

ANÁLISIS DE FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PERDIDA DE POTENCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SI MONOCRISTALINO

María Teresa Montero Larocca – maritemontero9@gmail.com

Carlos Alberto Cadena – cadenacinenco@gmail.com

Instituto de Investigación en Energías No Convencionales (INENCO - CONICET)

Facultad de Ciencias Exactas – Departamento de Física

Consejo de Investigaciones de la U.N.Sa (CIUNSa)

Universidad Nacional de Salta – Av. Bolivia 5150 C.P. 4400 – Salta

Tel - Fax 0387-4255489

3. Conversión Fotovoltaica de la Energía Solar

Resumen. En este trabajo se presenta el análisis de la pérdida de potencia de un conjunto de módulos fotovoltaicos expuestos por más de doce años a las radiaciones solares y a los factores medioambientales. Esta pérdida de potencia está provocada por diversos factores tales como la pérdida de las propiedades ópticas del vidrio protector y del material encapsulante (EVA), el incremento de la resistencia serie y la disminución de la resistencia paralelo además de otros que no serán analizados en este trabajo. Se analizará en qué porcentaje contribuye cada una de estos, en la pérdida total de potencia.

Palabras-clave: Fotovoltaico, Degradación, Resistencia Serie – Paralelo, EVA

1. Introducción

Es frecuente observar instalaciones fotovoltaicas, especialmente realizadas en las décadas de los 80 y 90, cuyos módulos muestran una coloración *amarronada*, en lugar de la tradicional coloración *azulada* que presentan las celdas nuevas y una pregunta que cabe al observar esto, es cuanto se han degradado y cuál será realmente su pérdida de potencia.

Si se hace una primera inspección visual de los módulos se podrá observar que estos cambios de coloración no son uniformes sino que alrededor de cada celda a modo de “marco” se mantiene el color azulado, Fig. 1.



Figura 1. Foto obtenida de un conjunto de celdas de un módulo deteriorado

Este cambio en el color se debe a la degradación del material encapsulante, que en esos módulos es EVA (etileno acetato de vinilo), lo que se traduce en un cambio de las propiedades ópticas de los materiales de la cubierta transparente involucrada en estos dispositivos, pero también es válido pensar que con el correr del tiempo y la prolongada exposición de estos a la radiación y a los factores medioambientales han sufrido degradaciones desde el punto de vista de sus conexiones internas, externas, y del material propiamente dicho de la celda, lo que se podrá

evaluar desde un análisis de los distintos elementos que conforman el circuito equivalente que representa a estos dispositivos.

2. Fundamentos

Quizás conviene recordar que una celda o módulo fotovoltaico se representa por medio de la siguiente ecuación, suponiendo que la corriente fotogenerada es positiva:

$$I = I_L - I_D \quad (1)$$

Donde: I: corriente suministrada por la celda o módulo fotovoltaico
 I_L : corriente generada bajo condiciones de iluminación (fotogenerada)
 I_D : corriente de diodo

La ecuación (1) describe analíticamente el comportamiento de una celda solar. En la práctica resulta muy conveniente describir este mismo comportamiento en términos de elementos de un circuito.

Por lo que un dispositivo fotovoltaico puede ser representarse por un circuito compuesto por un diodo de unión p-n ideal de corriente de saturación I_0 y factor de idealidad m y un generador de corriente I_L el cual se comporta eléctricamente como una celda solar descrito por la ecuación (1), siendo este un circuito equivalente del dispositivo.

Pero como es sabido en una celda o módulo real existen otros efectos que afectan el comportamiento externo del mismo. Se pueden considerar al menos dos de estos comportamientos: los de resistencia serie y los de resistencia paralelo. En este trabajo se adopto el modelo de un diodo, Fig. 2, para el cual la ecuación que representa este dispositivo es:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \frac{e(V + IR_s)}{m k T} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_P}$$

Donde e: carga elemental
 m: coeficiente de idealidad
 k: cte de Boltzman
 T: temperatura absoluta

