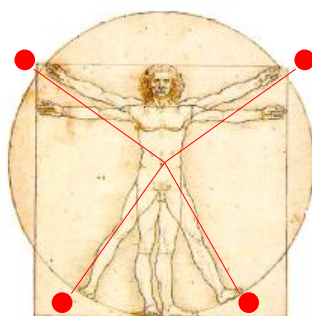


TECNOLOGÍ@ y DESARROLLO

Revista de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente

VOLUMEN XV. AÑO 2017

SEPARATA



ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL MANTENIMIENTO SOBRE LA TASA DE DEGRADACIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 20 MW

Alfredo González Rosales Higinio F. Menéndez Milanés



UNIVERSIDAD ALFONSO X EL SABIO

Escuela Politécnica Superior
Villanueva de la Cañada (Madrid)

© Del texto: Alfredo González Rosales, Higinio F. Menéndez Milanés
Junio, 2017.

<http://www.uax.es/publicacion/analisis-del-impacto-del-mantenimiento-sobre-la-tasa-de-degradacion-de.pdf>

© De la edición: *Revista Tecnol@ y desarrollo*
Escuela Politécnica Superior.
Universidad Alfonso X el Sabio.
28691, Villanueva de la Cañada (Madrid).
ISSN: 1696-8085
Editor: Javier Morales Pérez – tecnologia@uax.es

No está permitida la reproducción total o parcial de este artículo, ni su almacenamiento o transmisión ya sea electrónico, químico, mecánico, por fotocopia u otros métodos, sin permiso previo por escrito de la revista.

Análisis del impacto del mantenimiento sobre la tasa de degradación de una instalación fotovoltaica de 20 MW.

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

(a) Ingeniero Industrial. Universidad Alfonso X El Sabio. E-mail: arosagon@uax.es

(b) Doctor Ingeniero Industrial. Universidad Alfonso X El Sabio. E-mail: hmenemil@uax.es

RESUMEN: El impacto que la degradación, debida a diferentes factores, tiene sobre la productividad de las instalaciones fotovoltaicas ha hecho que se hayan llevado a cabo diversos estudios encaminados a determinar cuales son los factores que influyen en la misma y cuáles son los mecanismos que provocan dicha degradación. Los dueños de instalaciones fotovoltaicas tratan de controlar y limitar esa degradación sometiendo a sus instalaciones a programas de mantenimiento exhaustivos como medida fundamental para mantener a las mismas en plenas condiciones de trabajo. Este artículo analiza la degradación sufrida por una instalación en sus primeros años de operación y el impacto que el programa de mantenimiento de la misma ha tenido sobre la tasa de degradación de los módulos fotovoltaicos que la componen.

PALABRAS CLAVE: Sistemas fotovoltaicos, Degradación, Mantenimiento.

***ABSTRACT:** The impact of degradation, due to different factors, on the productivity of PV plants has led to several studies aimed at determining which are the factors that influence degradation. Also there are interest in which are the mechanisms that cause such degradation. The owners of PV plants actually try to control and limit this degradation adopting strict maintenance programs on their plants as a fundamental measure to keep them in full working conditions. This article analyzes the degradation suffered by an installation in its first operational years and the impact that the maintenance program adopted in this case has had on the degradation rate of the photovoltaic modules that compose it.*

KEY-WORDS: PV systems, Degradation, Maintenance.

SUMARIO: 1. Introducción. 2. Causas de la degradación. 3. Plan de mantenimiento. 4. Análisis de la degradación de la instalación. 5. Conclusiones. 6. Bibliografía.

SUMMARY: 1. Introduction. 2. Degradation causes. 3. Maintenance program. 4. Degradation analysis of the plant. 5. Conclusions, 6. Bibliography.

1. INTRODUCCIÓN

Las causas que provocan la degradación de los módulos fotovoltaicos que forman un generador fotovoltaico son muy diversas y obedecen a distintos factores [1] que, en general, afectan de forma diferente a los módulos en función del tipo de tecnología de los mismos [2]. El conocimiento de las tasas de degradación que pueden esperarse en una instalación concreta es muy importante desde el punto de vista de la previsión de producción del sistema a lo largo de su vida útil y por lo tanto en la estimación de los ingresos que una instalación fotovoltaica obtendrá a lo largo de su vida útil. En consecuencia, la tasa de degradación que se espera de los módulos y su consiguiente reducción de potencia es un dato fundamental en el análisis de viabilidad de cualquier proyecto de instalación solar.

