran subsumidos en la zona climática de la instalación además del tipo de mantenimiento que va a recibir.

-Mejora de los ensayos de envejecimiento acelerado, teniendo en cuenta otros tipos de degradación tal como puede ser el PID o la degradación debido a descargas eléctricas.

-Implantación de un etiquetado de módulos fotovoltaicos que muestre la relación entre el test de envejecimiento acelerado de calor-humedad y las horas de funcionamiento en campo en las que se traduce dicho ensayo teniendo en cuenta la zona climática (no es lo mismo en cuanto a la vida útil de la instalación una instalación en Alemania o en Arabia Saudí); de esta forma el promotor de la instalación tendría una información muy útil para poder acometer una adecuada toma de decisiones en cuanto a la ubicación.

-Establecimiento de unos umbrales convenientes de pérdida de potencia de la instalación (ΔV_{MPP} e ΔI_{MPP}) que conllevaría una acción correctora de mantenimiento.

-Relacionar dichos umbrales de potencia con los diferentes modos de degradación del módulo fotovoltaico.

7. ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

FIGURAS

Figura 1	Curva I-V y sus parámetros fundamentales
Figura 2	Elementos del módulo fotovoltaico
Figura 3	Gráfica de degradación modelo de Pan
Figura 4	Gráfica de degradación modelo exponencial
Figura 5	Gráfica simulación T_{eq} y H_{eq}
Figura 6	Efectos de la degradación en curvas I-V y P-V
Figura 7	Indicadores propuestos
Figura 8	Puntos calientes en módulo fotovoltaico
Figura 9	Máquina de agua
Figura 10	Robot de limpieza

TABLAS

Tabla 1	Resumen datos de degradación
Tabla 2	Datos de degradación > 5 años funcionamiento
Tabla 3	Resumen modos de degradación
Tabla 4	Resumen modelos matemáticos
Tabla 5	Fiabilidad tras 1 año de operación
Tabla 6	Fiabilidad tras 20 años de operación

8. BIBLIOGRAFÍA

1 International Energy Agency. (2015). *Snapshot of Global PV Markets 2014*. Retrieved from http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2014.pdf

2 K. Branker, M. J. M. Pathak, and J. M. Pearce (2011) A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 4470-4482.

3 R. Gottschalg and T. R. Betts (2011). Robustness of energy yield measurements of Photovoltaic modules: *In: Proceedings of the 26th Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 3234-3238.

4 Fraunhofer ISE. (2015). *Photovoltaics Report*.

-
- 5 International Electrotechnical Commission (2009). Procedures for temperature and irradiance Corrections to measured I–V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices, IEC 60891. Geneva, Switzerland.
- 6 Zúñiga, I., & Crespo, E. (2010). *Índice General. Meteorología y climatología*. UNED.
- 7 Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2013). _ Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(1), 12–29.
- 8 Sánchez-Friera, P., Piliouguine, M., Peláez, J., Carretero, J., & Sidrach de Cardona, M. (2011). Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19, pp. 658–666.
- 9 J. Coello, F. C. and J. M. (2010). Silicon modules after first Operation year. In *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 4019–4022.
- 10 Makrides, G., Zinsser, B., Georghiou, G. E., Schubert, M., & Werner, J. H. (2010). Degradation of different photovoltaic technologies under field conditions. In *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 2332–2337.
- 11 Dunlop, E. D., Halton, D., & Ossenbrink, H. a. (2005). 20 years of life and more: where is the end of life of a PV module? In *Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1982–1985.
- 12 Bogdanski, N., Herrmann, W., Reil, F., Koehl, M., Weiss, K., & Heck, M. (2010). PV Reliability (Cluster II): results of a German four-year joint project. In *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 6–10.
- 13 Realini A, Bura E, Cereghetti N, Chianese D, Rezzonico S. (2001) Study of 20-year old PV plant (MTBF Project). In *17th EPVSEC*.
- 14 Wenger, H., & Jennings, C. (1990). Carrisa Plains PV power plant performance. In *Conference Record of the Twenty First IEEE*, vol. 2, pp. 844–849.
- 15 Osterwald, C. R., Adelstein, J., Del Cueto, J. a., Kroposki, B., Trudell, D., & Moriarty, T. (2007). Comparison of degradation rates of individual modules held at maximum power. In *IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC-4*, vol. 2, pp. 2085–2088.
- 16 Raghuraman, B., Lakshman, V., Kuitche, J., Shisler, W., Tamizhmani, G., & Kapoor, H. (2007). An overview of SMUD’S outdoor photovoltaic test program at Arizona state university. In *IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC-4* vol. 2, pp. 2214–2216.