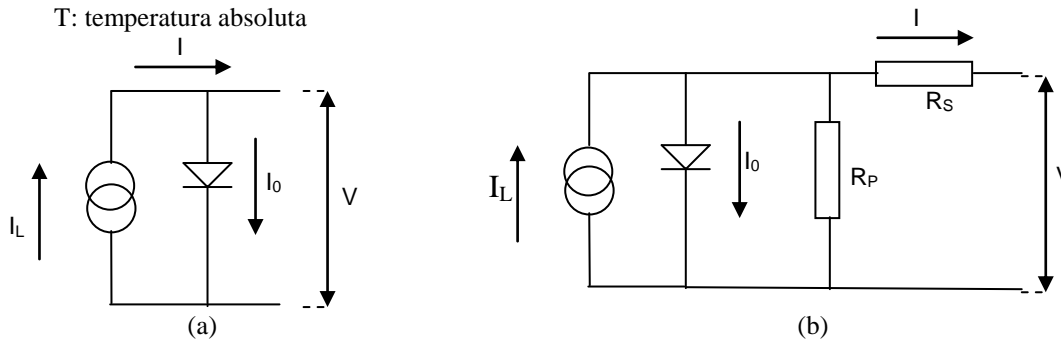


Figura 2. Circuitos equivalentes de una celda solar. (a) circuito compuesto por un diodo de unión p-n ideal de corriente de saturación I_0 (b) circuito equivalente con resistencia serie y paralelo.

La gráfica de esta ecuación nos da lo que se conoce como la curva característica I-V del dispositivo, Fig. 3.

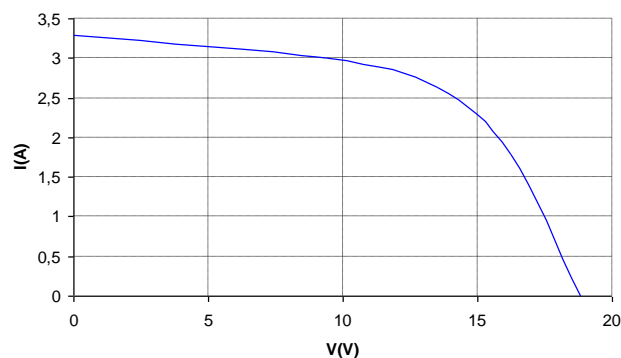


Figura 3. Característica I-V de un módulo de baja calidad

La “resistencia de circuito abierto” $R_{OC} = (\partial V / \partial I)_{I=0}$ se la puede relacionar con la resistencia serie R_s y la “resistencia de corto circuito” $R_{SC} = (\partial V / \partial I)_{V=0}$ con la resistencia paralelo R_p .

Existen diversos métodos para medir las resistencias serie y paralelo dependiendo estos del modelo de circuito equivalente que se haya elegido. El comportamiento básico de las celdas fotovoltaicas se ve también afectado por la variación de temperatura y la intensidad de la radiación.

Debido a que la temperatura de operación de las celdas solares puede variar en varios grados durante el día, se hace necesario considerar la incidencia del efecto de la temperatura sobre la eficiencia de las mismas.

La corriente de cortocircuito no depende fuertemente de la temperatura. Más aún tiende a aumentar con el aumento de la temperatura. Este efecto puede atribuirse al crecimiento de la absorción de fotones, ya que al aumentar la misma, el *gap* del semiconductor disminuye (Lorenzo, 2006).

Los parámetros que se ven afectados con el aumento de la temperatura son la tensión de circuito abierto (V_{OC}) y el factor de forma (FF), disminuyendo ambos según la expresión siguiente (Lorenzo, 2006):

$$V_{OC}(T) = \frac{E_{GO}}{e} + \frac{KT}{e} \ln \frac{KT^3}{I_L}$$

Donde K y E_{GO} (ancho de banda prohibida a 0K) dos constantes aproximadamente independientes de la temperatura.

La importancia de esta variación se aprecia mejor mediante la definición del coeficiente de variación con la temperatura dado por (Lorenzo, 2006)

$$\frac{dV_{OC}}{dT} = -\frac{1}{T} \left[\frac{E_{GO}}{e} - V_{OC}(T) \right]$$

Dando un valor aproximado de $-2.3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ para celdas de silicio a temperatura ambiente.

El factor de forma sufre una disminución con la temperatura, no muy grande para temperaturas inferiores a los 200°C . Este decrecimiento se debe al aumento I_0 y al redondeamiento del codo de la curva característica I-V que se produce cuando la temperatura aumenta en la exponencial de la ecuación.

