

L'Influence du Vieillissement et des Conditions Climatiques sur la Réponse Électrique d'un Module Photovoltaïque

Amina Ennemri*, Radia Doumane, Mourad Balistrou

Laboratoire Énergétique Mécanique et Ingénierie

Département de Génie mécanique, Faculté des Sciences de l'ingénieur. Université M'Hamed Bougara.
Avenue de l'Indépendance, 35000 Boumerdès, Algérie.

*auteur correspondant : ennemriamina@gamil.com

Résumé : Une longue exposition extérieure du module photovoltaïque cause de nombreuses dégradations empêchant le bon fonctionnement de ce dernier. La présente étude présente une simulation de la production électrique d'un module photovoltaïque en silicium pour pendant sa durée de vie estimée à 25 ans. Le circuit électrique équivalent à une diode est utilisé avec des paramètres électriques et optiques dépendant du temps. Les lois d'évolution de ces paramètres sont établis à partir des résultats obtenus avec des tests accélérés de la chaleur humide 85°C/85%. En introduisant les données météorologiques dans le model ; la production électrique d'un module photovoltaïque+ en silicium monocristallin a est simulée pour le site de Biskra et de Toulouse

Mots Clés : Module Photovoltaïque ; Vieillissement ; Puissance électrique ; Modélisation.

Nomenclature

a facteur d'idéalité de la diode

G_0 éclairement global incident, $W.m^{-2}$

G éclairement global effectif, $W.m^{-2}$

I courant électrique, A

I^0 courant de saturation, A

I_{pv} photocourant, A

K_I coefficient courant /température, $A.K^{-1}$

K_V coefficient tension/température, $V.K^{-1}$

P puissance électrique, W

t temps, années

T température de jonction, K

V tension électrique

Symboles grecs

τ transmissivité

Indices

cc court-circuit

co circuit ouvert

Ns nombre de cellules en série

Constantes

$k = 1,38 \times 10^{-23} J.K^{-1}$ constante Boltzmann

$q = 1,6 \times 10^{-19} C$ charge d'un électron

1. Introduction

Actuellement, l'énergie photovoltaïque occupe une place importante dans le marché des énergies renouvelables. Optimisation et la maintenance d'un système photovoltaïque sont nécessaires pour son efficacité, donc il est important de comprendre ses différentes dégradations et leurs causes.

D'après la littérature, la dégradation est le déclin progressif des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut affecter sa capacité à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est provoquée par les conditions de fonctionnement (température, humidité, irradiance solaire, vent, neige...etc.). Les dégradations les plus dominantes (décoloration, délamination, bulles, corrosion, hot spots et fissuration...) [1] affectent les propriétés optiques des matériaux d'encapsulation et changent les propriétés mécaniques et électriques des modules.

Les fabricants garantissent une durée de vie estimée de 20 à 25 ans pour modules photovoltaïques et considèrent une dégradation lorsque la puissance atteint un niveau inférieur à 80% de sa puissance initial [2].

Dans ce papier, nous avons proposé une approche pour simuler l'évolution de la production électrique d'un module photovoltaïque pendant sa durée de vie. Des résultats ont été obtenus pour un climat sec et humide en se basant sur l'influence du vieillissement sur la production d'un module photovoltaïque en silicium.

2. Les essais de vieillissement

2.1. Essai de chaleur humide

D'après les normes internationales IEC 61215 pour l'essai de la chaleur humide le module est exposé pour qualifier à l'usage dans les environnements en plein air par détermination de l'aptitude à supporter les effets de la pénétration de l'humidité à long terme à une température de $85^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$; une humidité relative (RH) de $85\% \pm 5\%$ et une durée d'essai de 1000 heures [3].

2.2. Test de fatigue fortement accéléré

En raison de la durée très longue de l'essai DH, l'essai de fatigue fortement accéléré a été développé (HAST: Highly Accelerated Stress Test) [4]. La température et l'humidité sont augmentées afin d'accélérer encore plus les phénomènes de vieillissement. Cette augmentation est faite avec une régulation de pression qui permet de maintenir l'eau en dessous de son point d'ébullition. Le facteur d'accélération est de l'ordre de 10 par rapport à la méthode DH.

