



Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables
The 2nd International Seminar on New and Renewable
Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa - Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



Performances et Dégradation des Modules PV en milieu saharien

Sadok M.^{#1}, B.Benyoucef^{#2}, A.Mehdaoui^{#3}

[#]Unité de Recherche en Énergies Renouvelables en Milieu Saharien
Route de Reggane, B.P 478 – Adrar- Algérie

¹sadokmohammed@hotmail.com

³mehdaoui_ahmed@yahoo.fr

^{*}Université Aboubakr Belkaïd
B.P 119, Tlemcen - Algérie

²b_benyoucef@mail.univ-tlemcen.dz

Résumé- Dans cet article, on va présenter quelques résultats obtenus lors de l'analyse des caractéristiques I-V de quelques modules photovoltaïques testés dans les conditions réelles du milieu saharien (région d'Adrar). Les tests expérimentaux ont touché une trentaine de modules photovoltaïques de type UDTS-50. Les paramètres de l'équation qui gouverne ces caractéristiques ont été déterminés par la méthode du lissage graphique. Les caractéristiques théoriques, ainsi obtenues, ont été translatées pour les conditions de test standards. Ces caractéristiques STC nous ont permis d'effectuer une estimation des performances des modules testés pour les mêmes conditions de références. Les analyses des caractéristiques de ces modules ainsi que des valeurs de leurs facteurs de dégradation ont montré une nette réduction de leurs performances, notamment, les puissances maximales et les facteurs de forme. En moyenne, ces modules ont montré une dégradation estimée à 19% environ et cela par rapport à un module de référence de même type. En revenant aux seuils des taux de dégradation cités dans certains travaux et en considérant quelques facteurs (températures élevées, erreurs du lissage, erreurs instrumentales,...), nous pouvons considérer que le taux moyen estimé pour la dégradation des modules est acceptable.

Mots clés- module PV, paramètres, performances, modèle à une seule diode, conditions standards, dégradation

I. INTRODUCTION

Le caractère limité des réserves des combustibles fossiles et nucléaires, permet de présager aux énergies renouvelables un rôle important dans l'approvisionnement énergétique mondial. Parmi les nouvelles sources potentielles d'énergie, la conversion photovoltaïque est extrêmement prometteuse. En effet, les cellules solaires peuvent fournir de l'énergie aux systèmes dont les niveaux de puissance s'étalent des milliwatts aux mégawatts. Ils sont fiables, statiques et ne nécessitent pas de maintenance [1].

Partout dans le monde, une utilisation croissante de l'énergie photovoltaïque est devenue une nécessité impérieuse. En effet, la puissance globale installée des

systèmes photovoltaïques a augmenté de moins de 1GW en 2003 à plus de 7,2 GW in 2009 [2,3].

Ce fort taux de croissance a conduit vers une augmentation des projets sur des aspects variés du photovoltaïque: du développement de nouvelles cellules à l'analyse des performances, le dimensionnement, l'estimations des performances et l'optimisation de l'énergie des systèmes photovoltaïques [2].

Cependant, l'utilisation de la conversion photovoltaïque, à grande échelle, est tributaire de certains facteurs technico-économiques liés aux éléments de la chaîne photovoltaïque, entre autres, le générateur photovoltaïque. Ce dernier est, en effet, le principal élément de tout système. Il est, d'une part, l'élément le plus cher et d'autre part, les performances de tout système photovoltaïque en dépendent. Par conséquent, il doit être vu de plus près dans l'analyse du fonctionnement d'un système photovoltaïque [4,5].