Además, dados los recortes que se han producido los últimos años en los incentivos concedidos por la legislación vigente a la generación fotovoltaica, la minimización de la degradación en las instalaciones resulta de gran interés para los propietarios de las mismas.

2. CAUSAS DE LA DEGRADACIÓN

A continuación, se enumeran algunas de las causas habituales de degradación de los módulos fotovoltaicos, aunque sin pretender un listado exhaustivo de las mismas ya que sería muy largo para incluirlo aquí.

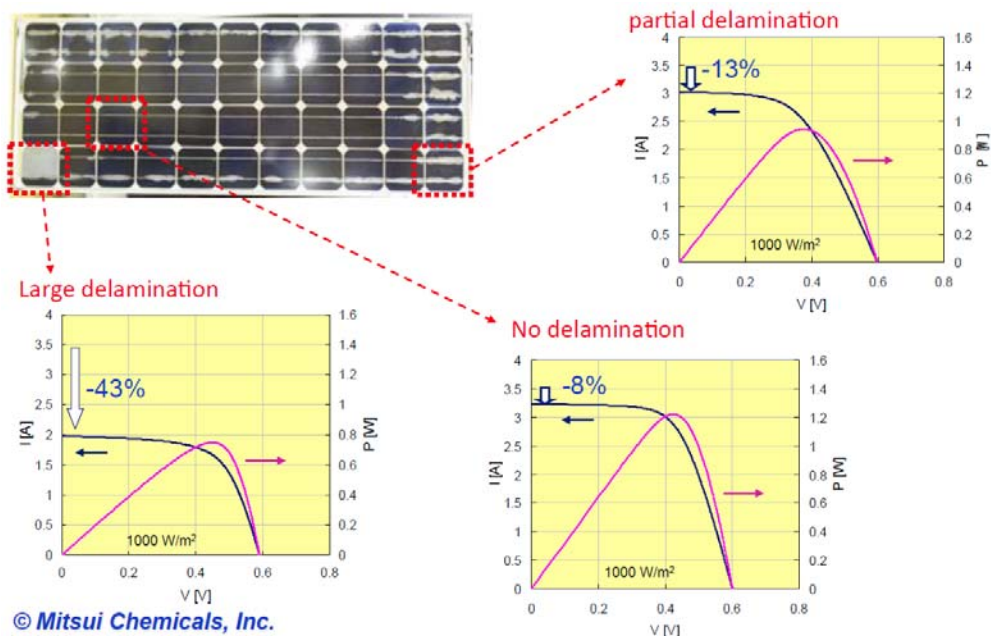


Figura 2.1 - Influencia de la delaminación en la potencia de las células [3].

- Delaminación. Ocurre por diversos motivos (humedad, rayos UV, temperaturas elevadas, etc.) y consiste en el desprendimiento de las capas que forman el módulo: cubierta de vidrio, lámina de etil vinil acetato (EVA), etc. Su consecuencia más frecuente es la pérdida de potencia del módulo y la corrosión por penetración de agua en el interior del mismo. Las pérdidas de potencia pueden ir desde valores de en torno a un 8% hasta reducciones muy importantes, de más del 40%.
- Falta de adherencia de la lámina trasera. Pueden formarse burbujas en la parte trasera del módulo como en la figura 2.2 que, aunque no suponen un riesgo inmediato para el módulo, hacen que éste trabaje más caliente en esa zona, disminuyendo su potencia.



Figura 2.2 - Delaminación en la cara trasera del módulo [3].

- Decoloración del EVA. Se debe al agotamiento o mala elección de los aditivos que estabilizan térmicamente y frente a los rayos UV, el EVA. Se puede detectar incluso antes de que afecte a la producción de energía y su contribución a la disminución de potencia se estima en menos del 0,5% [2]. La decoloración del EVA se relaciona con la generación de ácido acético, así como la corrosión [4] y la fragilización [5] del mismo.
- Grietas en las células del módulo. Inherente a los procesos de fabricación, transporte e instalación de los módulos, es la aparición de grietas en las células que los forman [6], [7]. La presencia de estas grietas hace que, ante un esfuerzo mecánico, éstas puedan crecer y provocar un fallo de la célula. El efecto de su crecimiento sobre la potencia de los módulos es variable, existiendo casos en los que dicho impacto es importante y otros en los que ni siquiera es apreciable.
- Decoloración conocida como “*Babas de caracol*”. Consiste en una decoloración de la pasta de plata de la metalización frontal de los módulos que ocurre entre los seis y doce meses posteriores a la instalación del módulo. En sí mismas no afectan a la potencia del módulo, pero contribuyen a hacer visibles las grietas del módulo, que aceleran el aislamiento de partes de la célula lo que hace disminuir la potencia del módulo.