Températures et pressions de l'essai :

- 110°C -0,12 MPa ; 120°C -0,17 MPa ; 130°C -0,23 MPa $\pm 2^{\circ}\text{C}$;
- Humidité relative : $85\% \pm 5\%$;
- Durée d'essai : 100 h.

3. Modélisation

3.1. Circuit électrique équivalent

Une cellule solaire est représentée habituellement par un circuit équivalent composé d'une source de courant idéal (I_{pv}), une diode, une résistance shunt/parallèle (R_p) et une résistance série (R_s) Fig. 1.

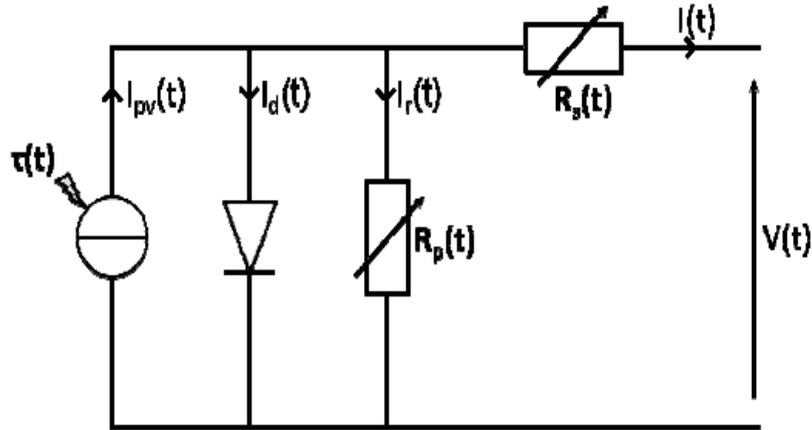


Figure 1 : Circuit électrique équivalent

Les caractéristiques des composants du circuit équivalent à une diode suivent des lois temporellement dépendantes qui permettent de reproduire les effets du vieillissement. L'intensité I et la tension V évoluent donc avec le temps :

$$I(t) = I_{pv}(t) - I_0 \left[\exp\left(\frac{V(t) + R_s(t) \cdot I(t)}{V_t \cdot a}\right) - 1 \right] - \frac{V(t) + R_s(t) \cdot I(t)}{R_p(t)} \quad (1)$$

Où $V_t = N_s \cdot k \cdot T / q$ est le potentiel thermique. Le photocourant I_{pv} et le courant de saturation I_0 sont également dépendants de la température [5] :

$$I_{pv}(t) = (I_{pv,n} + K_I \cdot \Delta T) \frac{G(t)}{G_n} \quad (2)$$

$$I_0 = \frac{I_{sc,n} + K_I \cdot \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{oc,n} + K_V \cdot \Delta T}{a \cdot V_t}\right) - 1} \quad (3)$$

$$G(t) = \tau(t) \cdot G_0 \quad (4)$$

Où $\Delta T = T(t) - T_n$, $T_n = 25^\circ\text{C}$ et $G_n = 1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. $G(t)$ est le flux radiatif effectif sur la cellule PV, G_0 le flux radiatif incident sur le verre et τ est la transmissivité du verre et du matériau d'encapsulation

3.2. Lois de vieillissement

L'augmentation de la résistance en série R_s , la diminution de celle en parallèle R_p et de la transmissivité τ ont été remarquées après le test en chaleur humide $85^\circ\text{C}/85\% \text{ Rh}$ pour un échantillon constitué d'une cellule en silicium monocristallin encapsulée avec de l'EVA (éthylène-acétate de vinyle) et du verre [4].

Des évolutions en pourcentage de la valeur initiale avec des relevés pour toutes les 500 h (équivalent à 10ans) ont été obtenues. La figure 2 représente des courbes obtenues à partir des relevés expérimentaux. Elles correspondent aux lois de vieillissement qui sont introduites comme étant des paramètres du circuit électrique de la figure 2.