Dans ce travail, on se propose de présenter quelques résultats obtenus lors de l'analyse des caractéristiques I-V de quelques modules photovoltaïques testés dans les conditions réelles du milieu saharien (région d'Adrar). Les tests expérimentaux ont touché une trentaine de modules photovoltaïques de type UDTS-50. Les paramètres de l'équation qui gouverne ces caractéristiques ont été déterminés par la méthode du lissage graphique. Les caractéristiques théoriques, ainsi obtenues, ont été translatées pour les conditions de test standards. Ces caractéristiques STC ont permis d'effectuer une estimation des performances des modules testés pour les mêmes conditions de références. Les analyses des caractéristiques de ces modules ainsi que des valeurs de leurs facteurs de dégradation ont montré une nette réduction de leurs performances, notamment, les puissances maximales et les facteurs de forme. En moyenne, ces modules ont montré une dégradation estimée à 19% environ et cela par rapport à un module de référence de même type. En revenant aux seuils des taux de dégradation cités dans certains travaux et en considérant quelques facteurs (températures élevées,



erreurs du lissage, erreurs instrumentales,...), nous pouvons considérer que le taux moyen estimé pour la dégradation des modules est acceptable.

II. MODELE A UNE SEULE DIODE

La littérature cite plusieurs modèles mathématiques qui décrivent le fonctionnement des modules photovoltaïques. On rencontre, alors, des modèles simples et d'autres plus complexes. L'équation à deux diodes avec deux courants de saturation décrit la diffusion et la recombinaison dans le matériau et dans la zone de charge d'espace. Pour simplifier, le modèle à deux diodes peut être réduit au modèle empirique à une seule diode. Dans ce cas, alors, on considère le circuit électrique équivalent à une seule diode (une seule exponentielle) décrit par l'équation suivante [2,6,7,8,9].

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{q(V+I.R_s)/kT} - 1 \right) - \frac{V}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 1})$$

avec

- I_{ph} : photocourant (A),
- I_0 : courant de saturation de la diode (A),
- q : charge de l'électron,
- R_s : résistance série,
- R_{sh} : résistance parallèle,
- k : constante de Boltzman
- T : température de la jonction (K)
- A : facteur d'idéalité (qualité),

I et V sont respectivement le courant délivré et la tension aux bornes du module.

III. EXPERIMENTATION

Le relevé de la caractéristique courant-tension du module photovoltaïque est basé sur le schéma de principe de la figure 1. Une connexion par quatre points au module à tester permet de mesurer la tension à ses bornes tout en évitant la chute de tension due au câblage de la boucle de courant. Les modules à tester sont du type UDTS-50. Pour la charge variable, on a utilisé une charge électronique de type capacitive. Un oscilloscope à mémoire capte le signal I-V mesuré [5,6].

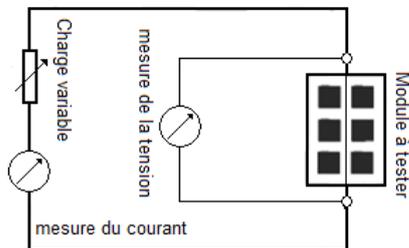


Fig.1 Schéma de principe du banc expérimental

Au moment des tests, les valeurs de l'éclairement solaire et de la température ambiante sont mesurées respectivement par

un pyranomètre Kipp & Zonen type CM11 et un thermomètre digital [4].

Les tests de caractérisation ont été effectués à Adrar au sud algérien. Cette localité possède une importance particulière tant pour les chercheurs que pour les utilisateurs car elle est souvent exposée à des niveaux très élevés de l'éclairement solaire. En effet, la moyenne annuelle de l'irradiation globale journalière mesurée sur plan incliné dépasse la valeur de 7kWh/m² [6].

IV. DETERMINATION DES PARAMETRES DES MODULES

Les paramètres des modules ont été déterminés en utilisant une méthode numérique basée sur la technique du lissage graphique des caractéristiques I-V. Cette méthode, validée par des données expérimentales, a permis de déterminer les paramètres des modules testés avec une amélioration de la précision [4,5,6] (fig.2a à fig.2d). Les résultats du lissage des caractéristiques expérimentales des modules photovoltaïques testés sont détaillés dans la référence [6]. Les caractéristiques théoriques, ainsi, obtenues seront utilisées pour les prochaines analyses [6].

