

DEGRADACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

Alfredo González^(a) e Higinio F. Menéndez^(b)

(a) Máster Universitario en Ingeniería Ambiental para Profesionales Relacionados con la Obra Civil y la Industria. Ingeniero Industrial. E.mail: arosagon@uax.es

(b) Doctor Ingeniero Industrial UAX. E.mail: hmenemil@uax.es. Tlf: 918109771

Resumen

Se describe un método estadístico que permita, a partir de la información recogida y procesada por un sistema de monitorización analítico de un parque fotovoltaico, hacer un análisis de la degradación de los paneles fotovoltaicos que forman dicho campo. El objetivo del trabajo es determinar, después de 5 años de la puesta en marcha, el nivel de degradación del sistema fotovoltaico durante 2 años de operación.

Abstract

This paper describes a statistical method that allows, from the information collected by an analytical monitoring system of a photovoltaic system connected to grid, to do an analysis of the degradation of the photovoltaic panels that make up the field. The objective is to determine, after five years of functioning, the degradation of the PV system through two years of operation.

Sumario

1. Introducción. 2. Degradación. Conceptos básicos. 3. Factores de pérdidas de un sistema fotovoltaico. 4. Análisis estadístico de la degradación. 5. Bibliografía.

Summary

1. Introduction. 2. Degradation. Basic Concepts. 3. Loss Factors of a Photovoltaic System. 4. Statistical Analysis of Degradation. 5. Bibliography.

1. Introducción

El mercado fotovoltaico español experimentó en la primera década del presente siglo un importantísimo crecimiento. Los factores que condujeron a este fuerte crecimiento fueron, en buena parte, la coincidencia con los últimos años de un ciclo económico expansivo, con gran accesibilidad a la financiación de este tipo de proyectos, que animó a empresas y particulares a invertir en instalaciones fotovoltaicas tanto aisladas como conectadas a red. El gran interés que suscitaron los *Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red* (SFCR), popularmente conocidos como *huertos solares*, fue inducido por las políticas públicas de incentivo de las energías renovables que en esos años de bonanza económica llevo a

cabo el Gobierno, y que se tradujeron en fuertes primas a la producción de energía eléctrica mediante este tipo de instalaciones.

Sin embargo, a partir de 2011, la situación cambió repentinamente y los sucesivos gobiernos recortaron y, posteriormente, eliminaron las citadas primas a la producción fotovoltaica, que en el contexto de la fuerte crisis económica y recesión que siguió y que todavía sigue, se revelaron insostenibles. Este cambio de política supuso un frenazo a la implantación de nuevas instalaciones en todo el país y un estancamiento del desarrollo de la tecnología fotovoltaica en España.

El problema subsiguiente fue la pérdida de rentabilidad de muchas de las instalaciones que se habían construido al amparo de esas sustanciosas primas y que ahora los gestores de dichas instalaciones veían desaparecer. Surge de esta forma la necesidad de hacer competitivas estas instalaciones con un precio de la energía producida que ya no es el que inicialmente se había previsto y hacerlas competitivas, además, en un mercado tremendamente complejo. Ese aumento de la competitividad solo puede venir de una más eficiente gestión de estas explotaciones a fin de aumentar el rendimiento de la conversión de energía solar en eléctrica al máximo lo que lleva a la necesidad de desarrollar estrictos procedimientos para la selección de componentes, gestión del mantenimiento y seguimiento de explotación de cada uno de los subsistemas que forman una instalación de este tipo.

En esa línea, este trabajo propone utilizar la información obtenida sobre el comportamiento dinámico del sistema para, una vez tratada e identificada la información relevante, hacer un diagnóstico de la degradación real del campo fotovoltaico y su comparación con la prevista inicialmente y, al mismo tiempo, detectar posibles comportamientos anómalos que justifiquen una intervención de mantenimiento por detectarse una desviación significativa.

Al diseñar una instalación fotovoltaica se estima la cantidad de energía que se espera que produzca, basándose en las condiciones de irradiancia solar, en la localización de la planta y en las especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos a instalar, facilitadas por el fabricante.

Se comenta a continuación, de forma breve, algunas de estas características:

- La **potencia pico** ($P_{max,CEM}$) del módulo fotovoltaico se define como la máxima potencia de este en condiciones estándar; esto es, con una irradiancia solar de 1000 W/m^2 , una temperatura del módulo de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ y una distribución espectral correspondiente a una masa de aire AM 1.5G.
- La **eficiencia pico** (η_{pico}) en condiciones estándar del módulo se define como:

$$\eta_{pico} = \frac{P_{max,CEM}}{G_{CEM} \cdot A} \quad \text{Ec. 1.1}$$

Donde A es área de captación del módulo fotovoltaico y G_{CEM} es la irradiancia estándar: 1000 W/m^2 .

- La **eficiencia energética** ($\eta_{energética}$) se define como el cociente entre la energía total producida por el módulo y la energía solar incidente sobre el mismo en un período de tiempo dado.

$$\eta_{energética} = \frac{\int P_m \cdot dt}{A \cdot \int G \cdot dt} \quad \text{Ec. 1.2}$$

Donde P_m es la potencia máxima del módulo en condiciones reales de operación.