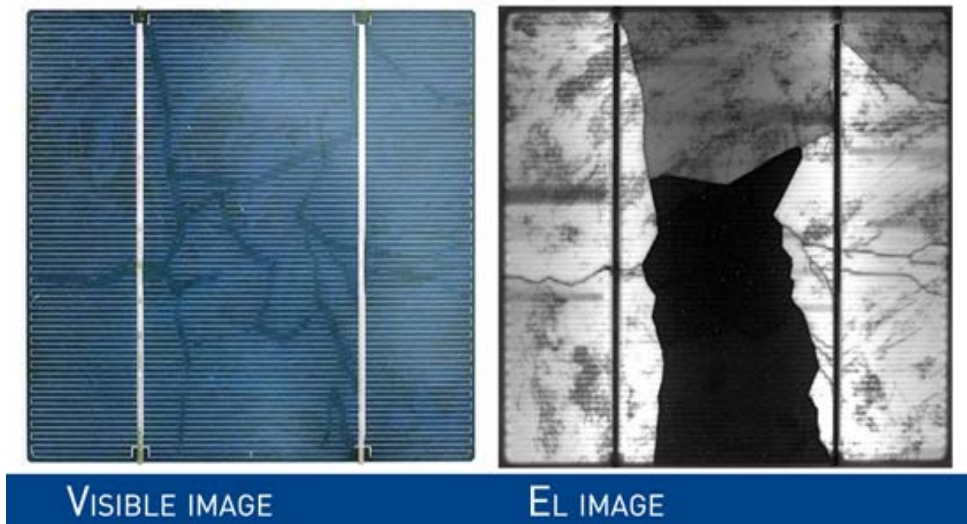


Figura 2.3 - Efecto babas de caracol en una célula solar (izq.) y la imagen EL de la misma (der.) [8].

- Quemaduras. Se asocia a partes del módulo que alcanzan temperaturas demasiado altas. Su origen puede deberse a la formación de puntos calientes por sombreados parciales de alguna célula o también, por un calentamiento excesivo debido a un fallo en la soldadura entre las cintas de enlace y las de las células. Aunque no siempre ocurre, habitualmente las quemaduras llevan asociada una pérdida de potencia del módulo.
- Degradación inducida por potencial (PID). Se debe a la diferencia de potencial en las células y el marco de los módulos conectado a tierra como medida de protección de las personas. Puede llegar a provocar una pérdida de potencia del orden del 30% y para evitarla se conecta también el inversor a tierra. Hoy la solución pasa por solicitar del fabricante la certificación de los módulos por laboratorios independientes que aseguran pérdidas de rendimiento por PID inferiores al 5%.
- Acumulación de polvo y suciedad. Aunque directamente no supone una degradación del módulo, sí que provoca una disminución de potencia del mismo pues disminuye la cantidad de irradiación que llega a la superficie del semiconductor. De no actuarse, con el tiempo, sus efectos se incrementarán y pueden llegar a causar problemas más graves como puntos calientes. En los últimos tiempos se ha prestado especial atención a este problema y diversos autores han llevado a cabo estudios sobre el tema [9]–[12].
- Otros fallos que contribuyen a la degradación del módulo son la rotura de la caja de conexiones, la degradación de las conexiones de los módulos, los fallos en los diodos de bypass o la rotura del marco.

Las tasas de degradación obtenidas en diversos estudios varían desde un 0,7% anual obtenido en el NREL (National Renewable Energy Laboratory) [13], un 5% anual en el

caso del estudio de A. B. Rabii et. al. [14] o más de un 1% en el estudio llevado a cabo por Pramod Rajput et. Al. [15] después de 22 años de exposición de los módulos.