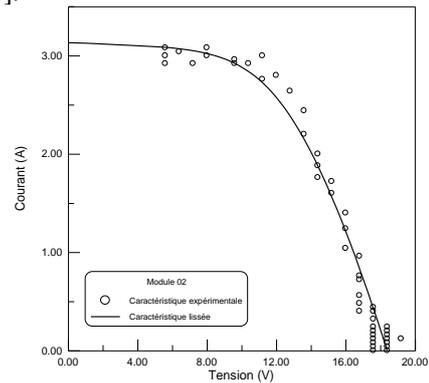


Fig.2a Lissage de la caractéristique I-V expérimentale

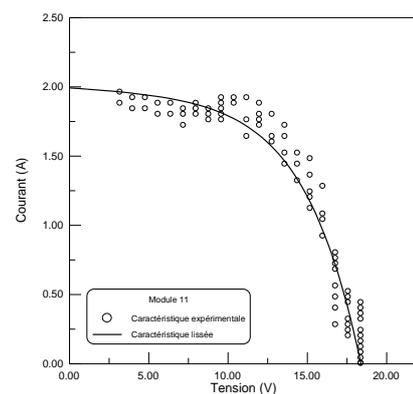


Fig.2b Lissage de la caractéristique I-V expérimentale

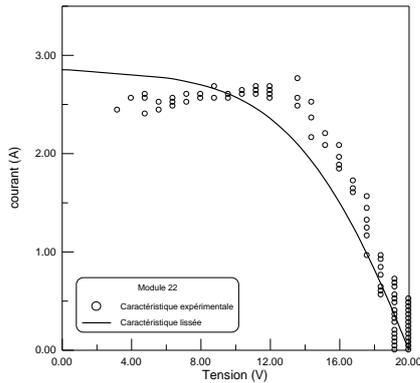


Fig.2c Lissage de la caractéristique I-V expérimentale

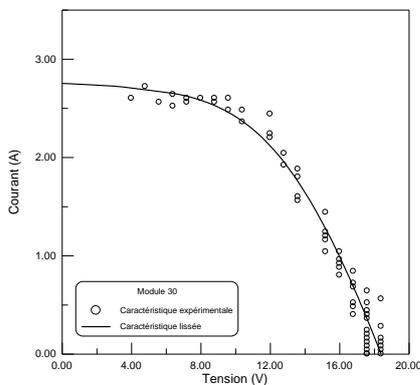


Fig.2d Lissage de la caractéristique I-V expérimentale

V. PERFORMANCES DES MODULES

Quand on parle de performances d'un module photovoltaïque, le paramètre le plus important est le point de puissance maximale. Malheureusement, la détermination de la puissance maximale est compliquée parce qu'elle est fonction de l'irradiation totale et spectrale incidente (qui varie continuellement à cause de l'effet de l'atmosphère terrestre), de l'uniformité spatiale et temporelle de l'irradiation et de la température du module. Un autre paramètre important est le rendement de conversion de puissance η défini comme étant la puissance délivrée divisée par la puissance d'entrée. Il est proportionnel à la puissance maximale et inversement proportionnel aux grandeurs radiométriques (l'irradiation totale incidente) et physiques (l'aire du module). Une détermination précise des performances photovoltaïques nécessite la connaissance des problèmes potentiels de mesure et les manières avec lesquelles ils sont influencés par le dispositif à tester [6,8].

En pratique, les relevés des courbes I-V des modules se font pour des conditions réelles de fonctionnement qui peuvent varier fortement. Ceci a conduit au concept des conditions de test standards sous lesquelles, les mesures des performances des modules photovoltaïques doivent être

effectuées ou corrigées. Trois paramètres fixent les conditions de test standards, à savoir la température, l'irradiation totale et la distribution spectrale. En effet, la température cellule doit être fixée à 25°C et l'irradiation globale doit être égale à 1000 W/m² à un spectre AM1.5. L'utilisation des conditions de test standards (par abréviation STC) permet de faire des comparaisons entre les performances des modules. En général, les constructeurs des modules fournissent les valeurs des points représentatifs de la caractéristique courant-tension du module (court-circuit, circuit ouvert et point de puissance maximale) pour les conditions STC [7,8].