- El **coeficiente global de rendimiento (PR)** se obtiene como cociente entre la eficiencia energética y la eficiencia pico, esto es:

$$PR = \frac{\eta_{energética}}{\eta_{pico}} \quad \text{Ec. 1.3}$$

Este coeficiente engloba la totalidad de las pérdidas de eficiencia que afectan al módulo solar por no encontrarse este en las condiciones de referencia y que pueden ser de muy diverso origen.

Sustituyendo las ecuaciones 1.1 y 1.2 en la ecuación 1.3, obtenemos la expresión siguiente:

$$PR = \frac{G_{CEM} \cdot \int P_m \cdot dt}{P_{max,CEM} \cdot \int G \cdot dt} \quad \text{Ec. 1.4}$$

Reordenando los términos, podemos expresar la ecuación anterior de la forma siguiente:

$$PR = \frac{\frac{\int P_m \cdot dt}{P_{max,CEM}}}{\frac{\int G \cdot dt}{G_{CEM}}} \quad \text{Ec. 1.5}$$

El numerador de la ecuación 1.5 es la *productividad energética* del sistema o *productividad final* (Y_F) cuyas unidades son kWh/Kw_p . El denominador de la mencionada ecuación constituye la *productividad de referencia* (Y_R). De esta forma podemos expresar el *coeficiente global de rendimiento* como:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad \text{Ec. 1.6}$$

El concepto del coeficiente global de rendimiento, PR, es perfectamente extrapolable a un sistema fotovoltaico completo, hablándose en ese caso del PR del sistema. De la misma manera, lógicamente, se puede hablar de productividad final del sistema o productividad

de referencia del sistema. En este caso, al tratar un sistema fotovoltaico completo y no solo un módulo, en el PR del sistema se incluyen, además de las pérdidas de eficiencia en los captadores, las demás pérdidas asociadas a los diferentes sistemas de la instalación fotovoltaica (inversor, cableado, transformador, etc.).

Los factores que inciden sobre el rendimiento energético de los módulos que conforman una determinada instalación dependen del tipo y ubicación de ésta y además, como es lógico, de las especificaciones técnicas de cada tipo de módulo, facilitadas por el fabricante y que incluyen las curvas de eficiencia de dichos módulos respecto de la temperatura y de la irradiancia solar.

2. Degradación. Conceptos básicos

Después de varios años de uso de los módulos solares, se puede apreciar su degradación. Esta es la razón por la que se realiza el análisis de los problemas que ocasionan la degradación a corto y largo plazo, bajo diferentes condiciones reales de explotación que pueden afectar al rendimiento del panel, haciendo que se reduzca la potencia entregada a la red eléctrica. En este epígrafe se mencionan los defectos que pueden existir en los paneles solares y que provocan su degradación, así como la inspección visual y la caracterización de los módulos que han sido valorados.

Los módulos solares se diseñan y construyen para que su vida útil sea alrededor de los 25 ó 30 años, pero la potencia producida suele disminuir en el tiempo debido a la degradación. La evaluación del comportamiento de los sistemas fotovoltaicos a lo largo de su explotación permite conocer la degradación sufrida por los módulos, lo que es de vital importancia a la hora de determinar la energía que el sistema entregará en función del tiempo, y con ello, el periodo de amortización de la inversión realizada.

La prolongada exposición a la intemperie del módulo provoca efectos de degradación en los elementos que lo forman, lo que conlleva a una pérdida progresiva del rendimiento. La radiación solar afecta de manera muy importante a las propiedades ópticas del encapsulante.

La deposición de partículas transportadas por el aire, la sedimentación de depósitos de agua de lluvia y otros, provocan la erosión del vidrio. Todo ello da lugar a una pérdida irreversible de transmitancia óptica. La pérdida de la adhesión entre la celda

y el encapsulante (delaminación) facilita la aparición de óxido y corrosión en la capa antirreflectante (Figura 2.1) y de los metales de la celda. También puede producirse una acumulación de humedad en las áreas delaminadas.



Fig. 2.1. Defectos que se observan a simple vista.

Fuente: Cadena y Montero (2007).

Hay que realizar operaciones necesarias durante el uso de la instalación para garantizar su buen funcionamiento y prolongar su vida útil. Existen dos planes: el de vigilancia y el de mantenimiento preventivo.

- Plan de vigilancia: conjunto de operaciones que aseguran el funcionamiento adecuado de la instalación. Incluye la limpieza de los módulos en caso necesario.
- Plan de mantenimiento preventivo: conjunto de operaciones de inspección visual y verificaciones de actuaciones que, aplicadas a la instalación, sirven para preservar en límites aceptables, las condiciones de operación, prestación, protección y duración del sistema. Se deben realizar por personal técnico competente y las actuaciones se reflejan en un libro de mantenimiento donde se incluyen todos los mantenimientos y sustituciones de componentes. Incluye una revisión periódica en la que se realizan las siguientes comprobaciones:
 - protecciones eléctricas
 - estado de los módulos y verificación de las conexiones
 - estado de funcionamiento del inversor y otros componentes
 - estado mecánico de cables y terminales, uniones, pletinas y otros

Los factores climáticos y la radiación solar son los principales responsables del deterioro de los sistemas. Si se realiza una inspección visual, lo primero que se observa es el deterioro de la cubierta, la posible erosión del vidrio y la pérdida de transmitancia óptica del encapsulante. Hay otras pérdidas que no son visibles a priori, y que deben contemplarse en el estudio de la degradación modular.