Los fabricantes suelen garantizar la degradación de sus módulos, siendo corriente la garantía de un 90% de la potencia después de los primeros 10-12 años y un 80% de la potencia pico inicial al final de su vida útil, tras un periodo en torno a los 25 años [16]–[19].

3. PLAN DE MANTENIMIENTO

La instalación que se analiza en este documento está sometida a un riguroso plan de mantenimiento que incluye la limpieza periódica de los módulos (más frecuentemente en verano que en invierno, debido a la menor frecuencia de las precipitaciones) y a un programa de revisiones periódicas del estado de la instalación.

Este programa de revisión periódica consiste en la inspección ocular del estado de los módulos, a fin de identificar cualquiera de los problemas que se indicaron en el punto 2 y que pudiesen conducir a un fallo del módulo.

Además, anualmente, un laboratorio debidamente acreditado para ello, elabora un informe que evalúe el estado de los módulos que componen la instalación para lo que se realizan los ensayos necesarios a tal fin. Dicho informe es vinculante, a efectos de reclamación de garantías tanto para el propietario como para el fabricante de los módulos.

La elaboración del informe parte de la selección de una muestra de módulos a ensayar que ha de contar con cierto número de módulos de cada uno de los modelos utilizados en la planta fotovoltaica y cuya selección se llevará a cabo siguiendo lo dispuesto en la norma UNE-ISO 2859-1[20]. Seleccionados los módulos, estos se someterán, en las instalaciones del laboratorio, a cuatro procedimientos de ensayo diferentes.

- Inspección visual para detectar los defectos en el marco y en las partes frontal y posterior del mismo, así como en la caja de conexiones.
- Determinación de potencia máxima mediante un simulador *solar flash* según la norma IEC 60904.
- Ensayo del aislamiento eléctrico para comprobar la seguridad eléctrica del módulo según norma IEC 60068-1.
- Inspección termográfica, que permite inspeccionar el módulo objeto de ensayo en busca de células rotas, fisuradas o inactivas. También se detectan puntos calientes tanto en las células como en las soldaduras de las tiras de interconexión.

Únicamente se tuvo acceso a los informes de los dos primeros años, pero las tasas de degradación mostradas por los ensayos fueron prácticamente despreciables en ambos casos, del 0,11% en el caso del primer año y ligeramente mayor, el segundo año.

4. ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Se trata de una instalación de 23,4 MW_p situada en la provincia de Cáceres que utiliza módulos Suntech, instalados sobre seguidores monoaxiales e inversores Ingeteam. La instalación entró en funcionamiento a finales del año 2007 y se analizan los datos de producción PV e irradiación mensuales de los años 2009 a 2012, que se muestran en las figuras 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4.

A partir de los datos presentados se calculan los valores de la *productividad de referencia* y de la *productividad final* (según IEC 61724 [21]) para cada uno de los meses de los cuatro años y se lleva a cabo la regresión lineal de la productividad final sobre la productividad de referencia, obteniéndose para cada año la ecuación de la recta que, pasando por el origen, mejor ajusta los pares de datos obtenidos.

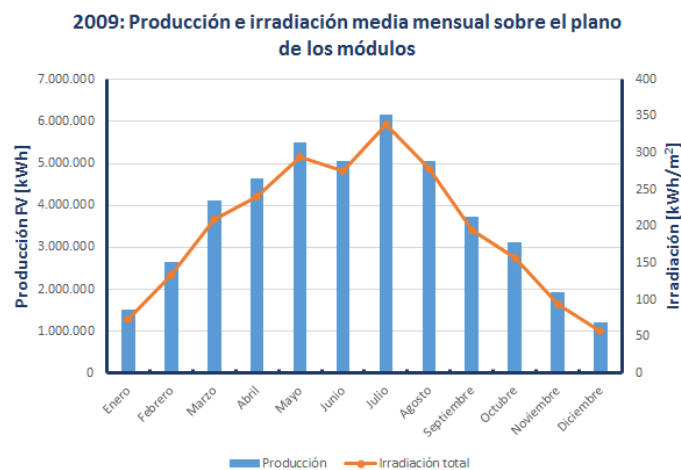


Figura 4.1 - Producción mensual de energía e irradiación sobre el plano de los paneles – Año 2009.

