



Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Mécanique

MÉMOIRE DE MASTER

Domaine : Sciences et Techniques

Filière : Génie Mécanique

Spécialité : Construction Mécanique

Réf. : Entrez la référence du document

Présenté et soutenu par :

Bouti Fathi

Le : lundi 8 juillet 2019

Etude de la dégradation des panneaux photovoltaïques de l'Université de Biskra

Jury :

M.	Arfaoui Ben arfaoui	MAA	Université de Biskra	Président
Dr.	Guerira Belhi	MCA	Université de Biskra	Rapporteur
Pr.	Chems Eddine Derfouf	Pr	Université de Biskra	Examineur

DEDICACE

J'ai le grand honneur de dédier ce travail DEDICACE

A ma très chère mère.

A mon père.

A mes frères

A toute ma famille

*A tous mes amis, à tous ceux qui sèment le bonheur dans mon
chemin.*

*A tous les enseignants et toutes les enseignantes de Génie
Mécanique.*

BOUTI FATHI

Sommaire

Liste des figures.....	I
Liste des tableaux.....	V
Introduction générale	V
Chapitre 1: Etat de l'art sur la dégradation des module photovoltaïques	
Introduction.....	1
I.1 La conversion photovoltaïque.....	1
I.1.1 Matériau semi-conducteur.....	1
I.1.2 Formation de la jonction PN.	2
I.1.2 Principe de la conversion photoélectrique	2
I.2 Les technologies photovoltaïques.....	3
I.2.1 La filière du silicium cristallin.....	4
I.2.2 La filière du silicium amorphe.....	5
I.2.3 La filière des couches minces.....	6
I.2.4 La filière des cellules organiques.....	7
I. 3. Circuit équivalent de la cellule photovoltaïque.....	7
I.3.1 Cas d'une cellule idéale.....	8
I.3.2 Cas d'une cellule réelle.....	9
I.4. Module photovoltaïque.....	10
I.4.1 Composition.....	10
I.4.2 Modélisation et caractéristiques de performance d'un module PV.....	11
I. I.4.3 Groupent des modules PV.....	14
I.4.3.1 Groupent des modules PV en série	14
I.4.3.2 Groupent des modules PV en parallèle	14
I.4.3.3 Groupent des modules PV en série /parallèle.....	15
I.4.4 Paramètres influant sur le comportement du module PV.....	16
I.4.4.1 Influence de l'ensoleillement.....	16
I.4.4.2 Influence de la température.....	16
I.4.4.3 Influence de la résistance série.....	17

Sommaire

I.4.4.4 Influence de la résistance shunt.....	18
I. 5. Dégradation d'un module photovoltaïque.....	19
I.5.1 Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques.....	19
I.5.1.1 La corrosion.....	20
I.5.1.2 La délamination.....	21
I. 5.1.3 La décoloration.....	22
I. 5.1.4 Les fissures et bris de verre.....	22
I. 5.1.5 Les points chauds ou Hot-spots.....	23
I. 5.1.6 Les bulles.....	23
I. 5.1 Le PID - Potentiel Induced Dégradation.....	24
I.5.2 Les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque.....	24
I. 5.2.1 Inspection visuelle.....	24
I.5.2.2 Mesure de la puissance.....	25
I.5.2.3 Imagerie infrarouge.....	25
I. 5.2.4 Thermographie.....	26
I.5.2.5 Imagerie par électroluminescence et photoluminescence.....	26
I.5.2.6 Résonance de vibrations ultrasoniques.....	27
Conclusion.....	28
Chapitre 2 : Matériel et Méthodes de travail.....	29
Introduction.....	29
Partie 1 : Les panneaux photovoltaïques dans leur environnement.....	29
II.1.1 Présentation du site de l'étude.....	29
II.1.2 Description des panneaux photovoltaïques.....	30
II.1.3 Description du champ photovoltaïque.....	31
Partie 2 : Méthodes d'analyse de la dégradation des panneaux photovoltaïques.....	33
II.2.1 Inspection visuelle des modules photovoltaïques.....	33
II.2.2 Caractéristiques électriques des modules photovoltaïques.....	33
II.2.2.1 Description du dispositif expérimental.....	34
II.2.2.2 Principe de fonctionnement.....	35
II.2.2.3 La procédure expérimentale.....	35
II.2.3 Standardisation des mesures dans les conditions réelles.....	36
II.2.4 Calcul des taux de dégradation.....	38