Dentro de un amplio margen de funcionamiento, la *fotocorriente* de las celdas solares prácticas es directamente proporcional a la intensidad de la radiación incidente. Esta proporcionalidad permite el siguiente planteo: si la *fotocorriente* al nivel de radiación definido como unidad (normalmente 1 Sol AM1 = $100\text{mW}/\text{cm}^2$) es I_{L1} , la fotocorriente a un nivel de radiación X (factor de concentración de X soles) veces superior es:

$$I_L = X I_{L1}$$

Y si V_{OC1} es la tensión de circuito abierto a 1 Sol, la tensión a X soles se obtiene

$$V_{OC} = V_{OC1} + m \frac{kT}{e} \ln X$$

suponiendo que m e I_0 no se alteran sensiblemente al aumentar el nivel de radiación. El factor de forma de la celda ($R_s = 0$ y $R_p = \infty$) aumenta también ligeramente con el nivel de radiación.

Por lo que el rendimiento de la celda a un nivel de radiación dado será $P = X P_{L1}$.

Si no se tiene en cuenta la pequeña variación del FF el rendimiento de la celda aumenta producto del aumento de la tensión de circuito abierto. En la práctica se observa un crecimiento logarítmico para niveles bajo de radiación. Pero al aumentar más la intensidad de radiación y, por tanto, la corriente generada, las caídas óhmicas debidas a la resistencia serie de la celda ya no pueden despreciarse y son las responsables de un considerable deterioro del rendimiento de conversión del dispositivo.

3. Caracterización de los módulos

Se caracterizaron módulos nuevos y expuestos, de iguales características para poder comparar sus curvas I-V, y entonces evaluar el deterioro óptico de los materiales encapsulantes, el decrecimiento de la resistencia paralelo, el incremento de la resistencia serie y otros factores de degradación que no fueron individualizados en este trabajo.

Se presentaron las gráficas correspondientes a un conjunto de módulos de treinta y seis celdas de *Si monocristalino* de una potencia de 43 Wp. El mismo está compuesto por un grupo de cuatro módulos que se instalaron simultáneamente y uno que no llegó a instalarse nunca, permaneciendo en las mismas condiciones que salió de fábrica. Se procedió a la caracterización de los 5 observándose que el comportamiento de los cuatro expuestos es muy similar como puede observarse en la gráfica de la Fig. 4 y Tabla 1.

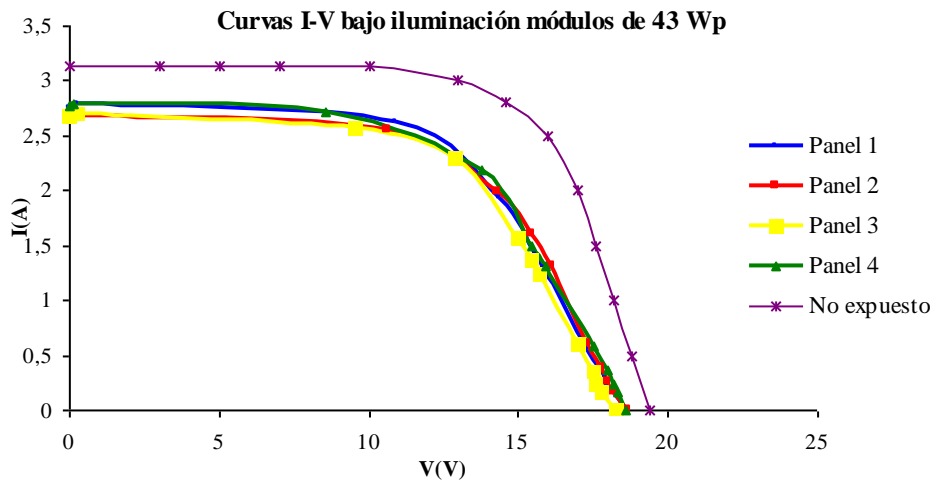


Figura 4. Curvas I-V del conjunto de módulos

Tabla 1. Resumen de parámetros característicos de los módulos a 1000 W/m² y 25 °C

Panel	V _{OC} (V)	I _{SC} (A)	V _M (V)	I _M (A)	P(W)	FF
1	18,60	2,75	10,89	2,63	28,64	0,56
2	18,65	2,66	14,31	1,98	28,33	0,57
3	18,75	2,68	12,89	2,3	29,65	0,61
4	18,59	2,77	13,75	2,19	30,11	0,58
No expuesto	19,40	3,14	14,6	2,8	40,88	0,67

Curvas I-V comparativas de un módulo de 36 celdas de Si monocristalino nuevo, con uno expuesto y expuesto con una capa de polvo atmosférico