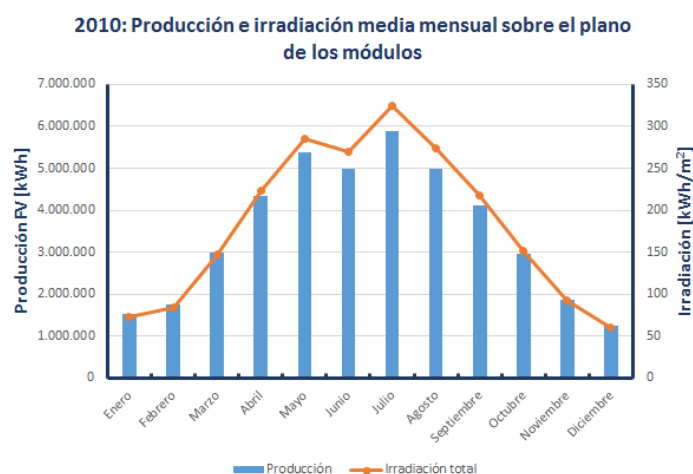


Figura 4.2 - Producción mensual de energía e irradiación sobre el plano de los paneles – Año 2010.

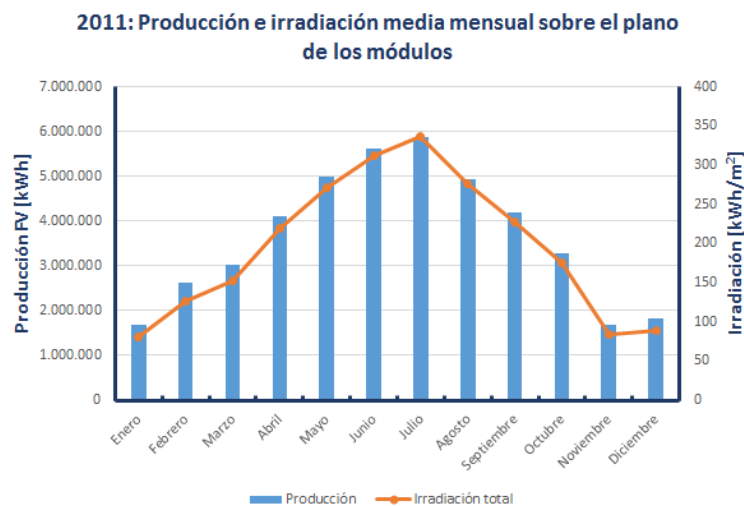


Figura 4.3 - Producción mensual de energía e irradiación sobre el plano de los paneles – Año 2011.

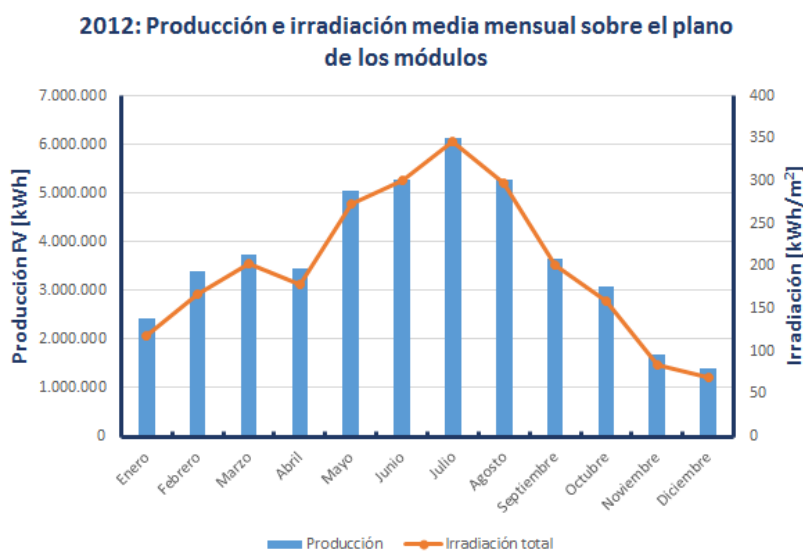


Figura 4.4 - Producción mensual de energía e irradiación sobre el plano de los paneles – Año 2012.

Las pendientes de las rectas así obtenidas son los PR (coeficiente global de rendimiento) medios de cada uno de los años. Los resultados se han resumido en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 – Regresión lineal de la productividad final sobre la productividad de referencia.