Sommaire

Conclusion.....	40
Chapitre 3: Etude de la dégradation de ces panneaux.....	41
1 Introduction.....	41
III.1 Les modes de dégradation des panneaux photovoltaïques de la microcentrale de l'université de Biskra.....	41
III.2 Evolution des caractéristiques du panneau photovoltaïque	43
III.3 Calcul de la dégradation des panneaux PV dans les conditions réelles	45
III.4 Calcul de la dégradation des panneaux PV dans les conditions standards.....	52
Conclusion.....	55
Conclusion générale.....	56

Liste des figures

chapitre I

Figure I.1 : Production d'électricité par conversion photoélectrique

Figure I- 2: Parts de marché des différentes technologies photovoltaïques utilisées

Figure I- 3: Cellules monocristalline et poly cristalline

Figure I- 4: Module en silicium amorphe

Figure I- 5 : Modules PV en couche mince

Figure I-6: Cellules PV organiques

Figure I-7: Circuit équivalent complet d'une cellule photovoltaïque

Figure I- 8: Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle

Figure I- 9: Association des cellules photovoltaïques

Figure I- 10: Les différentes zones de fonctionnement du module PV

Figure I-11: Caractéristiques d'un module PV : (a) la caractéristique I-V et (b) la caractéristique P-V

Figure I- 12: Courbe caractéristique d'un groupement en série des modules photovoltaïque

Figure I- 13: Courbe caractéristique d'un groupement en parallèle des modules photovoltaïque

Figure I- 14: Courbe caractéristique d'un groupement série/parallèle des modules photovoltaïque

Figure I- 15: Caractéristiques d'un module PV pour différents ensoleillements à température constante (a) I-V et(b) P-V

Figure I- 16: Caractéristiques d'un module PV pour différentes températures à ensoleillement constant (a) I-V et (b) P-V.

Figure I- 17: Evolution des caractéristiques d'un module PV en fonction de la résistance série (a) I-V et (b) P-V

Figure I-18: Evolution des caractéristiques d'un module PV en fonction de la résistance shunt (a) I-V et (b) P-V

Liste des figures

Figure I- 19: Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation

Figure I- 20: La dégradation du module PV par la corrosion

Figure I- 21: Dégradation du module photovoltaïque par délamination

Figure I- 22: Dégradation des modules photovoltaïques par décoloration

Figure I-23: Dégradation de module photovoltaïque par des bris de verre

Figure I- 24: Dégradation du module photovoltaïque par des points chauds sur les bords des coins supérieurs

Figure I-25: Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV

Figure I-26: Image thermographique d'une cellule PV en silicium

Figure I-27: Image par électroluminescence d'un module photovoltaïque avec des cellules dégradées

chapitre II

Figure II.1 : Situation géographique de la wilaya de Biskra

Figure II.2 : microcentrale photovoltaïque de l'université Mohamed Khider.

Figure II.3 : Structure du champ photovoltaïque de la microcentrale.

Figure II.4 : Les panneaux photovoltaïques utilisés durant notre étude.

Figure II.5: Le radiomètre (Pyranomètre)

Figure II.6 : Le détecteur de température (Anémomètre)

Figure II.7 : Résistance à curseur (Rhéostat)

Figure II.8 : Plateforme de mesures

chapitre III

Figure III - 1. Dégradation du module photovoltaïque par délamination

Figure III - 2. Dégradation des modules photovoltaïques par décoloration

Figure III -3. Dégradation de module photovoltaïque par des bris de verre

Liste des figures

Figure III -4. Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV

Figure III.1 : Evolution de la courbe caractéristique (I-V) du panneau PV sous les conditions standards.

Figure III.2 : Evolution de la courbe caractéristique (P-V) du panneau PV sous les conditions standards.

Figure III.3 : Evolution de la courbe caractéristique (I-V) du panneau PV non dégradé sous les conditions ($G=1000\text{W/m}^2$ et $T_{\text{mod}}=52^\circ\text{C}$).

Figure III.4 : Evolution de la courbe caractéristique (P-V) du panneau PV non dégradé sous les conditions ($G=1000\text{W/m}^2$ et $T_{\text{mod}}=52^\circ\text{C}$).