On remarque une diminution de La transmissivité de 88% à 78% en 25 ans équivalents (figure 2.a), et une augmentation de la résistance série de 0,53 Ω à 0,56 Ω (figure 2.c). Les données expérimentaux de la résistance parallèle (figure 2.d) n'ont pas été fournis et ils ont été déduits en connaissant les valeurs de la puissance maximale (figure 2.b) et celles de la résistance série (figure 2.c).on obtient une diminution de la résistance parallèle de 185,2 Ω à 138 Ω en 25 années équivalentes.

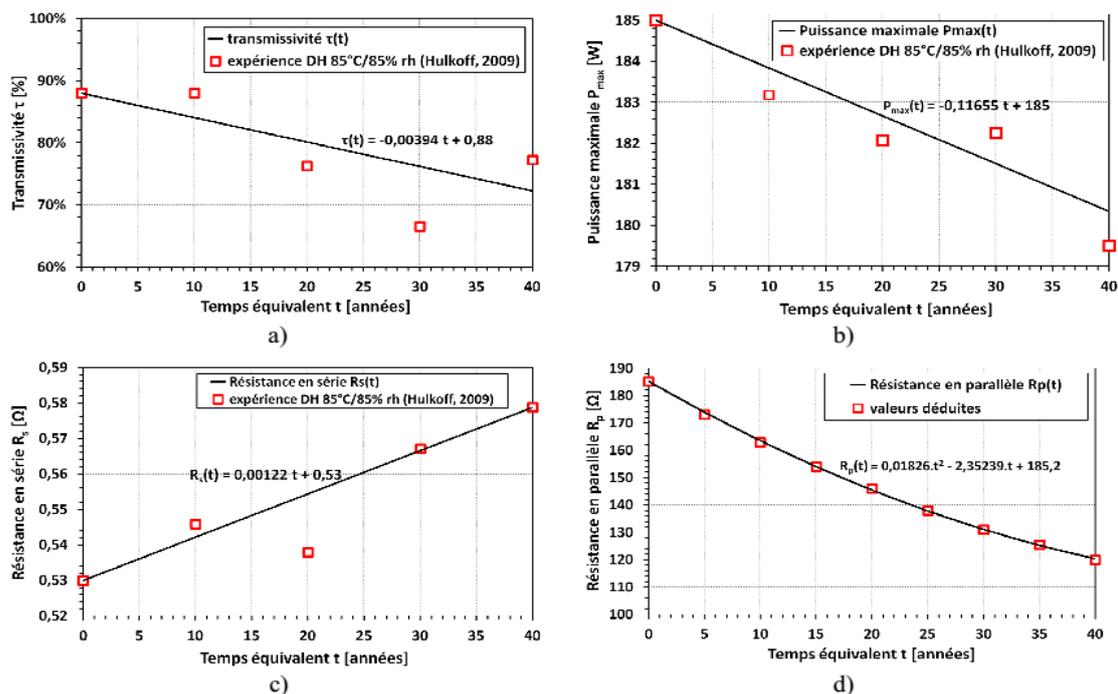


Figure 2 : Lois de vieillissement pour la :a) Transmissivité ; b) Puissance maximale ; c) Résistance série ; d) Résistance parallèle

4. Application

Les lois d'évolutions relevées ont été appliquées pour un module de type Sharp NTS5E3E de 72 cellules en silicium monocristallin, les cellules sont mises en série .les données fournies par le fabricant [12] sont: la tension en circuit ouvert V_{co} est 44,9 V ,l'intensité du courant à court-circuit I_{cc} est 5,60 A et la puissance maximale P_{max} est de 185 W. Les résistances série R_s et parallèle R_p sont respectivement 0,53 Ω et 185,2 Ω (avec $a = 1,1$).

5. Résultats et discussion

La modélisation du circuit électrique et la résolution de l'équation (1) ont été réalisées sous l'environnement SimPowerSystems du logiciel Matlab/Simulink.