Lo primero que se debe hacer al estudiar el módulo fotovoltaico es una inspección visual para detectar los fallos más evidentes. Después se realiza la caracterización de las curvas I-V para comparar los valores obtenidos por el módulo estudiado con los de un módulo equivalente pero que no ha sido expuesto a condiciones de exterior. También se debe tener en cuenta el efecto del polvo depositado y la suciedad acumulada en el tiempo. Para finalizar, se calcula la resistencia en serie (R_S) y en paralelo (R_P) con el fin de relacionarlas con las pérdidas de potencia y los defectos encontrados en la inspección visual.

La inspección visual es el primer paso en el estudio de la degradación de los módulos. Se realiza una inspección minuciosa de los módulos objeto de estudio, especialmente de los puntos críticos y de los defectos que serán la referencia de los problemas a valorar durante el análisis. Los principales defectos que se pueden observar mediante la inspección visual son:

- La suciedad del módulo
- La delaminación.
- La presencia de burbujas.
- El amarillamiento de las células.
- La aparición de grietas y de células rotas.
- La existencia de puntos calientes.
- La oxidación.
- La degradación del material encapsulante: etilo vinil acetato (EVA).

La suciedad del módulo es la apariencia borrosa del vidrio. No es considerado un defecto ya que se puede evitar con la limpieza del módulo y con ello eliminar la posible suciedad acumulada con el paso del tiempo. La consecuencia de la suciedad del módulo

es la reducción de la potencia producida, pero no es un signo necesario de su degradación.



Fig. 2.2. Limpieza de los módulos.
Fuente: Cadena y Montero (2007).

La suciedad se origina por la deposición de partículas transportadas por el aire y sedimentos de la lluvia. Aumenta en determinadas condiciones: ubicación del parque fotovoltaico en zonas con ambientes contaminados e incluso por la existencia de un marco alrededor del módulo en el que pueden quedar depositados polvo, agua y suciedad.



Fig. 2.3. Módulo cubierto de polvo.
Fuente: Cadena y Montero (2007)..

Para evaluar la influencia de la capa de polvo depositada sobre el panel y trazar la curva I-V, se miden los diámetros de las partículas y se pesa la muestra sucia para conocer la cantidad de polvo depositado por cm^2 . Finalmente, se determina la corriente

de cortocircuito y la tensión de circuito abierto. Otro hecho que influye en la suciedad es la presencia de aves en los alrededores, debido a sus excrementos.



Fig.2.4. Módulo con excrementos de aves.
Fuente: Cadena y Montero (2007).

Para solucionar este problema, se instalan unos pinchos sobre los módulos, que evitan que las aves se posen en ellos, como se observa en una central fotovoltaica de GEDESMA, ubicada en Pinto (Madrid).



Fig.2.5. Módulos con excrementos y ahuyentadores de aves.

La delaminación es la pérdida de adherencia entre las capas debido a la humedad y a la exposición a altas temperaturas.

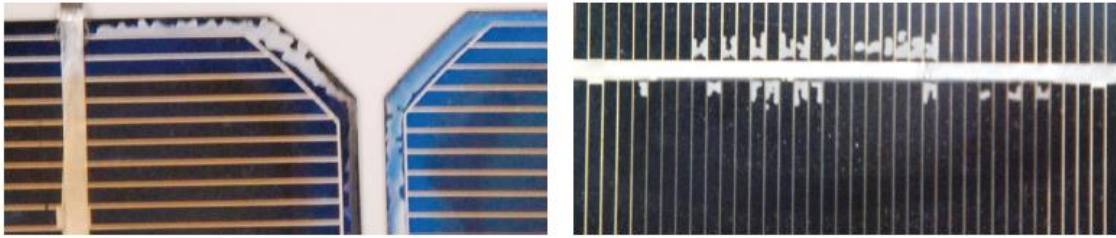


Fig. 2.6. a) y b) Módulos con delaminación.
Fuente: Cadena y Montero (2007)..

Es uno de los principales defectos de los módulos, que produce dos efectos negativos:

1. Provoca cierto desacoplamiento en el módulo, lo que puede conllevar la entrada de agua dentro de su estructura.
2. Puede producir burbujas y pérdidas de energía.

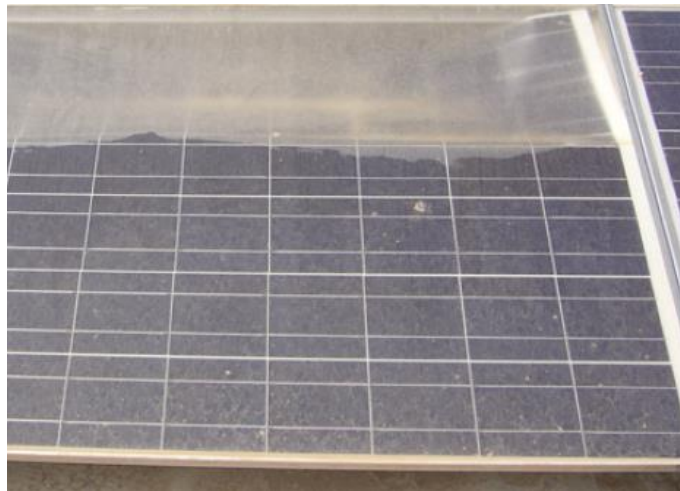


Fig. 2.7. Módulo con delaminación muy acusada.
Fuente: Cadena y Montero (2007).