Año	Recta	R ²	PR
2009	$y = 0,8016 \cdot x$	0,9916	0,80
2010	$y = 0,8046 \cdot x$	0,9911	0,80
2011	$y = 0,7833 \cdot x$	0,9858	0,78
2012	$y = 0,7814 \cdot x$	0,9829	0,78

Se calculan los valores del PR medio mensual para cada uno de los meses de los cuatro años y los resultados se presentan en la figura 4.5, en la que se aprecia claramente la variación estacional del coeficiente global de rendimiento, pero no se detecta una disminución del mismo con el paso del tiempo como sería de esperar debido a la degradación de los módulos que conforman la instalación.

Se considera ahora el efecto de la temperatura. De esta forma se determina (según Kymakis et. al. [22]), a partir de la temperatura ambiente diurna media, la temperatura de operación de las células solares que conforman los módulos fotovoltaicos. Conocida la temperatura de operación de los módulos, se calcula la productividad final corregida por temperatura y finalmente, el coeficiente global de rendimiento corregido por temperatura (CPR) y los resultados se resumen en la tabla 4.2.

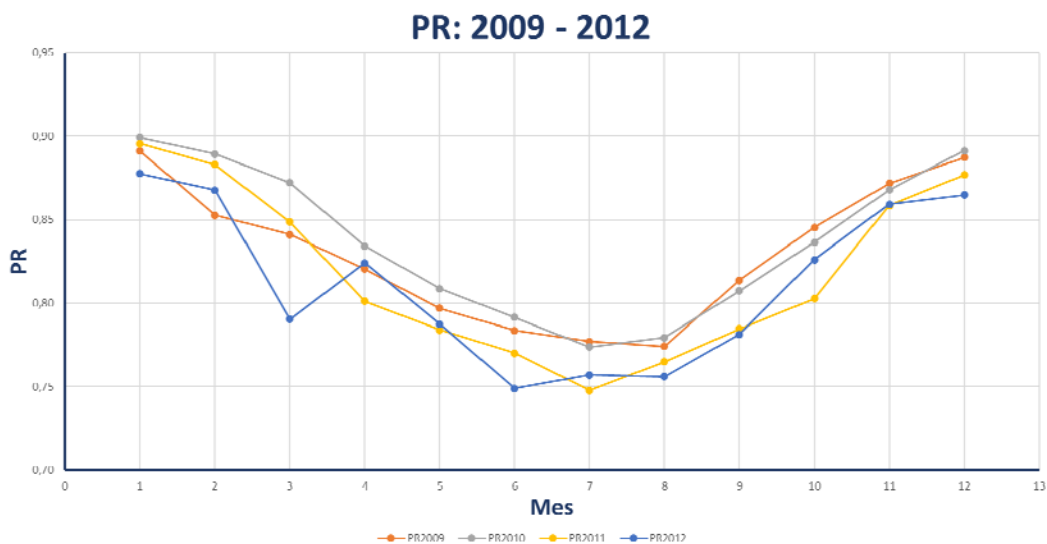


Figura 4.5 – Evolución del PR medio mensual para los años 2009 a 2012.