Les valeurs du courant et de la tension sont calculées en utilisant les équations suivantes [7,10,11]:

$$I_{STC} = I_{mes} \left(\frac{H_{STC}}{H_{mes}} \right) + \alpha (T_{c,mod} - T_{ST}) \quad (\text{Eq.2})$$

$$V_{STC} = V_{mes} - \beta (T_{STC} - T_c) - R_s (I_{STC} - I_{mes}) + V_t \ln \left(\frac{H_{STC}}{H_{mes}} \right) \quad (\text{Eq.3})$$

avec :

I_{STC} : courant du module aux conditions standards (A),

V_{STC} : tension du module aux conditions standards (V),

I_{mes} : courant mesuré du module (A),

V_{mes} : tension mesurée du module (V),

H_{STC} : éclairement de référence (1000 W/m²),

H_{mes} : éclairement incident mesuré (W/m²),

T_{STC} : température de référence du module (25°C),

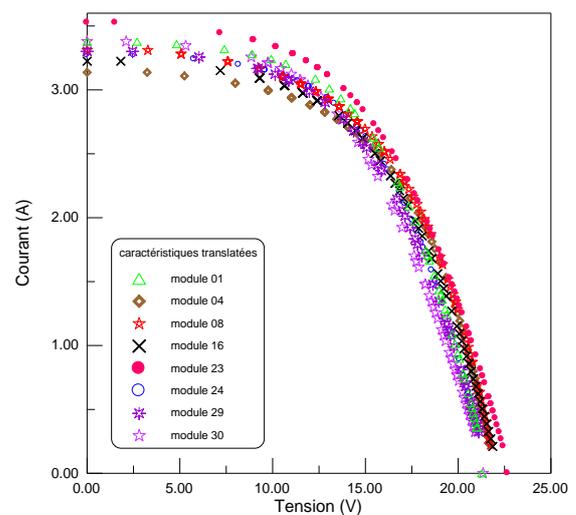
$T_{c,mod}$: température de fonctionnement du module (°C), α : coefficient de température pour le courant (A/°C),

β : coefficient de température pour la tension (V/°C),

R_s : résistance série du module,

V_t : tension thermique du module.

L'application des équations de translation aux conditions standards pour le cas des modules photovoltaïques testés a permis d'aboutir à de nouvelles courbes (fig. 3) [5,6].





Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

The 2nd International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Gharđaia – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



Fig.3 Caractéristiques électriques translâtées des modules PV

L'examen des courbes de la figure 3 montre que les caractéristiques des différents modules sont relativement près l'une de l'autre. Ceci peut être considéré comme logique car les modules sont du même type. Toutefois, les écarts constatés peuvent être attribués à différents facteurs, entre autres [4]:

- sources d'erreurs dues à l'expérimentation,
- disparités entre les valeurs des coefficients α et β ,
- modèle de la température du module.

L'analyse des caractéristiques I-V, translâtées aux conditions de test standards, a permis de faire une estimation des puissances maximales, des facteurs de forme ainsi que des rendements (tableau I).

TABLE I
PERFORMANCES DE QUELQUES MODULES PV

Module	$P_{max,STC}$ (W)	FF_{STC} (%)	η (%)
02	40,98	56,77	9,55
04	38,99	56,29	9,09
08	40,45	55,05	9,43
09	39,80	54,88	9,28
12	40,31	54,61	9,40
16	38,86	53,98	9,06
24	40,10	57,74	9,35
27	34,49	47,05	8,04
30	38,21	52,80	8,91
31	31,76	46,39	7,40

Les valeurs présentées au tableau 1 montrent une nette réduction des performances des modules PV par rapport à celles d'un module UDTS-50 testé en laboratoire. Le rendement a diminué en dessous de 10%. Ceci laisse à penser que ces modules ont, fort probablement, subi un phénomène de dégradation [6].