17 Granata, J. E., Boyson, W. E., Kratochvil, J. a., & Quintana, M. a. (2009). Long-term performance and reliability assessment of 8 PV arrays at Sandia National Laboratories. In *34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)* (pp. 001486–001491).

18 Quintana, M. a., King, D. L., Hosking, F. M., Kratochvil, J. a., Johnson, R. W., Hansen, B. R., ... Pandit, M. B. (2000). Diagnostic analysis of silicon photovoltaic modules after 20-year field exposure. In *28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1420–1423.

19 Reis, a. M., Coleman, N. T., Marshall, M. W., Lehman, P. a., & Chamberlin, C. E. (2002). Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure. In: *29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1432–1435.

20 Yingtang, T., Raghuraman, B., Kuitche, J., TamizhMani, G., Backus, C. E., & Osterwald, C. (2007). An evaluation of 27+ years old photovoltaic modules operated in a hot-desert climatic condition. In *IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC-4, vol. 2*, pp. 2145–2147.

21 Carr, A. ., & Pryor, T. . (2004). A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates. *Solar Energy*, 76(1-3), pp. 285–294.

22 Sakamoto S, Oshiro T. Dominant degradation of crystal- line silicon photovoltaic modules manufactures in 1990's. In *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*; pp. 2155–2158.

23 Ishii, T., Takashima, T., & Otani, K. (2011). Long-term performance degradation of various kinds of photovoltaic modules under moderate climatic conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(2), 170–179.

24 Berman D, Faiman D. EVA browning and the time dependence of I-V curve parameters on PV modules with and without mirror-enhancement in a desert environment. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 1997; 45: 401–412.

25 Adiyabat, A., Otani, K., Enebish, N., & Enkhmaa, N. (2010). Long term performance analysis of pv module in the Gobi desert of Mongolia. In *IEEE Photovoltaic Specialists Conference* (pp. 2656–2659).

26 Sastry, O. S., Saurabh, S., Shil, S. K., Pant, P. C., Kumar, R., Kumar, A., & Bandopadhyay, B. (2010). Performance analysis of field exposed single crystalline silicon modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 94(9), 1463–1468.

27 Sharma, V., Sastry, O. S., Kumar, A., Bora, B., & Chandel, S. S. (2014). Degradation analysis of a-Si, (HIT) hetero-junction intrinsic thin layer silicon and m-C-Si solar photovoltaic technologies under outdoor conditions. *Energy*, 72, 536–546.

28 Chandel, S. S., Nagaraju Naik, M., Sharma, V., & Chandel, R. (2015). Degradation analysis of 28 year field exposed mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar

Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos

water pumping system in western Himalayan region of India. *Renewable Energy*, 78, pp.193–202.

29 Ibrahim, I. M. S., Abouhdima, I., & Gantrari, M. B. (2009). Performance of thirty years stand alone photovoltaic system. In *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 3995–3998.

30 Ndiaye, A., Kébé, C. M. F., Charki, A., Ndiaye, P. A., Sambou, V., & Kobi, A. (2014). Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment. *Solar Energy*, 103, pp. 70–77.

31 Kahoul, N., Houabes, M., & Sadok, M. (2014). Assessing the early degradation of photovoltaic modules performance in the Saharan region. *Energy Conversion and Management*, 82, pp. 320–326.

32 Vázquez, M., & Rey-Stolle, I. (2008). Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, (16), pp. 419–433.

33 Ferrara, C., & Philipp, D. (2012). Why Do PV Modules Fail? *Energy Procedia*, 15, pp. 379–387.

34 International Electrotechnical Commission (2005). Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules—design qualification and type approval. CEI/IEC 61215:2005, Geneva, Switzerland.

35 Tanesab, J., Parlevliet, D., Whale, J., Urmee, T., & Pryor, T. (2015). The contribution of dust to performance degradation of PV modules in a temperate climate zone. *Solar Energy*, 120, 147–157.

36 Sarver T., Ali Al-Qaraghulib, Kazmerski L. (2013). A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 22*, pp. 698–733.