Este defecto es peor si se da en los bordes del módulo, ya que aparte de la degradación, puede causar riesgos eléctricos tanto en el módulo como en la instalación. A consecuencia de la delaminación se ve una parte del módulo con manchas blancas y lechosas, sobre todo en las zonas de interconexión de las células y su alrededor. Su origen puede deberse a una reacción química entre la capa antirreflectante de la célula y los aditivos del encapsulante, pudiendo causar daños irreparables en el módulo.

El defecto de la aparición de burbujas es parecido a la delaminación estudiada en el epígrafe anterior, pero en este caso afecta a pequeñas áreas y se combina con otras zonas donde la adherencia se ha perdido. Una burbuja se debe a la liberación de determinados gases durante una reacción química. Cuando ocurre en la parte trasera del módulo, se produce un abultamiento que desencadena la burbuja. El módulo de la Figura 2.6 muestra un gran número de burbujas en la parte trasera, especialmente en el centro de las células, quizás debido a la diferencia en la adherencia por efecto de altas temperaturas.



Fig. 2.8. Módulo con burbujas.
Fuente: Cadena y Montero (2007).

En la Figura 2.9 se observa una termografía de un módulo con burbujas.

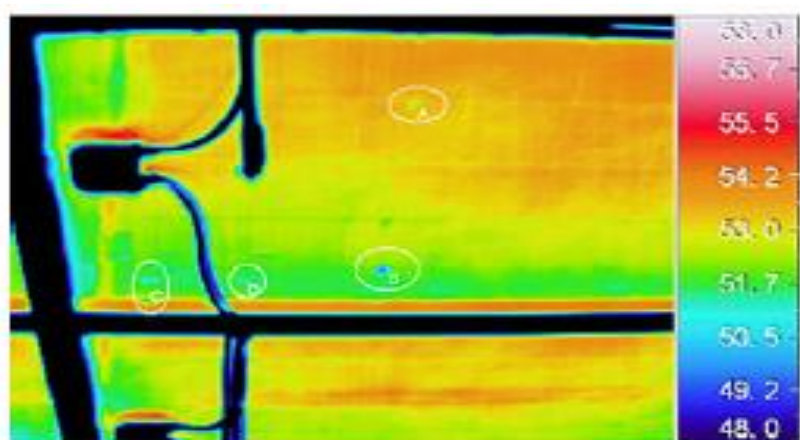


Fig. 2.9. Termografía de un módulo con burbujas.

Fuente: Cadena y Montero (2007).

En la Figura 2.10 se ve otro tipo de burbujas poco común en los módulos, ya que la parte frontal de la célula es más rígida que la trasera.

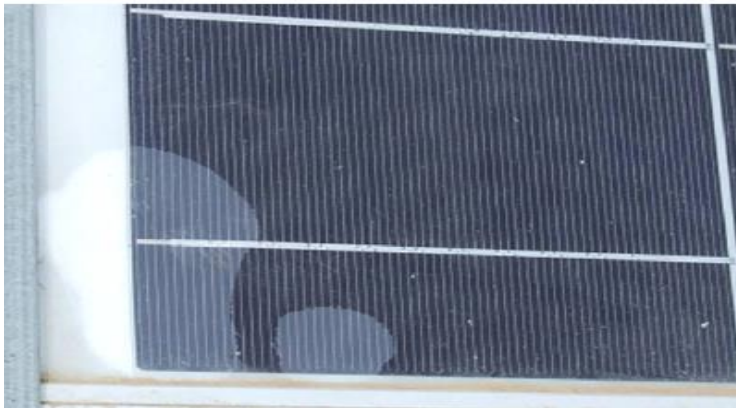


Fig. 2.10. Módulo con burbujas en la parte frontal.
Fuente:Cadena y Montero (2007).

Frecuentemente, se observa en las instalaciones fotovoltaicas unos módulos con una coloración amarillada en vez de azulada, que no es uniforme.

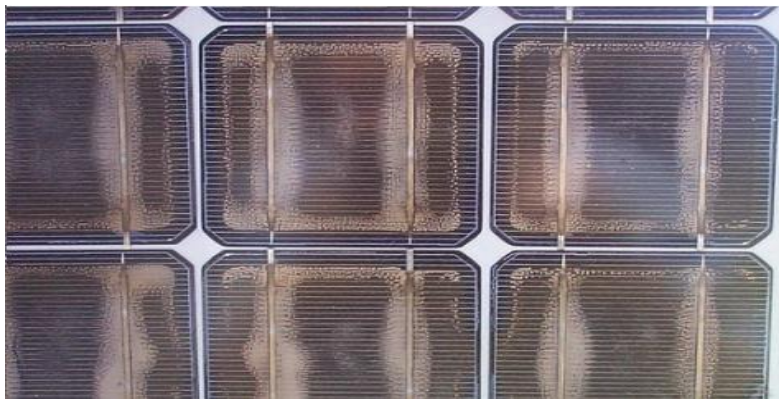


Fig. 2.11. Amarillamiento de las células.
Fuente:Montero y Cadena (2008).

La decoloración es debida a la degradación del EVA, a la radiación solar incidente sobre el módulo y al material con el que se fabrica la célula, entre otros.