VI. DEGRADATION DES MODULES PV

La durée de vie d'un module photovoltaïque est considérée comme l'un de ses principaux avantages souhaitables. Elle est un des quatre facteurs qui définissent le coût de l'électricité solaire (la sécurité, le coût économique, la fiabilité et l'esthétique) [12,13]. C'est pour cette raison que la durée de vie est devenue un paramètre clé qui définit les garanties offertes par les constructeurs des modules photovoltaïques [14,15,16,17].

Durant les périodes d'exposition, un module photovoltaïque peut subir une dégradation qui se manifeste par un changement des valeurs de ses paramètres et ses performances. L'étude de l'évolution des performances des modules photovoltaïques nécessite la connaissance préalable de leurs caractéristiques expérimentales initiales ainsi que celles fournies par le fabricant [7].

À défaut des caractéristiques initiales des modules testés, on a proposé d'utiliser comme référence un autre module de même type (UDTS-50). Ce dernier n'a pas subi de dégradation notable [6].

Les points I-V de la caractéristique expérimentale de ce module ont été utilisés pour l'extraction de ses paramètres. L'erreur du lissage a été estimée, alors, à 0,38% [6]. La caractéristique I-V, translâtée aux conditions standards, est représentée par la figure 4.

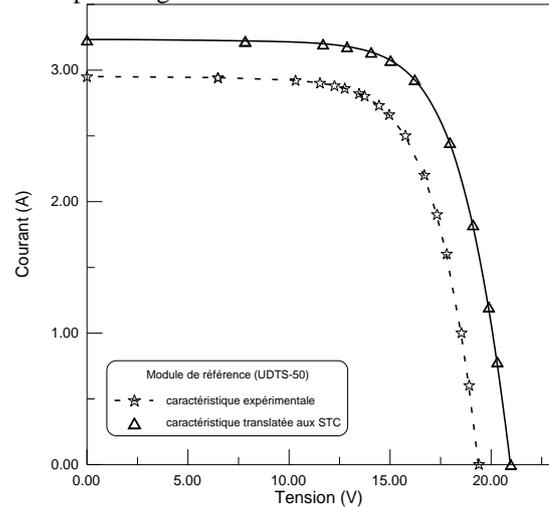


Fig. 4 Caractéristique expérimentale et translâtée du module de référence

A. Facteur de Dégradation

Une fois avoir déterminé les paramètres et les performances du module de référence ainsi que des autres modules, on a commencé à effectuer une comparaison en vue de faire une étude sur une éventuelle dégradation. Pour cela, on a défini un facteur de dégradation estimé pour chaque paramètre du module (puissance maximale, résistances parasites, rendement, facteur de forme, ...). Ce facteur de dégradation a été utilisé afin d'estimer, pour chacun des paramètres susdits, le taux de changement de sa valeur par rapport à la valeur initiale [4].

Les analyses des valeurs des taux de dégradation ont montré des variations importantes des résistances série et parallèle conduisant à une dégradation des facteurs de forme. Par ailleurs, on a constaté des déplacements des points de puissance maximale loin du coude de la caractéristique du module de référence. En moyenne, les calculs ont révélé que le rendement et le facteur de forme ont perdu, respectivement, 19% et 25% de leurs valeurs initiales. Il faut noter que l'augmentation de la résistance série et la diminution de la résistance parallèle ont contribué, de façon principale, à une telle dégradation des performances des modules. [6].



Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

The 2nd International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



B. Facteurs de dégradation dans la littérature

Dans la littérature, on peut rencontrer différents taux de dégradation qui ont été constatés dans différentes conditions du fonctionnement des modules photovoltaïques. Ces taux diffèrent selon que les modules sont connectés ou non à une charge. En effet, il a été vérifié que des modules, initialement connectés à une charge, ont montré une dégradation moyenne qui est, approximativement, le double qu'en circuit ouvert [18].