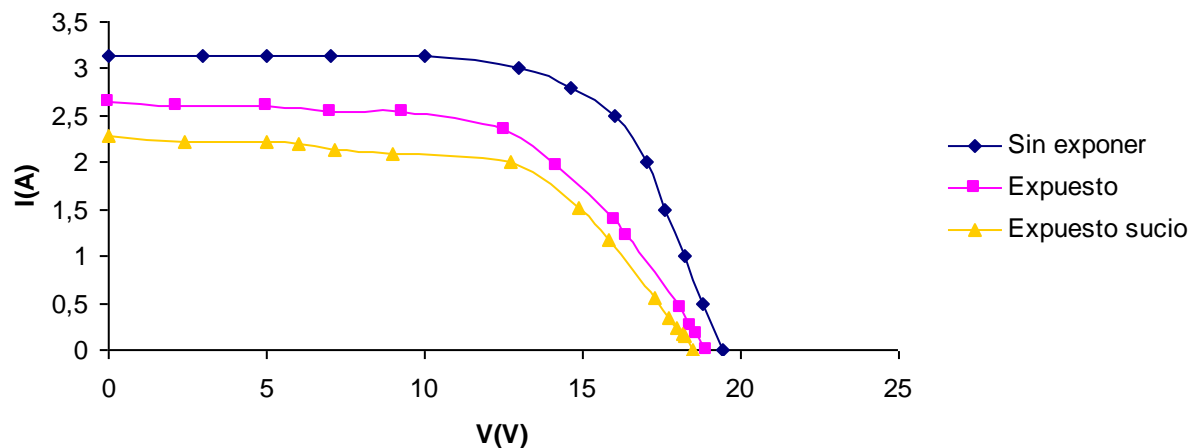


Figura 5. Curvas I-V del modulo no expuesto, expuesto y expuesto sucio

Los módulos expuestos además fueron medidos con una capa de polvo que se depositó en sus superficies después de permanecer sin ser limpiados por unos días. En la Fig. 5 se muestran comparativamente las curvas I-V del módulo nuevo, con uno de los expuestos limpio y sucio en las que claramente se ve que al variar la transmitancia, ya sea por el deterioro del vidrio y EVA o por la acumulación del polvo, el rendimiento del dispositivo varía notablemente al disminuir considerablemente la radiación que llega a la celda de Si.

Además de medir las curvas características I-V en condiciones de iluminación se midieron bajo condiciones de oscuridad, las cuales combinadas nos permitieron medir, al haber adoptado el modelo de un diodo para el circuito

equivalente, las resistencias serie y paralelo (Imamura, 1992). En las gráficas de la Fig. 8 vemos estas curvas combinadas.

4. Análisis de resultados

Comparando las curvas I-V bajo iluminación del módulo no expuesto con la de los expuestos vemos que hay una notable diferencia en la producción de potencia. Lo primero que se observa es la diferencia en las corrientes de corto circuito, en el módulo expuesto esta es un 14% menor que en el módulo sin exponer y si a esto sumamos la capa de polvo ambiental depositado en su superficie la corriente de cortocircuito es un 27% menor que la del módulo sin exponer, respecto de la tensión de circuito abierto es 4% menor. La pérdida de potencia total del módulo expuesto es 31%.

Por lo que se analizará en qué porcentaje colaboran a ese 31%, la degradación de la cubierta transparente, el aumento de la resistencia serie y la disminución de la resistencia paralelo.

4.1 Degradación óptica de los materiales de la cubierta transparente

Los módulos fotovoltaicos están formados por una estructura tipo “sándwich”, compuesta por una capa protectora superior, vidrio, un gel siliconado resistente a la radiación ultravioleta y con una alta transparencia (que en estos módulos se trata de etileno acetato de vinilo, EVA), la celda fotovoltaica propiamente dicha, el gel siliconado posterior y una capa protectora colocada en el reverso, y conformada por una lámina TEDLAR.

Con un espectrómetro LI-COR se midió comparativamente la radiación total del espectro solar y la respuesta espectral de muestras de EVA deteriorado y sin deteriorar. Con los valores obtenidos del espectrómetro se construyeron las curvas de transmitancia de las muestras de EVA. Las medidas se realizaron en diferentes horas del día, Fig. 6.

De los ensayos ópticos que se practicaron al vidrio y al conjunto vidrio-EVA se concluye que la transmitancia del vidrio es de un 95% y del conjunto es de un 67% (Montero, Cadena, 2004).