Para reducir los costes de fabricación de las células y, por tanto, de los módulos fotovoltaicos se hacen cada vez más finas las células (de 300 μm hasta 100 μm), y con un área mayor. Este cambio de tamaño ha generado que las células sean más frágiles y susceptibles de romperse durante su manipulación. Las micro-roturas no son detectables a simple vista y pueden aparecer por ambas caras. A veces, se pueden ver unas líneas de diferente color a la celda. Este defecto puede originarse por diferentes motivos: impacto con granizo, vandalismo y manipulación incorrecta.

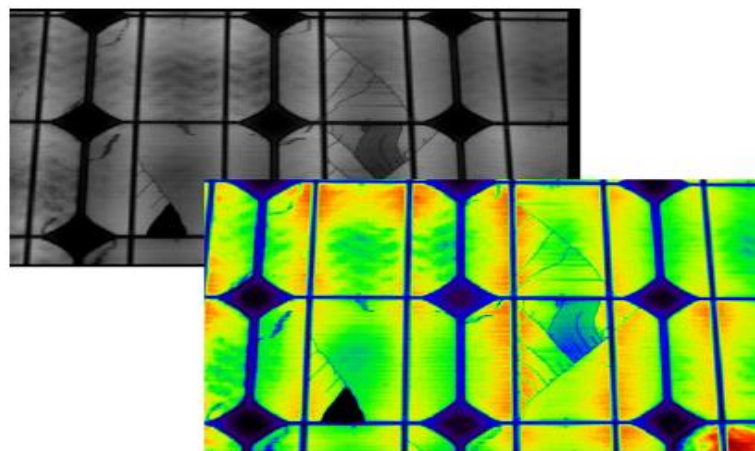


Fig.2.12. Módulo con celdas rotas y su termografía.
Fuente: Cadena y Montero (2007).

Un punto caliente se debe al sombreado de una célula fotovoltaica conectada en serie. Esta célula se comporta como una resistencia y se calienta hasta el punto de su destrucción si transporta la corriente de las demás células, quemándose a consecuencia de la sobrecarga. También puede deberse a la interconexión entre células. Para evitarlos, se utilizan los diodos de derivación. El efecto del punto caliente es proporcional a la radiación que incide y puede provocar quemaduras en la cubierta posterior del módulo.

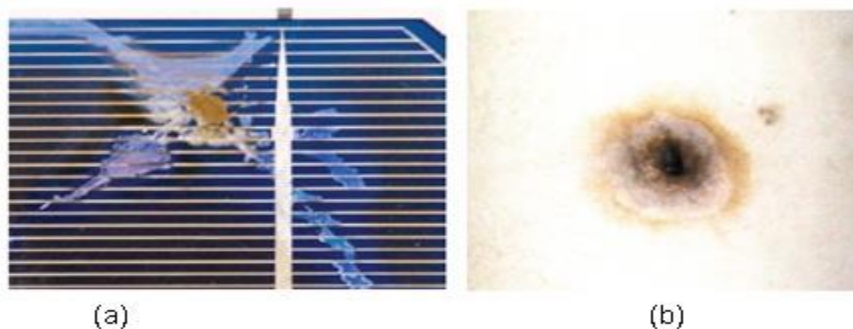


Fig. 2.13.a y b) Módulo con punto caliente; a) parte frontal, b) parte trasera.

Fuente: Cadena y Montero (2007).

Si un módulo tiene una célula sombreada entregará menos energía, lo que ocasiona la degradación del encapsulante. Estas células están más calientes que las que se encuentran a su alrededor. A continuación se puede observar la distribución de temperaturas en un módulo defectuoso.

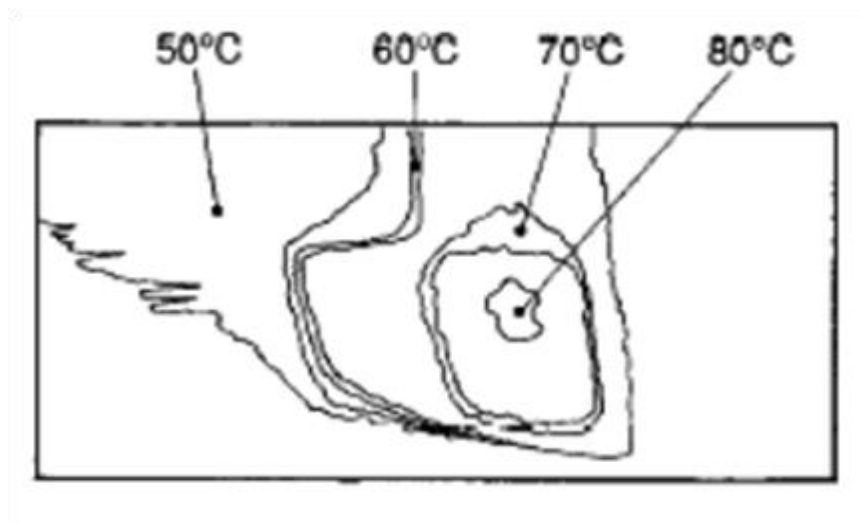


Fig.2.14. Distribución de temperaturas en un módulo defectuoso.
Fuente: Montero y Cadena (2008)².

En la Figura 2.15 se presenta la curva característica I-V de un módulo en perfectas condiciones y otro dañado.