En moyenne, pour une période d'environ 10 années d'exposition, le facteur de dégradation de 19% de la puissance maximale semble loin de la limite reportée par quelques références bibliographiques. En effet, après des investigations sur la dégradation individuelle des modules, des auteurs ont constaté, après cinq ans d'exposition, une réduction de la puissance maximale estimée à 4,8% de la valeur initiale. D'autres références ont montré qu'après 11 années d'exposition, plusieurs modules ont perdu, en moyenne, 14,1% de leur puissance maximale [19,20]. Cependant, des études menées ont fait conclure que ce taux peut augmenter sous l'effet des fortes températures ambiantes puisque des modules, soumis à des températures de fonctionnement élevées, montrèrent une dégradation plus rapide [21]. Dans le site d'Adrar, la température ambiante atteint des seuils extrêmes, surtout en été où l'on enregistre des valeurs qui dépassent 50°C (hostilité du climat). Par ailleurs, pour différents modules photovoltaïques (à base de silicium cristallin) ayant fonctionné pendant 10 ans environ, l'analyse des courbes de puissance révéla des taux de dégradation situés entre 11 et 22% de leurs puissances de sortie [22]. Dans une étude récente traitant ce sujet, un module de même type (UDTS-50) et testé à Ghardaïa a perdu 35% de sa puissance nominale après 20 ans d'exposition [23]. Il ne faut pas oublier, également, qu'à l'instar d'Adrar, Ghardaïa est une région saharienne mais les températures y sont moins élevées. D'un autre côté, il ne faut pas oublier des facteurs comme les erreurs du lissage et les erreurs instrumentales. Tout ceci mène à la conclusion que le taux de dégradation de 19% peut être tout à fait acceptable.

C. Causes probables de la dégradation

Évidemment, les modules photovoltaïques ne maintiennent pas, obligatoirement, leurs performances initiales. Ils peuvent se dégrader ou devenir même défectueux quand ils fonctionnent sur site réel durant des périodes prolongées [6]. Plusieurs facteurs peuvent être à l'origine de telles dégradations et chutes des performances des modules photovoltaïques.

Une analyse et un suivi parfaits du phénomène de la dégradation des modules photovoltaïques nécessitent une série complète de techniques spéciales [6]. La plaque signalétique

du fournisseur n'inclut aucune information sur la dégradation à long-terme [7]. Cependant, les nombreux systèmes photovoltaïques qui ont fonctionné pendant plus de 20 ans ont permis d'acquérir des informations sur les mécanismes de dégradation. Les modules sur site réel sont sujets de:

- charges mécaniques statiques et dynamiques,
- cycles thermiques,
- exposition à la radiation,
- l'humidité,
- impact de grêle (grains de sable),
- accumulation de la poussière,
- occultation partielle,...

Souvent, les facteurs de dégradation sont reliés à l'action des agents atmosphériques avec, éventuellement, les défauts de fabrication [7].

Pour les cas des modules testés, la dégradation peut être due à la décoloration de l'EVA (fig.5), l'absorption des rayons ultra-violets, la formation des points chauds, le décollement de l'EVA aux interfaces cellules-EVA,... [6].



Fig.5 Décoloration de l'EVA

VII. CONCLUSION

Dans cet article, on a présenté quelques résultats obtenus lors de l'analyse des caractéristiques I-V de quelques modules photovoltaïques testés à Adrar. Cette localité du Sahara est caractérisée par un fort potentiel de l'éclairage solaire. Un banc d'expérimentation a été mis en place afin d'effectuer les relevés graphiques des caractéristiques I-V d'une trentaine de modules de type UDTS-50 pour les conditions réelles de fonctionnement. L'extraction des paramètres des modules (modèle à une seule diode) a permis de faire un lissage graphique des caractéristiques expérimentales des modules PV. Ces caractéristiques ont été extrapolées pour les mêmes conditions de références (STC) pour pouvoir déterminer leurs performances et effectuer, ainsi, des comparaisons. En se référant à la caractéristique initiale du module de référence de même type, les résultats ont montré que les modules testés ont



**Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables**
**The 2nd International Seminar on New and Renewable
Energies**

**Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012**



subi une dégradation de leurs performances. L'estimation des valeurs des facteurs de dégradation a montré que les modules en question ont perdu 19% environ de leurs puissances maximales. Par rapport à quelques travaux antérieurs ce taux moyen est tout à fait acceptable. Différents phénomènes peuvent causer une telle dégradation (décoloration de l'EVA, décollement, l'absorption des rayons ultra-violet, la formation des points chauds,...).