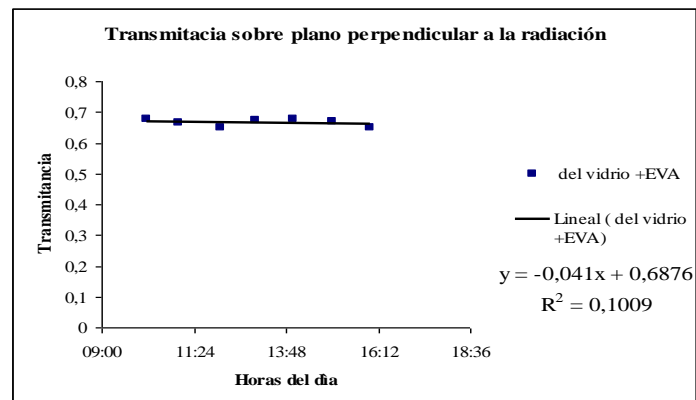


Figura 6. La gráfica muestra la medida de la radiación a través de distintas horas del día a través del conjunto vidrio-EVA.

Se observó que el cambio de coloración del EVA no es uniforme en toda el área del módulo, sino que la zona afectada es la parte central de cada una de las celdas, quedando alrededor de esta zona un marco periférico en el cual no se observa, a simple vista, cambio de coloración.

Se realizaron las medidas necesarias para determinar el porcentaje del área *amarronada* respecto del área total activa y de que manera afecta esto en la disminución de la producción de potencia de los módulos, como resultado de ello se observó que el área del EVA degradado es prácticamente la misma en todas las celdas. Las celdas de Si son de 10 cm de lado con un área de 98,875 cm², de la cual 72,250 cm² el EVA se ha degradado y el área en la que el encapsulante no muestra, a simple vista, cambios es de 26,625 cm². Llevado estos valores al área total activa del módulo tenemos que en un 73% la transmitancia ha disminuido a un 67% mientras que en el 27% restante del área se mantiene entre un 90% a un 95% (Montero, Cadena, 2008)

Por lo que la radiación que llega a un 73% de la celda fotovoltaica es un 33% de la que se mide en la superficie del módulo y a un 27% del área un 95% de la medida en la superficie y si se tiene en cuenta, que la corriente (básicamente la corto circuito) depende fuertemente de la radiación, se deduce que la pérdida es importante (Montero, Cadena, 2008).

Por lo anteriormente expuesto se puede pensar que la corriente de corto circuito es la suma de dos corrientes correspondiente a cada una de las áreas definidas, pudiéndose las expresar de la siguiente manera:

$$I_{ccT} = I_{cc1} + I_{cc2}$$

$$I_{ccT} = K_1A_1 + K_2A_2$$

Donde K_1 representa la radiación que llega a la celda a través del área oscura, color marrón (correspondiente al EVA con un grado de deterioro importante) y K_2 a través del área azulada (EVA con un daño menor). A_1 y A_2 son las áreas de distinta coloración.

Las constantes K_i dependerán del grado de degradación (y en consecuencia de su transmitancia espectral) que posea el material encapsulante del módulo en estudio.

Las áreas A_i de acuerdo a los resultados que se obtuvieron en las medidas pueden considerarse como: A_1 es un 73 % y A_2 un 27 % del área activa del módulo (Montero, Cadena, 2008).

$$I_{ccT} = 0,73K_1A + 0,27K_2A$$

Donde A es el área activa total del módulo.