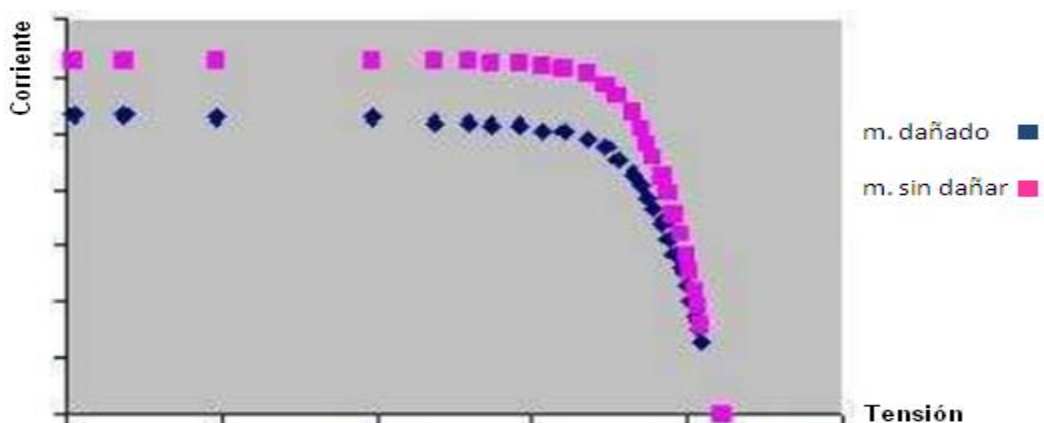


Fig. 2.15. Curva I-V de un módulo defectuoso y otro en perfectas condiciones.

Fuente: Montero y otros (2008).

Para estudiar este fenómeno se utilizan las termografías, donde se pueden detectar los problemas internos de las células fotovoltaicas, además de conocer la temperatura en cada punto del módulo.

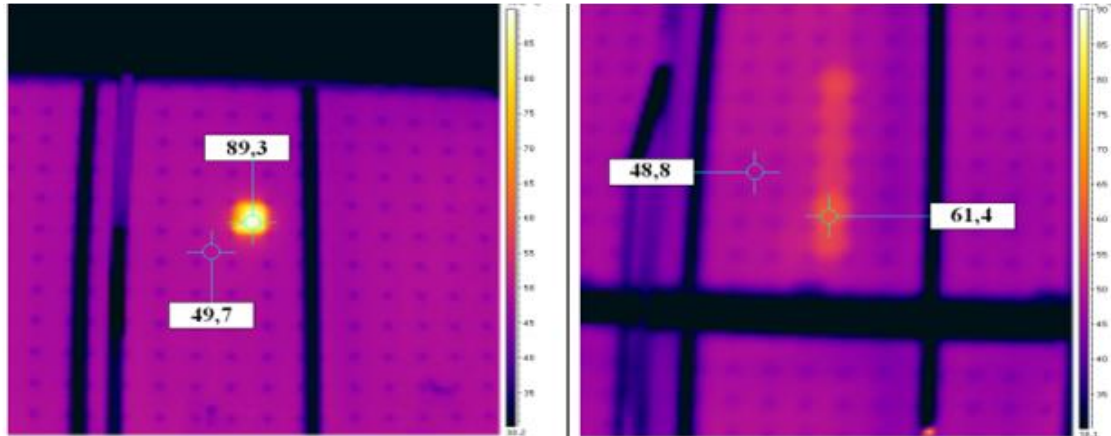


Fig. 2.16. Termografías.
Fuente: Montero y otros (2008).

La pérdida de adhesión célula-encapsulante reduce la protección de la celda, pudiendo ocasionar la oxidación y corrosión de la capa antirreflectante y de las partes metálicas de la célula. En la Figura 2.17 se aprecia un cambio de color hacia el negro, que refleja la oxidación. El defecto empieza en el centro para extenderse posteriormente hacia los bordes.

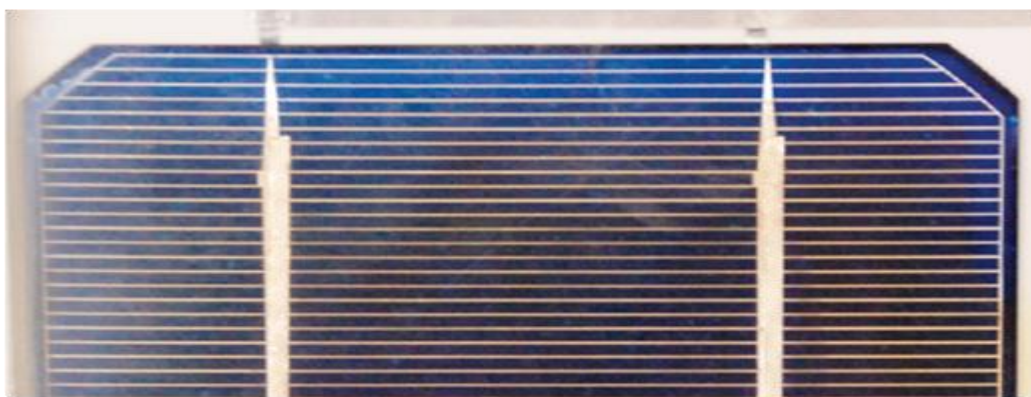


Fig. 2.17. Módulo con oxidación.
Fuente: Montero y Cadena (2008)