5.1. Dégradation des performances électriques en fonction du vieillissement

L'influence de la dégradation de chacune des grandeurs physiques du modèle, à savoir l'augmentation de la résistance série, la diminution de la résistance shunt et celle de la transmissivité, est appréciée sur une durée de 20 ans correspondant à une durée de vie estimée des

modules photovoltaïques. Les résultats suivants sont obtenus pour des conditions STC (éclairage incident de 1000 W.m^{-2} et température de cellule de 25°C) :

- La diminution de la transmissivité conduit à une dégradation de la puissance maximale fournie de l'ordre de 19 %.
- L'augmentation de la résistance provoque une diminution de la tension, donc de la puissance d'un taux de 0,65%.
- La diminution de la résistance shunt et du courant, fait chuter la puissance maximale d'environ 1,9%.
- La dégradation de la puissance avec le temps en fonction des deux résistances n'est pas assez importante avec environ 2,6% seulement pendant la durée de vie. Rappelons que ces résistances reproduisent l'altération des propriétés électriques au niveau du silicium et des électrodes.

La dégradation globale en fonction des propriétés électriques est estimée ici à 21% pour les 20 ans de fonctionnement. Les résultats sont présentés dans la suivante figure :

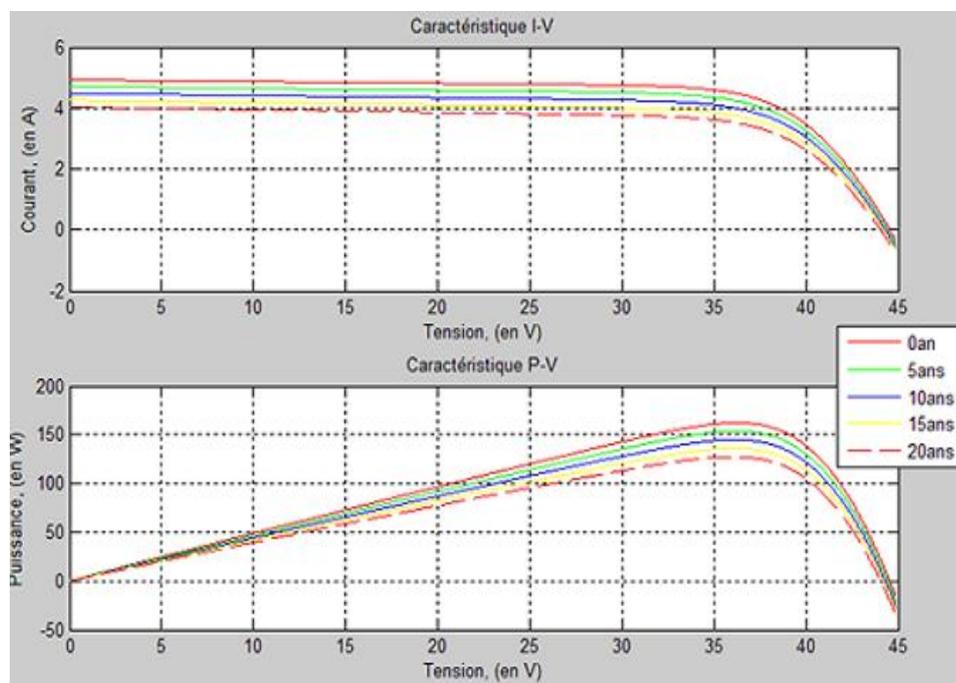


Figure3 : Les courbes I-V et P-V du modèle global pendant la durée de vie du module.

Pour quantifier et montrer la baisse de puissance, nous proposons de déterminer le rendement pour chaque caractéristique. L'expression du rendement est donnée par :

$$\eta = \frac{P_{ppm}}{\text{éclairage} \times S} \quad (5)$$

P_{ppm} : puissance maximum ;

S : la surface du module.

L'évolution du rendement du module pendant toute sa durée de vie en fonction de la transmissivité, des résistances série et parallèle ainsi que la dégradation globale est indiquée dans la figure 4.

Pendant la durée de vie du module estimé à 20 ans, le rendement subit une dégradation de 2,7% en raison des altérations qui touchent les différentes parties constitutives du module.