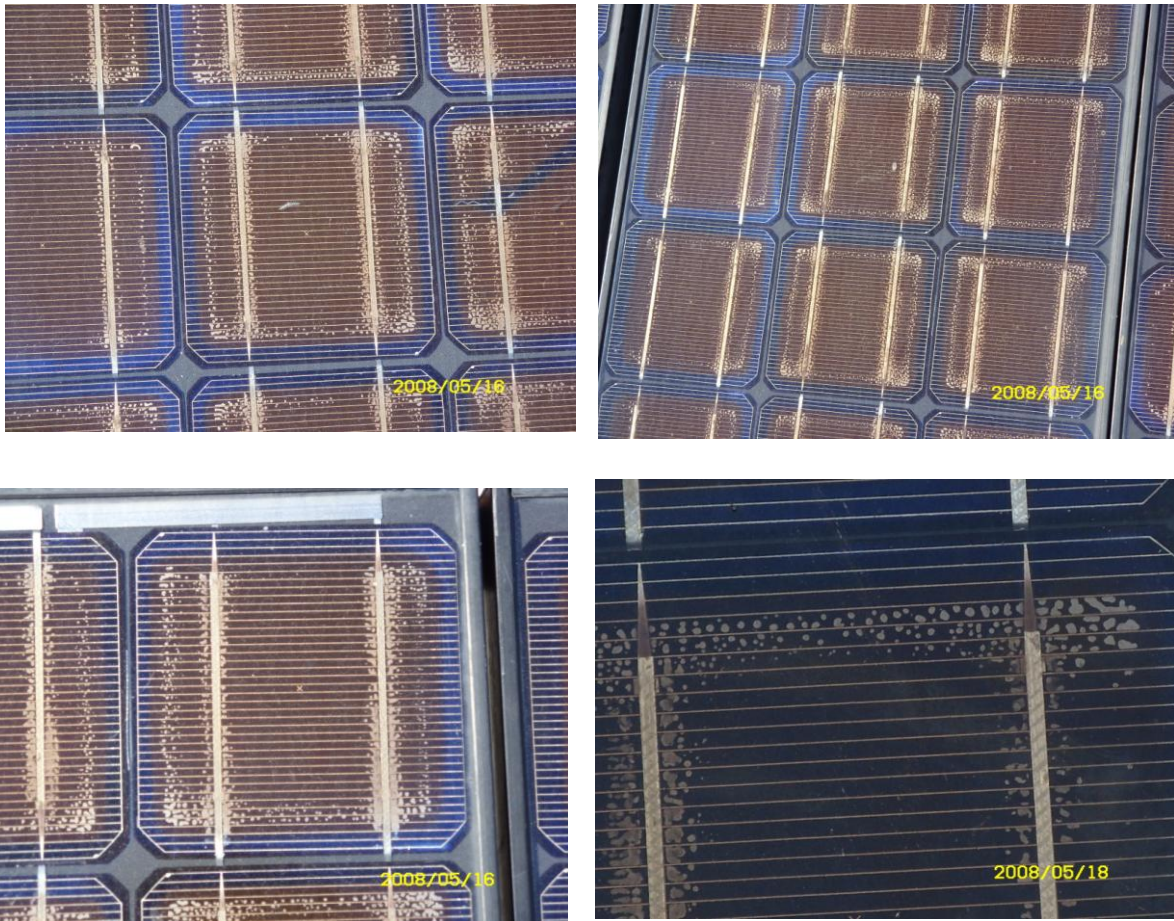


Figura 7. Fotografías de distintos módulos mostrando el deterioro del EVA

4.2 Degradación de los componentes eléctricos del circuito equivalente

El efecto de la resistencia paralelo, cuando es lo suficientemente pequeña, es el de reducir la tensión de circuito abierto y el factor de forma, sin casi afectar la corriente de cortocircuito. Por otro lado una alta resistencia serie reduce el factor de forma y la corriente de cortocircuito, sin afectar a la tensión de circuito abierto. En cortocircuito, aun cuando la tensión externa es cero, la unión se encuentra polarizada por una tensión de valor $I_{SC}R_S$, producida por la circulación de la corriente a través de R_S .

Esta polarización da lugar a una corriente de diodo que se opone a I_{SC} . El efecto sobre I_{SC} no es muy acusado en las celdas prácticas, en las que R_S se limita, mediante un diseño adecuado, a un valor suficientemente bajo. El efecto sobre la degradación del factor de forma, que puede ser muy importante y ser un factor determinante del bajo rendimiento del dispositivo, sobre todo en aquellas celdas que trabajan con altos niveles de corriente debido a la iluminación concentrada por medios ópticos.

Puede decirse que en una celda bien diseñada, el producto $I_{SC}R_S$ no debe ser mucho mayor que KT/e (unos 25 mV, a temperatura ambiente).

El incremento de la resistencia serie reduce la tensión de salida y el factor de forma lo cual hace que el rendimiento del módulo sea menor. Si la resistencia serie se incrementa 5 veces la potencia máxima y el factor de forma

se reducen alrededor de un 25% (E.E. van Dyk et al, 2004). Es evidente que una variación en la resistencia serie produce efectos negativos en el rendimiento del dispositivo.

Para evaluarla se pueden utilizar distintas metodologías. La norma argentina IRAM 210013 utiliza el método aproximado de Wolf y Rauschenbach utilizando dos curvas I-V para dos irradiancias distintas, cuyas magnitudes no necesitan ser conocidas, y a la misma temperatura. Este método generalmente da resultados buenos y es independiente de I_0 , m y R_p que son valores que normalmente no se poseen. La curva I-V en oscuridad también se puede utilizar para evaluar cualitativamente ésta (E.E. van Dyk et al, 2004).