El deterioro del encapsulante (EVA) es la degradación más importante que sufre el panel debido a que su prolongada exposición a la radiación solar hace que sus

propiedades ópticas cambien. El Etileno Vinil Acetato (EVA) es el material más empleado por sus excelentes propiedades plásticas, elevada adherencia y transparencia (factor que disminuye con la degradación). Para estudiar sus propiedades, se corta con un bisturí para separarlo de la parte posterior del panel, se desprende la oblea de silicio, se desueldan los contactos y se extrae lo que queda entre el vidrio y el silicio para su posterior estudio. Una vez que se ha obtenido el encapsulante, se procede a la obtención de las curvas de transmitancia mediante un espectrómetro y un medidor de radiación global. Se someten a ensayos de difracción de rayos X y de infrarrojos. Los primeros sirven para saber si hay cambios estructurales en el EVA, mientras que los segundos, detectan la presencia de productos derivados de la degradación.

El segundo paso que se da a la hora de hacer un estudio de la degradación de los módulos fotovoltaicos y siempre después del análisis del mismo mediante inspección visual es la caracterización de los módulos mediante las curvas I-V. La representación estándar de un dispositivo fotovoltaico es la curva característica de intensidad - voltaje (I-V). Representa las combinaciones de corriente y tensión que pueden ser posibles bajo unas condiciones ambientales determinadas. El punto exacto de tensión e intensidad en el que trabaja el módulo es función de la carga a la que se conecte.

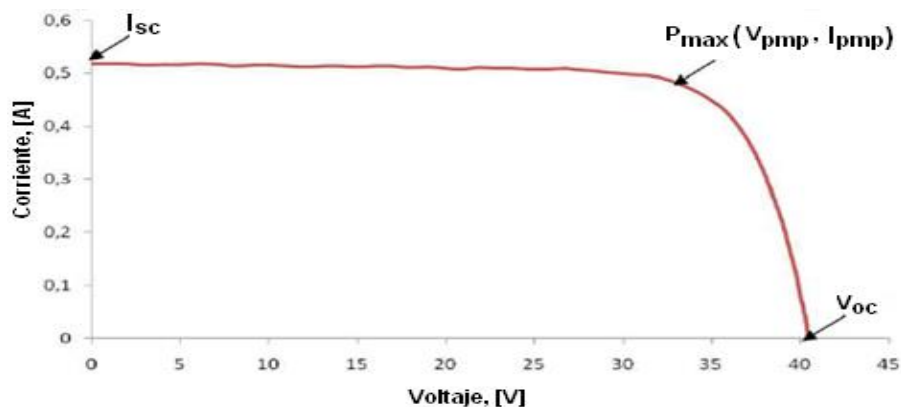


Fig. 2.18. Curva característica de un módulo con sus parámetros característicos.

Fuente: Muñoz y otros (2011).

En esta etapa, se realiza un estudio de la curva de un módulo que no ha sido expuesto a la intemperie, para compararlo con otros que han estado trabajando y se determina la degradación sufrida durante el periodo de tiempo expuesto a la intemperie y los agentes atmosféricos, entre otros. Para esta comparación, es necesario que todos los

módulos sean de las mismas características; de esta forma se evalúa el deterioro óptico del encapsulante, el cambio del valor de la resistencia en serie y en paralelo y otros factores de degradación.

3. Factores de pérdidas

Conviene ahora enumerar las diferentes fuentes de pérdidas energéticas que afectan a un SFCR y que hacen que la energía finalmente inyectada en la red sea inferior a la energía incidente sobre la superficie de captación y que, idealmente, debería ser la transformada por el sistema.

Se procede a enumerar los principales factores de pérdidas energéticas en un SFCR:

- Las **pérdidas de mismatch o conexionado** se originan por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes lo que origina que los módulos de menor potencia limiten a los de potencia mayor. Suele minimizarse realizando una instalación ordenada de los módulos y utilizando diodos de bypass.
- Como puede entenderse fácilmente, los módulos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos exactamente iguales y su potencia nominal presenta pequeñas variaciones. El fabricante garantiza que la potencia del módulo estará dentro de una banda, más o menos estrecha, centrada en la potencia nominal. Puede ocurrir por lo tanto que la potencia del sistema sea levemente menor que la suma de las potencias nominales de los módulos empleados, generándose unas **pérdidas por incumplimiento de la potencia nominal**.
- Al encontrarse las instalaciones a la intemperie se acumularán sobre la superficie de los paneles polvo y suciedad, que por diferentes vías afectarán negativamente al rendimiento energético del módulo produciendo unas **pérdidas por acumulación de polvo y suciedad**.
- Las **pérdidas angulares y espectrales** responden al hecho de que la potencia nominal del módulo fotovoltaico se mide en condiciones estándar, que implican una irradiancia de 1000 W/m^2 , $25 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura, incidencia normal y espectro estándar AM1.5G, mientras que en la operación real del móvil dichas condiciones no se dan.
- La ubicación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR) hace que en muchas ocasiones sea inevitable que determinados días y a determinadas horas, algún elemento circundante del campo fotovoltaico provoque sombras sobre partes del campo, disminuyendo la captación de irradiación y, consecuentemente, originando unas **pérdidas por sombreado**.