Figure III.5 : Evolution de la courbe caractéristique (I-V) du panneau PV dégradé sous les conditions ($G=1000\text{W/m}^2$ et $T_{\text{mod}}=52^\circ\text{C}$).

Figure III.6 : Evolution de la courbe caractéristique (P-V) du panneau PV non dégradé sous les conditions ($G=1000\text{W/m}^2$ et $T_{\text{mod}}=52^\circ\text{C}$).

Figure III.7 : Comparaison des courbes caractéristiques (I-V) des panneaux PV(non dégradé et dégradé)sous les conditions ($G=1000\text{W/m}^2$ et $T_{\text{mod}}=52^\circ\text{C}$).

Figure III.8 : Comparaison des courbes caractéristiques (P-V) des panneaux PV (non dégradé et dégradé) sous les conditions ($G=1000\text{W/m}^2$ et $T_{\text{mod}}=52^\circ\text{C}$).

Figure III.9 : Comparaison des courbes caractéristiques (I-V) des panneaux PV(non dégradé et dégradé)sous les conditions ($G=960\text{W/m}^2$ et $T_{\text{mod}}=50^\circ\text{C}$).

Figure III.10 : Comparaison des courbes caractéristiques (P-V) des panneaux PV (non dégradé et dégradé) sous les conditions ($G=960\text{W/m}^2$ et $T_{\text{mod}}=50^\circ\text{C}$).

Figure III.11 : Comparaison des courbes caractéristiques (I-V) des panneaux PV (non dégradé et dégradé)sous les conditions ($G=570\text{W/m}^2$ et $T_{\text{mod}}=20^\circ\text{C}$).

Figure III.12 : Comparaison des courbes caractéristiques (P-V) des panneaux PV (non dégradé et dégradé) sous les conditions ($G=750\text{W/m}^2$ et $T_{\text{mod}}=20^\circ\text{C}$).

Figure III.13a : Comparaison des courbes caractéristiques (I-V) des panneaux PV(non dégradé et dégradé)sous les conditions standards(Exp1).

Liste des figures

Figure III.13b : Comparaison des courbes caractéristiques (P-V) des panneaux PV (non dégradé et dégradé)sous les conditions standards(Exp1).

Liste des tableau

Tableau I.1 : Efficacités typiques des différentes technologies PV utilisées commercialement

Tableau II.1 : Caractéristiques électriques des modules photovoltaïques utilisés.

Tableau III.1 : Paramètres et dégradation des modules non dégradé et dégradé(Exp1).

Tableau III.2 : Paramètres et dégradation des modules non dégradé et dégradé(Exp2).

Tableau III.3 : Paramètres et dégradation des modules non dégradé et dégradé(Exp3).

Tableau III.4 : Paramètres et dégradation des modules non dégradé et dégradé dans les conditions standards.

Introduction générale

L'énergie reste un facteur incontournable pour le développement socio-économique d'une société, aujourd'hui, différentes formes d'énergies renouvelables sous différentes technologies (solaire, éolienne, hydroélectricité, biomasse) offrent une grande flexibilité et une fiabilité satisfaisantes pour atténuer le déficit énergétique dû à l'augmentation de la demande. C'est dans ce contexte que la filière de l'énergie photovoltaïque constitue une réponse pertinente à la problématique énergétique.

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée suite à plusieurs facteurs à savoir ; la température, l'humidité, l'irradiation, la poussière et les chocs mécaniques. Cette dégradation se traduit par le dommage progressif des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut modifier son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service.

L'Algérie dispose d'un des plus grands gisements solaires au monde, la durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). De ce fait, le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

Notre mémoire de fin d'étude s'intéresse à l'étude de la dégradation des panneaux photovoltaïques de la micro station de l'Université de Mohammed Khieder de Biskra. Ce mémoire s'articule autour de trois chapitres répartis comme suit:

Le premier chapitre présente un état de l'art sur l'énergie photovoltaïque à savoir ; la conversion photovoltaïque (matériau semi conducteur, jonction PN et le principe de la conversion photovoltaïque), la technologies des modules photovoltaïques, le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque, le module photovoltaïque (sa composition et sa modélisation et ces caractéristiques de performance, groupement des modules photovoltaïques et les paramètres qui influencent sur les comportement). Une dernière partie est consacrée à la dégradation des modules photovoltaïques dans leur environnement(les modes de dégradation et les moyens de leurs détections).