El decrecimiento de la resistencia paralelo reduce la potencia y el factor de forma del módulo, una resistencia baja para el dispositivo tiene un fuerte impacto en su rendimiento para niveles de irradiancia reducidos (E.E. van Dyk et al, 2004). Para determinar la resistencia paralelo también se puede utilizar la curva característica I-V del módulo en oscuridad, es decir que se elimina de esta manera el término de la corriente fotogenerada de la ecuación. La tensión externa necesaria para poder entregar energía a la carga produce una polarización de la celda solar que da lugar a las corrientes habituales de un diodo de unión p-n, aun en ausencia de cualquier tipo de iluminación (módulo en oscuridad). Pero determinar la resistencia paralelo siguiendo estos procedimientos trae como consecuencia el tener que conocer y estimar algunos parámetros que no son sencillos de determinar (I_0 , m) y adoptar un valor para R_s o R_p y por iteraciones sucesivas ir ajustando este valor (E.E. van Dyk et al, 2004) (Priyanka, 2007).

Despreciar R_p en las actuales celdas de Si cristalino es equivalente a despreciar un componente de corriente interna que no supera el 1% del valor de I_{sc} en condiciones de operación estándar (Lorenzo, 2006). A pesar de lo expuesto si se desea aún calcular esta resistencia se lo puede llevar a cabo, partiendo de valores que no son muy complicados de determinar.

En lo referente a la evaluación de las características eléctricas se realizaron ensayos destinados a medir las curvas I-V bajo distintas condiciones de iluminación, tendientes a evaluar la resistencia serie y paralelo del circuito equivalente de cada módulo.

De la evaluación de las resistencias medidas de los módulos se pudo determinar la degradación que estas sufrieron. La resistencia serie se incremento en un 300% lo que se ve reflejado en una disminución en la potencia de 23% de la pérdida total de la misma.

En lo que se refiere a la resistencia paralelo ha disminuido un 20% siendo su influencia en la pérdida de potencia total del 7%.

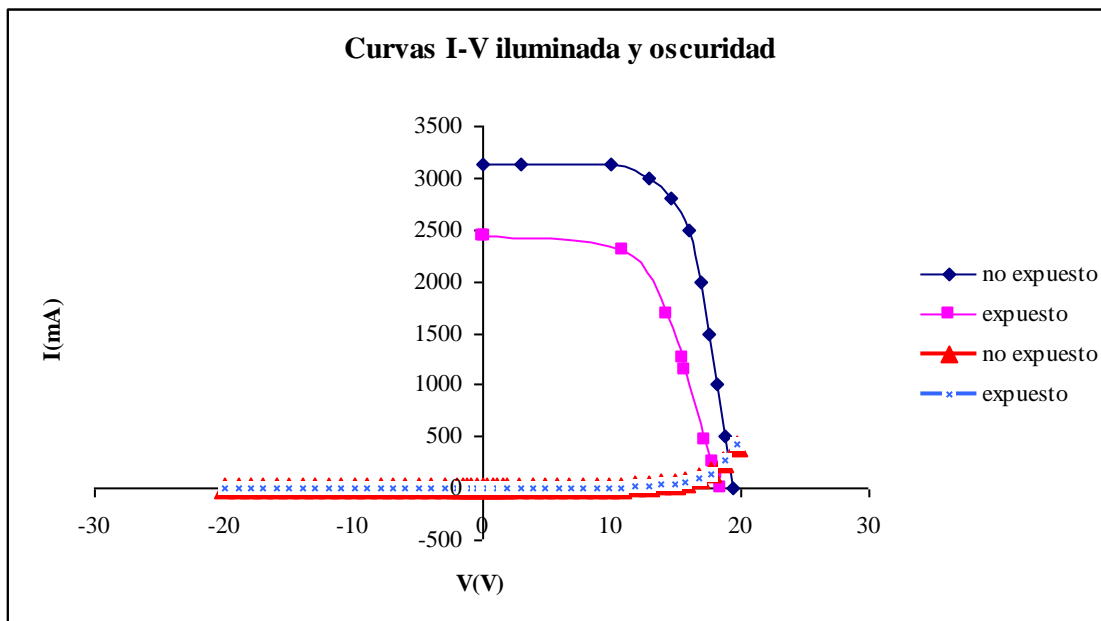


Figura 8. Curvas I-V iluminada y en oscuridad del módulo nuevo y expuesto

Resumiendo, el 100% de la pérdida de potencia de los módulos fotovoltaicos se encuentra compuesto principalmente por la degradación del material encapsulante, y es del orden de un 38% de la pérdida total, en segundo termino se tiene el aumento de la resistencia serie que se traduce en una pérdida del orden de un 20%, otros factores que no han sido estudiados representan del orden del 12% y por último se tiene que la disminución de la resistencia paralelo que es del orden del 7% de la pérdida total.