37 Cañete, C., Moreno, R., Carretero, J., Piliouguine, M., Sidrach-de-Cardona, M., Hirose, J., & Ogawa, S. (2012). Effect of the self-cleaning coating surface in the temperature and soiling losses of photovoltaic modules. In *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 3432–3435.

38 Jiang, T., & Grzybowski, S. (2013). Impact of lightning impulse voltage on polycrystalline silicon photovoltaic modules. In *Lightning Protection (XII SIPDA), 2013 International Symposium on*, pp. 287–290

39 Liu, F., Jiang, L., & Yang, S. (2014). Ultraviolet degradation behavior of polymeric backsheets for photovoltaic modules. *Solar Energy*, 108, pp. 88–100.

-
- 40 Ndiaye, A., Charki, A., Kobi, A., Kébé, C. M. F., Ndiaye, P. A., & Sambou, V. (2013). Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. *Solar Energy*, 96, 140–151.
- 41 S. T. Hsu, Y. S. Long, H. C. Ma. (2015). Vibration influence for transporting photovoltaic cell. *Applied Mechanics and Materials*, Vols 764-765, pp. 575-578.
- 42 Hacke, P., Terwilliger, K., Smith, R., Glick, S., Pankow, J., Kempe, M., Kloos, M. (2011). System voltage potential induced degradation mechanisms in PV modules and methods for test preprint. In *37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*.
- 43 Pingel, S., Frank, O., Winkler, M., Oaryan, S., Geipel, T., Hoehne, H., & Berghold, J. (2010). Potential induced degradation of solar cells and panels. In *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 2817–2822.
- 44 Hernández, J. C., Vidal, P. G., & Jurado, F. (2008). Lightning and surge protection in photovoltaic installations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(4), pp. 1961–1971.
- 45 Bastidas-Rodriguez, J. D., Petrone, G., Ramos-Paja, C. A., & Spagnuolo, G. (2013). Photovoltaic modules diagnostic : an overview. In *39th Annual Conference of the IEEE*, pp. 96–101.
- 46 Dhere N, Kaul A, Schneller E, Shiradkar N (2011). High-voltage bias testing of PV modules in the hot and humid climate without inducing irreversible instantaneous degradation. In: *Proceedings of the 38th IEEE photovoltaic specialists conference*, pp. 2445–2448.
- 47 Escobar, L. a., & Meeker, W. Q. (2006). A Review of Accelerated Test Models. *Statistical Science*, 21(4), 552–577.
- 48 Underwriters Laboratories Inc (1986). Standard for flat-plate photovoltaic modules and panels. ANSI/UL 1703-1986, Northbrook, Illinois, USA.
- 49 International Electrotechnical Commission (2006). Basic environmental testing procedures; Part 2: Tests; Test U: Robustness of terminations and integral mounting devices, IEC 60068-2-21. Geneva, Switzerland.
- 50 Kurtz, S., Whitfield, K., TamizhMani, G., Koehl, M., Miller, D., Joyce, J. Zgonena, T. (2011). Evaluation of high-temperature exposure of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19, 954–965.
- 51 International Standard Organization (2000). Quality management systems -- Requirements, ISO 9001. Geneva, Switzerland.

52 Wu, D. (2015). *Investigation of the reliability of the encapsulation system of photovoltaic modules*. Loughborough University.

53 AENOR (2011). *Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema*, UNE-EN 62446. Madrid, España.

54 Instituto para el Desarrollo y Diversificación de la Energía (IDEA). Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2011). *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red*. Madrid:

55 Zini G., Mangeant C., Merten J. (2011). Reliability of large-scale grid-connected photovoltaic systems. *Renewable Energy vol 36, no 9*, pp. 2334–2340.

56 Ingeniería de mantenimiento. (n.d.). Retrieved September 10, 2015, from <http://www.renovetec.com/373-ingenieria-de-mantenimiento>

57 Bastidas-Rodríguez, J. D., Franco, E., Petrone, G., Ramos-Paja, C. A., & Spagnuolo, G. (2015). Quantification of photovoltaic module degradation using model based indicators. *Mathematics and Computers in Simulation*.

58 Ghazi S., Sayigh A., Ip K. Dust effect on flat surfaces – A review paper. *Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 33, 2014*, pp. 742–751.

59 Mani, M., & Pillai, R. (2010). Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14(9)*, 3124–3131.

60 Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. ITC-BT-05. Boletín Oficial del Estado, 224, de 18 de septiembre de 2002.