REFERENCES

- [1] Overstraeten R. van and Mertens R.P, *Physics, Technology and Use of Photovoltaics*, Ed Adam Hilger, Bristol, 1986.
- [2] Ali Naci Celik and Nasir Acikgoz, *Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models*, Applied Energy vol 84, pp. 1–15, 2007.
- [3] M.A Munoz, M.C. Alonso-Garci, Nieves Vela, and F.Chenlo, *Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions*, Solar energy, Vol 85, pp. 2264-2274, 2011.
- [4] M. Sadok and A. Mehdaoui, *Outdoor testing of photovoltaic arrays in the Saharan region*, Renewable Energy, Vol 33, pp. 2516-2524, 2008.
- [5] M.Sadok et B.Benyoucef, *Performances des Modules PV : effets de l'éclairage et de la température*, Journées Internationales de Thermique, Tlemcen, Algérie, 24-25 Septembre 2011.
- [6] M. Sadok, *Détermination des paramètres, Performances et Étude de la Dégradation des Modules Photovoltaïques en milieu saharien*, Thèse de Doctorat en Sciences Physiques, Université de Tlemcen, Algérie, 2011.
- [7] Antonio Luque and Steven Hegedus, *Photovoltaic Science and Engineering*, Ed John Wiley & Sons Ltd, Chichester, England, 2003.
- [8] T. Markvart & Luis Castaner, *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*, Ed Elsevier, England, 2003.
- [9] A. Ricaud, *Photopiles solaires: de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés*, Ed Presse polytechnique et universitaires romandes, Suisse
- [10] Leboeuf C. and Ossenbrink H. *PV module power output: sensitivity and uncertainty in non-STC measurements*, Proceedings of the 22th IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC), pp. 614-619, 1991.
- [11] Knaup, W, *Power rating of photovoltaic modules from outdoor measurements*, In: Proceedings of IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC), pp. 620-624, 1991.
- [12] Ewan D. Dunlop, *Lifetime performance of crystalline silicon PV modules*, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, pp. 2927-2930, 2003.
- [13] E.D. Dunlop, D. Halton and H.A. Ossenbrink, *20 years of life and more: where is the end of life of a PV module?*, Proceedings of the 31th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Buena Vista, Florida, USA, pp. 1593-1596, 2005.
- [14] <http://www.ecosolarly.com/pdf/product%20Warranty.pdf>.
- [15] <http://www.solarselctions.co.uk/blog/which-type-of-solar-panel-are-best-for-you-monocrystalline-polycrystalline-amorphous-thin-film>.
- [16] <http://www.posharp.com/photovoltaic/paneefficiency/database.aspx>.
- [17] http://www.pvpro.co.uk/images/mcs_pv_panel/Caymax_pvpanel_2011_warranty.pdf.
- [18] http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/pvmrw2011_28_csi_sample.pdf.
- [19] A.M. Reis and all, *Comparison of PV module performance before end after 11-years of field exposure*. Proceedings of the 29th IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC), pp. 1432-1435, 2002.
- [20] K.Machida and all, *Secular degradation of crystalline photovoltaic modules*, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol 47, pp. 149-153, 1997.
- [21] A.W.Czanderna and F.J.Pern, *Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as pottant: critical review*. Solar Energy Materials and Solar Cells, pp. 101-118, 1996.
- [22] Antonio Parretta et al, *Optical degradation of long-term, field-aged c-Si photovoltaic modules*, Solar Energy Materials & solar Cells, vol 86, pp. 349-364, 2005.
- [23] Kamel Agroui, *Contribution au Développement des Techniques de Contrôle de Qualité des Modules Photovoltaïques de Diverses Technologies*, Thèse de Doctorat, Université de Béchar, Algérie, Octobre, 2010.