Un comentario aparte merece el 23% faltante, esto se debe a la no idealidad del diodo, lo que provoca el "codo" de la curva, que en realidad no es una pérdida de potencia del módulo expuesto. El factor de forma del módulo expuesto es un 17% menor que el del no expuesto.

5. Conclusiones

Del análisis realizado en los módulos que se han estudiado, 12 de distintas marcas, se desprende que el factor que mayor peso tiene en la pérdida de potencia de un módulo fotovoltaico es la degradación del material encapsulante debido a que sus propiedades se ven fuertemente afectadas por las radiaciones, especialmente la ultravioleta. Se puede destacar el hecho que en la actualidad la industria de los plásticos está tratando de desarrollar polímeros EVA que no cambien su coloración y propiedades frente a la prolongada exposición a la radiación, esto permitiría que la celda trabaje eficientemente dentro de las longitudes de onda en la cual se produce la conversión fotovoltaica, se trata básicamente de un tema costo – beneficio.

El segundo factor con mayor peso es el aumento de la resistencia serie y en menor orden se encuentra la pérdida por disminución de la resistencia paralelo, que en numerosa bibliografía consultada la consideran despreciable.

REFERENCIAS

- Duffie J. A. y Beckman W. A. (1991). Solar Engineering of Thermal Processes, 2ª edición, pp. 768-780. Wiley Interscience, New York.
- Ewa Radziemska (2005) “Dark I-U-T measurements of single crystalline silicon cells”. Energy Conversion & Management 46 (2005) 1485-1494
- Green M, “Solar Cells”, prentice Hall, Kensigton (1982), capítulo 5, pag. 95.98.
- Imamura M. S. y Brantzig “Dark I-V Characteristics and their Applications”, Proc 8th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Las Vegas, Nev, USA, august 1972.
- Imamura M.S., Helm P. y Palz W. “Photovoltaic System Technology” , Commission of the European Communities (1992), pp.86-92. Brussels and Luxenbourg.
- Kaminski A, Marchand J.J., Laugier A. (1998) “Non lineal dark I-V curves behavior of silicon solar cells”. Solar Energy Materials & Solar Cells 51(1998) 221-231.
- Lorenzo E. (2006) “Electricidad Solar Fotovoltaica” Vol. II “Radiación Solar y Dispositivos Fotovoltaicos”. Progenza, primera edición, diciembre, 2006.
- Montero, M. “Evaluación y análisis del comportamiento eléctrico de paneles fotovoltaicos expuestos a la intemperie por más de 10 años”, tesis de maestría, 2003.
- Montero, M y Cadena, C. “Pérdida de potencia en módulos fotovoltaicos por degradación de sus parámetros eléctricos”, AVERMA, pág. 439-445, Volumen 12, 2008
- Montero, María T; Cadena, Carlos “Como influye la degradación de la cubierta transparente en la perdida de potencia de módulos FV”, ERMA (Energías Renovables y Medio Ambiente), pág. 33-38, Volumen 14, 2004.
- Priyanka, Mohan Lal, S.N. Singh (2007) “A new method of determination of series and shunt resistances of silicon solar cells”. Solar Energy Materials & Solar Cells 91(2007) 137-142.
- Van Dyk E.E., Meyer E.L. (2004) “Analysis of the effect of parasitic resistance on the performance of photovoltaic modules”. Renewable Energy 29 (2004) 333-344.

ANALYSIS OF FACTORS INFLUENCING THE LOSS OF POWER MONOCRYSTALLINE SILICON PHOTOVOLTAIC MODULES

Abstract. *This paper presents the analysis of the power loss of a set of photovoltaic modules exposed for more than twelve years to solar radiation and environmental factors. This power loss is caused by various factors such as the loss of optical properties of the protective glass and the loss of transmittance of the encapsulant material (EVA), the increase of series resistance and the decrease in the parallel resistance as well as others not analyzed in this work. It will be obtained the percentage of the contribution of each of these in the total power loss.*

Key-words: Photovoltaic, Degradation, Resistance serie-parallel, EVA.