On trouve une dégradation significative du rendement en fonction de la transmissivité environ 2,3%. Une diminution relativement faible, de l'ordre de 0,4%, est donnée pour les deux résistances, série et shunt .

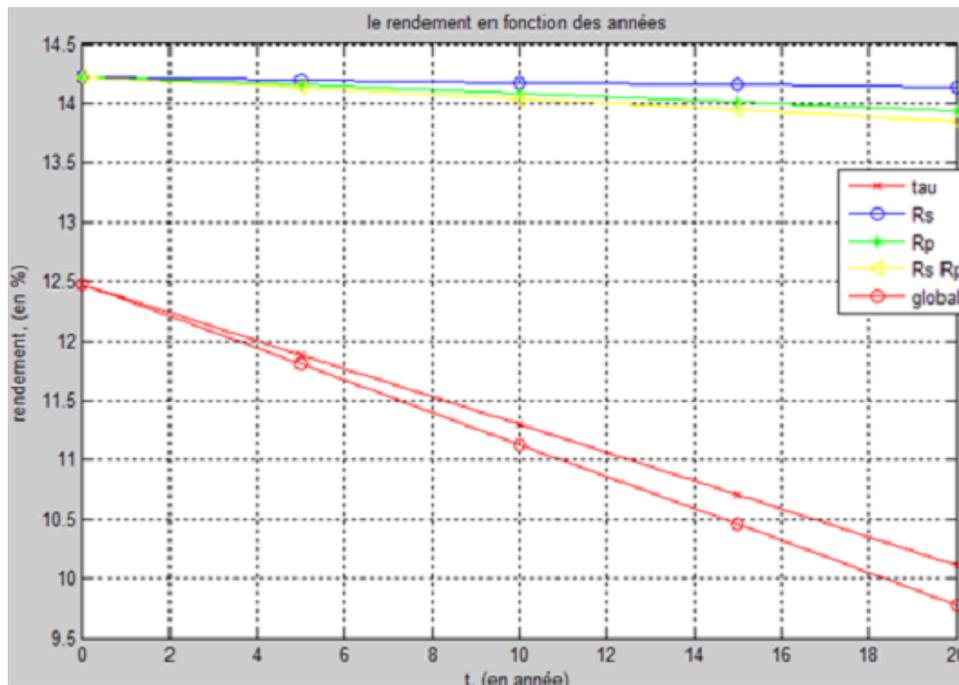


Figure 4 : Dégradation du rendement du module photovoltaïque pendant 20 ans en fonction de : la transmissivité, des résistances série et parallèle et la dégradation globale

5.2. Dégradation de la production électrique avec le vieillissement en fonction du site d'implantation du module et les conditions climatiques

La production électrique a été simulée avec ce modèle pour deux villes Toulouse et Biskra. Les simulations sont menées pour le cas d'une journée ensoleillée et chaude (20 juillet). L'éclairement global incident G_0 a été calculé pour une exposition Sud et une inclinaison de 30° en introduisant les données météorologiques dans un programme implémenté avec les relations empiriques permettant de calculer l'éclairement global incident sur un plan [6]. En supposant que les mêmes conditions météorologiques du 20 juillet se reproduisent chaque 5 ans pendant 20 ans.

L'effet du vieillissement n'est pas le même pour les deux sites. En effet, l'abaissement des courbes de production électrique est plus important pour la ville de Toulouse .

Le taux de dégradation de la puissance est de 33% pour la ville de Toulouse alors qu'il est de 23% pour la ville de Biskra au bout des 20 ans de de fonctionnement. L'augmentation de la résistance série et diminution de celle en parallèle engendre des pertes électriques plus importantes quand l'intensité est réduite.