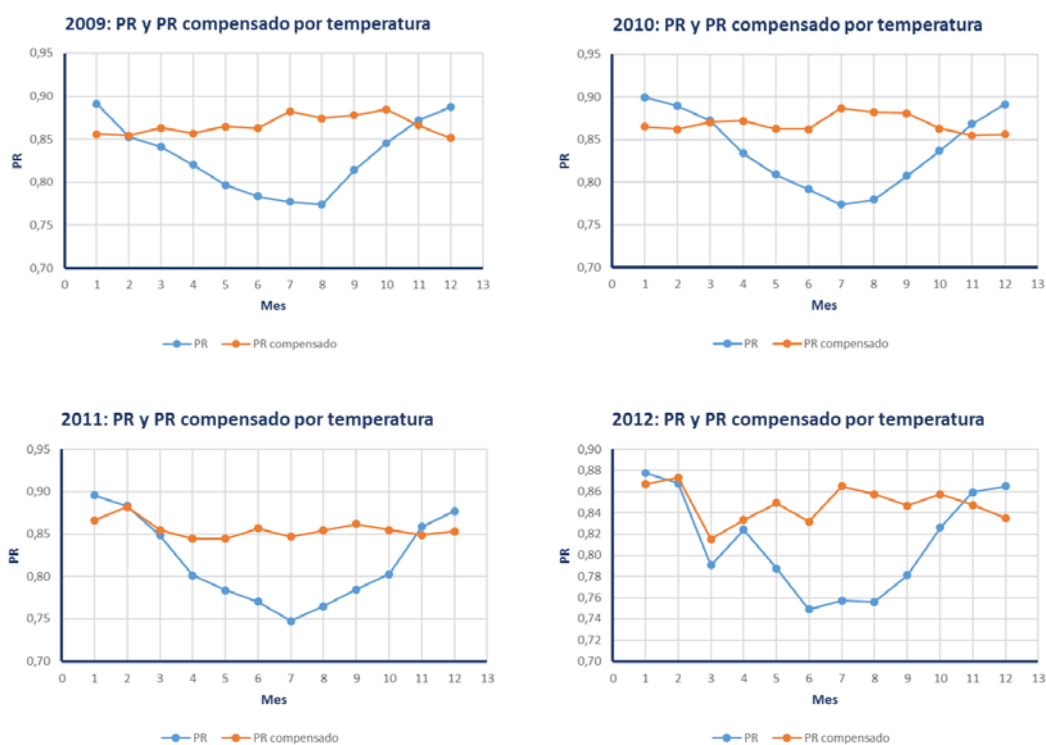
Tabla 4.2 – Regresión lineal de la productividad final compensada por temperatura sobre la productividad de referencia.

Año	Recta	R ²	CPR
2009	$y = 0,8697 \cdot x$	0,9993	0,87
2010	$y = 0,8732 \cdot x$	0,9993	0,87
2011	$y = 0,8526 \cdot x$	0,9995	0,85
2012	$y = 0,8493 \cdot x$	0,9978	0,85

En las gráficas de la figura 4.6 puede apreciarse como el coeficiente global de rendimiento compensado por temperatura no presenta las variaciones estacionales que presenta el PR estándar y tiene una variabilidad menor, lo que permite comparar mejor el comportamiento de la instalación a lo largo de diferentes años.

En la figura 4.7 podemos observar la evolución mensual del coeficiente global de rendimiento compensado por temperatura para los cuatro años en estudio.

Figura 4.6 - Gráficas del PR y CPR mensuales para los años del análisis.



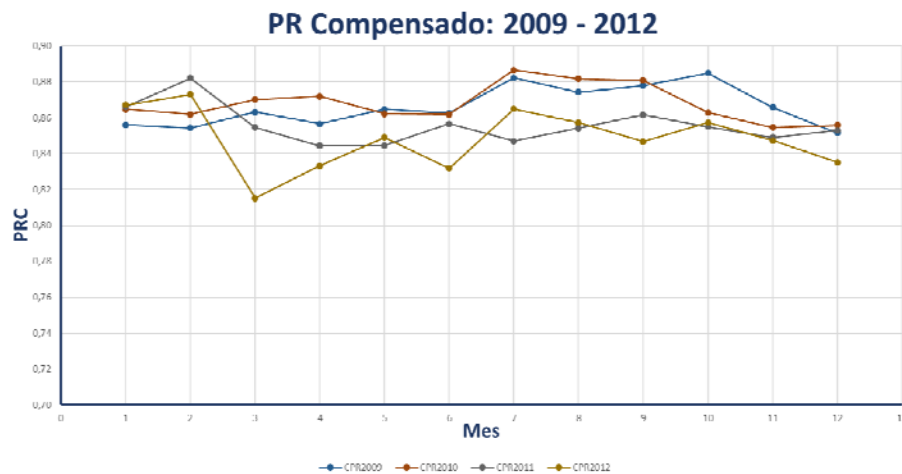


Figura 4.7 - Evolución del CPR mensual para los años 2009 a 2012.

Del gráfico de la figura 4.7, se concluye que las diferencias en el PR compensado por temperatura para los años estudiados son mínimas, siendo en promedio ligeramente inferiores los valores del CPR para los dos últimos años, hecho que indicaría una ligera degradación, en torno a un 0,5 % anual en promedio, por debajo de lo habitual en los primeros años de vida de una instalación de este tipo.

5. CONCLUSIONES

De lo dicho hasta ahora, se concluye que las tasas de degradación de los módulos fotovoltaicos oscilan hoy entre el 0,7% y el 1% anual en promedio y que esas son las tasas utilizadas por fabricantes en sus garantías y por tanto, las esperables.