- Cuando una determinada corriente circula por un conductor se producen unas pérdidas energéticas debidas a las caídas de tensión. En una instalación solar se producirán, por lo tanto, unas **pérdidas por caídas óhmicas en el cableado**, tanto en el circuito de corriente continua como en el de corriente alterna.
- La temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos dependerá, en general, de factores ambientales como la irradiancia, temperatura ambiente o velocidad del viento. También la posición de los módulos y otros factores como la aireación de la parte posterior de los paneles tienen su papel en la temperatura real de operación del módulo. La importancia de la temperatura de operación del módulo radica en que los paneles fotovoltaicos sufren una **pérdida de potencia por temperatura** del orden de un 4% por cada 10 °C de aumento de la misma.
- En toda instalación fotovoltaica es conveniente operar en el punto de máxima potencia, que por otra parte cambia con la intensidad luminosa solar o con las variaciones de carga. Se han desarrollado numerosas técnicas que permiten realizar un seguimiento de ese punto de máxima potencia obteniendo los puntos óptimos de operación (tensión y corriente) de forma automática, a la máxima potencia de salida de los paneles en tiempo real. Dado que, como en cualquier sistema de regulación, se producen desviaciones que generarán unas **pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia**.
- Los inversores y transformadores son elementos integrantes de cualquier sistema fotovoltaico y como cualquier máquina eléctrica presentan ciertas pérdidas asociadas a su funcionamiento que se traducen entonces en unas **pérdidas debidas al transformador** y unas **pérdidas debidas al inversor**.
- Los paneles fotovoltaicos sufren a lo largo de su vida útil cierta degradación debida a varios factores. Esta degradación no es lineal, sino que varía con el tiempo, por lo que también tendremos unas ciertas pérdidas en el sistema fotovoltaico debidas a este efecto y que se irán incrementando con el tiempo, serán las **pérdidas por degradación**.
- Finalmente, se deben considerar ciertas pérdidas debidas a paradas de la instalación por mantenimiento, averías, mal funcionamiento o períodos de baja irradiancia.

4. Análisis estadístico de la degradación

Para determinar cuantitativamente las pérdidas debidas al factor degradación, se propone hacerlo mediante el uso del índice PR compensado por temperatura, en el que se elimina uno de los factores de pérdidas que mayor variabilidad presenta a lo largo de los meses porque depende de la diferencia de temperatura del módulo respecto a la temperatura de referencia (25°C) en la que se han determinado sus características técnicas. Este coeficiente de variación de potencia con la temperatura del módulo es del orden de

0,45%/°C, lo que representa un factor de mucho peso en la época de verano donde suele incrementarse sustancialmente la temperatura del módulo. El concepto del PR modificado por temperatura consiste en obtener una productividad final del sistema referida a la potencia pico, afectada por el factor K_T que compensa la variación de temperatura del módulo. Esto permite que la variación del PR a lo largo de los meses sea muy suave y que se pueda considerar que las diferencias significativas en el valor del PR sean debidas a la degradación de los módulos o a una falla técnica en alguno de sus componentes.

En este caso se propone una técnica estadística del análisis de varianza a corto plazo (diaria) para determinar si la diferencia es significativa, debida a otros factores (fallo técnico) y otra basada en la diferencia de las medias a largo plazo (mensual y anual) que permitirá calcular el deterioro de la instalación por degradación. En el primer caso, el análisis de varianza se complementa con la prueba de Tukey, que permite determinar el centro de transformación donde se encuentra la falla técnica.

Los datos primarios obtenidos mediante un sistema de monitorización analítica en la central fotovoltaica durante los años 2013 y 2015 de las variables: producción fotovoltaica a la salida de cada inversor, irradiancia solar medida a través de 3 piranómetros, ubicados sobre el plano de captación de 3 módulos solares y la temperatura de los módulos determinada mediante 3 sensores colocados en la parte trasera de 3 módulos de la instalación fueron filtrados y procesados adecuadamente para calcular la productividad final del sistema, la productividad de referencia, la productividad final compensada por la temperatura del módulo, el coeficiente global de rendimiento básico y el coeficiente global de rendimiento modificado por temperatura.

5. Bibliografía

1. Cadena, C. y MONTERO, M. (2007). *Descripción de daños en paneles fotovoltaicos instalados en zonas de altura*. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 11. (2007).
2. Montero, M. y Cadena, C. (2008). *Deterioro del EVA de paneles fotovoltaicos*. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 6, Nº 1.
3. Montero, M. y Cadena, C. (2008). *Pérdida de potencia en módulos fotovoltaicos por degradación de sus parámetros eléctricos*. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 12. pp. 60-68.

4. Montero, M., et al. (2008). *Caracterización de la degradación de los parámetros de módulos fotovoltaicos cristalinos expuestos*. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 12. Vol. 12, pp. 69-76.
5. Sheng, Y., et al. (2012). *Method for quantifying optical parasitic absorptance loss of glass and encapsulante materials of silicon wafer based photovoltaic modules*. Solar Energy Materials & Solar Cells 102, pp 153-158.
6. Muñoz M., et al. (2011). *Early degradation silicon PV modules and guaranty conditions*. Solar Energy 85. Pp. 2264-2274.
7. “IEC 61724 Std. Photovoltaic System Performance Monitoring-Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis.” IEC, 1998.
8. S. Reinhardt, C. Eggers, S. Grünsteidl, and C. Vodermayr, “Influence of Technology Differences in Performance Ratio Calculations,” in *27th EUPVSEC*, Frankfurt, Germany, 2012, pp. 4025 – 4026.