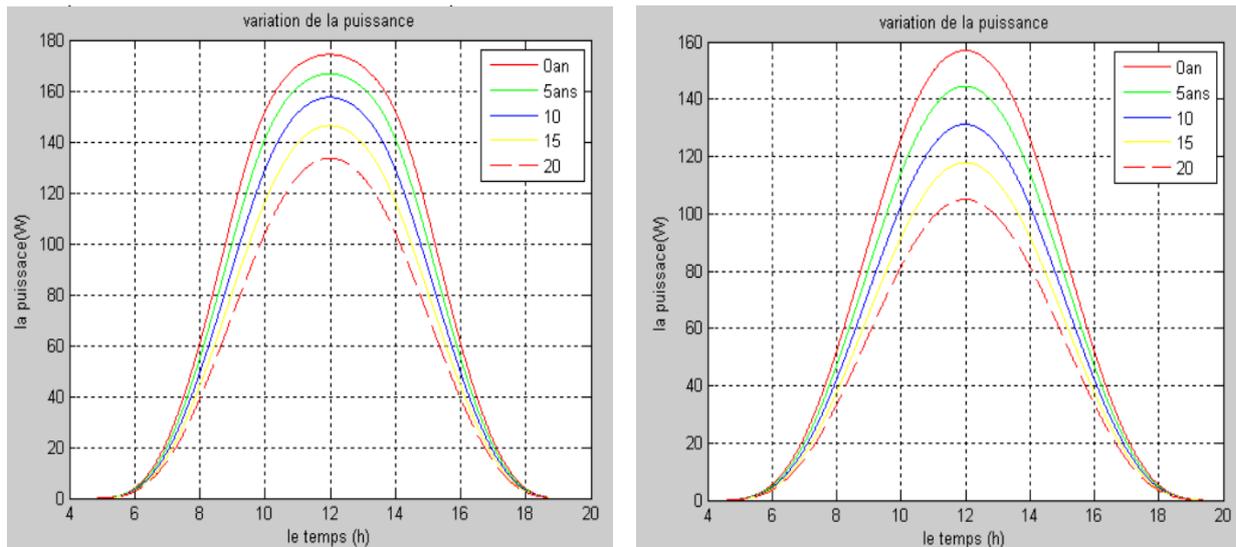


Figure 5 : Production électrique simulée du module dans les deux villes pendant leur durée de vie (Toulouse et Biskra).

6. Conclusion

L'approche de modélisation a permis de simuler la baisse de performance d'un module photovoltaïque suivant sa durée de vie. Le circuit électrique équivalent possède des caractéristiques dépendantes du temps qui peuvent être obtenues par des mesures avec des tests accélérés.

Dans ce cas, un module photovoltaïque avec des cellules en silicium monocristallin modélisé avec un circuit à une diode dont les lois de vieillissement ont été déterminées à partir des résultats d'un essai en chaleur humide 85°/85% rh. Les effets du vieillissement sur la production pendant une journée ont été appréciés pour deux villes. Ainsi, ils sont plus importants pour la ville de Toulouse.

Cette méthode permet d'évaluer le comportement électrique des modules photovoltaïques pour une projection sur 25 ans suivant le vieillissement sous différents climats (chaud, aride, froid...) en justifiant au préalable les équivalences. Elle donne la possibilité de tracer les caractéristiques I-V et P-V, d'étudier la sensibilité des composants du circuit, d'optimiser une installation photovoltaïque ou d'évaluer la rentabilité d'un investissement.

Références

1. AbabacarNdiaye, Abdérafi Charki, AbdessamadKobi, Cheikh M.F. Kébé, Pape A. Ndiaye, Vincent Sambou. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. *Solar Energy* 96 (2013) 140–151
2. E.D. Dunlop, D. Halton. *Research and Application* 14 (2006) 53–64.
3. Norme internationale, CEI 61215, (2005), Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre - qualification de la conception homologation, deuxième édition.
4. T. Hukloff, (2009), Usage of Highly Accelerated Stress Test (HAST) in Solar Module Ageing Procedures, Master of Science Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden.
5. M.G. Villalva, J.R., Gazoli, E. Ruppert F., Modelling and circuit-based simulation of photovoltaic array, *Brazilian Journal of Power Electronics*, Volume 14(1), Pages 35–45, 2009.
6. P.H. Communay, Héliothermique, Le gisement solaire, Méthodes et calculs, Groupe de Recherche et d'Édition, Toulouse, 2002.