Sin embargo, un adecuado programa de mantenimiento de la instalación parece incidir muy positivamente en las tasas de degradación esperables, mejorándolas sustancialmente como se ha comprobado en el caso analizado donde se ha obtenido una tasa de degradación promedio de solo 0,5 % anual.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Köntges *et al.*, “Review of Failures of Photovoltaic Modules,” 2014.
- [2] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, “Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, no. 1, pp. 12–29, 2013.
- [3] T. Shioda, “Delamination failures in long-term field-aged PV modules from point of view of encapsulant,” in *NREL PV Module Reliability Workshop*, 2013.
- [4] U. Weber *et al.*, “Acetic acid production, migration and corrosion effects in ethylene-vinyl-acetate-(EVA-) based PV modules,” in *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2012, pp. 2992–2995.
- [5] N. G. Dhere and K. S. Gadre, “Tensile testing of EVA encapsulant used in PV modules,” *Sol. Eng.*, pp. 491–500, 1998.
- [6] S. Pingel, Y. Zemen, O. Frank, T. Geipel, and J. Berghold, “Mechanical stability of solar cells within solar panels,” in *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2009, pp. 3459–3463.
- [7] F. Reil, J. Althaus, W. Vaßen, W. Herrmann, and K. Strohkendl, “The effect of transportation impacts and dynamic load tests on the mechanical and electrical Behaviour of Crystalline PV Modules,” in *Proc. 25th European PV Solar Energy Conference*, 2010, pp. 3989–3992.
- [8] ECOPROGETTI, “Snail track effect on photovoltaic modules.” [Online]. Available: <https://ecoprogetti.com/snail-track-effect-photovoltaic-modules/>. [Accessed: 28-Apr-2017].
- [9] M. Mani and R. Pillai, “Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 9, pp. 3124–3131, 2010.
- [10] A. M. Pavan, A. Mellit, and D. De Pieri, “The effect of soiling on energy production for large - scale photovoltaic plants,” 2011.
- [11] T. Sarver, A. Al-Qaraghuli, and L. L. Kazmerski, “A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 698–733, 2013.
- [12] Z. A. Darwish, H. A. Kazem, K. Sopian, M. A. Al-Goul, and H. Alawadhi, “Effect of dust pollutant type on photovoltaic performance,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 735–744, 2015.
- [13] C. Osterwald, A. Anderberg, S. Rummel, and L. Ottoson, “Degradation Analysis of Weathered Crystalline-Silicon PV Modules: Preprint,” in *29th IEEE PV Specialists Conference*, 2002.
- [14] A. B. Rabii, M. Jraidi, and A. S. Bouazzi, “Investigation of the degradation in field-aged photovoltaic modules,” in *PROCEEDINGS OF 3RD WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION, VOLS A-C*,

2003, pp. 2004–2006.

- [15] P. Rajput, G. N. Tiwari, B. Bora, and O. S. Sastry, “Visual and Electrical Degradation of 22 Years Field Age Monocrystalline Silicon PV Module in Composite Climate of India,” in *2015 IEEE 42ND PHOTOVOLTAIC SPECIALIST CONFERENCE (PVSC)*, 2015.
- [16] “Condiciones de garantía de ATERSA.” [Online]. Available: <http://www.atera.es/noticias.asp?param=51>.
- [17] “Kyocera. Durabilidad.” [Online]. Available: http://www.kyocerasolar.es/index/products/Verified_reliability.html.
- [18] “IBC Solar. Garantías.” [Online]. Available: https://www.ibc-solar.es/garantia_modulos.html.
- [19] Yingli Green Energy Holding Company Limited, “Módulos fotovoltaicos. Garantía Limitada.” .
- [20] AENOR, “UNE-ISO 2859-1:2012. Procedimientos de muestreo para la inspección por atributos. Parte 1: Planes de muestreo para las inspecciones lote por lote, tabulados según el límite de calidad de aceptación (LCA).,” <http://www.aenor.es/>. AENOR.
- [21] “IEC 61724:1998. Photovoltaic system performance monitoring — Guidelines for measurement, data exchange and analysis.” British Standard, 1998.
- [22] E. Kymakis, S. Kalykakis, and T. M. Papazoglou, “Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, no. 3, pp. 433–438, 2009.