Le deuxième chapitre est consacré à la présentation du matériel et à la description des méthodes utilisées durant notre étude. Il se divise en deux parties, la

première s'intéresse à la description des panneaux photovoltaïques (panneau ALPV 85-125M-36) dans leur environnement (l'université de Biskra) et la deuxième partie traite les méthodes d'analyse de la dégradation des panneaux photovoltaïques à savoir : l'inspection visuelle, caractéristiques électriques, standardisations des mesures dans les conditions réelles et le taux de dégradation.

Dans le dernier chapitre, on s'intéresse aux résultats de l'étude de la dégradation et particulièrement du panneau photovoltaïque (AL PV85-25M-36) de la micro station de l'Université de Mohammed Khieder de Biskra. La première partie traite les différents modes de dégradation notés dans cette micro station, la deuxième partie est consacrée à la comparaison de deux modules photovoltaïques (l'un dégradé (5 ans de fonctionnement) et l'autre neuf) du même type (AL PV85-25M-36) sous différentes conditions opératoires (réelles) pour calculer la dégradation de ce module sous les conditions réelles. La dernière partie est réservée à l'évaluation de la dégradation sous les conditions de test standard ($1000\text{W}/\text{m}^2$ et 25°C).

Enfin, une conclusion générale vient terminer ce mémoire.

Introduction

Ce chapitre présente les définitions de la conversion photovoltaïques et la technologies de la filières du modules photovoltaïques dont la connaissance est nécessaire à la compréhension du fonctionnement des cellules photovoltaïques constituées de semi-conducteurs, Nous montrerons ensuite le calcul du circuit équivalent de la cellule photovoltaïque qui sont importantes dans le processus de conversion photovoltaïque .. A la fin de ce premier chapitre les différents paramètres qui jouent un très grand rôle sur le rendement des cellules solaires organiques seront décrites.

I.1 La conversion photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique de base du module photovoltaïque et ainsi du champ photovoltaïque. Son principe de fonctionnement repose sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque, c'est la conversion d'énergie lumineuse (solaire) en énergie électrique. Le courant obtenu est proportionnel à la puissance lumineuse incidente.

La tension générée peut varier entre 0.3 V à 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que la température de la cellule et du vieillissement de la cellule.

L'effet photovoltaïque est une des propriétés électriques des semi-conducteurs.

I.1.1 Matériau semi-conducteur

Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charge libre est très faible par rapport aux métaux. Pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre dans un semi-conducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum pour qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction). Cette énergie est appelée l'énergie du «bande gap» (E_g en électron-volt (eV)), elle est propre à chaque matériau semi-conducteur, sa valeur varie entre 1.0 et 1.8 eV pour les applications photovoltaïques. A titre d'exemple, on a 1.1 eV pour le silicium cristallin ($c - Si$), et 1.7 eV pour le silicium amorphe ($a - Si$).

Le rayonnement arrivant à surface de la cellule solaire sera réparti en trois parties : une partie réfléchi, une autre absorbée et la dernière traverse l'épaisseur de la cellule [1]. Les photons absorbés dont l'énergie est supérieure à l'énergie de la bande gap vont libérer un électron négatif, laissant un 'trou' positif derrière lui. Pour séparer cette paire

de charges électriques de signes opposés (positive et négative) et recueillir un Courant électrique, il faut introduire un champ électrique e , de part et d'autre de la cellule [2].

I.1.2 Formation de la jonction PN.

Une jonction P-N est créée par la mise en contact d'un semi-conducteur dopé N (donneur d'électron) et d'un semi-conducteur dopé P (donneur de trous). L'interface entre ces deux régions s'appelle une jonction. Pour réaliser des cellules photovoltaïques, il existe trois configurations de jonctions [3] :

- Une jonction PN (homo jonction ; les deux régions sont constituées d'un même matériau semi-conducteur, du silicium dans la majorité des cas).
- Une hétérojonction (jonction entre deux semi-conducteurs différents).
- Une jonction métal-semi-conducteur.

Dans ces trois types de jonction, les phénomènes physiques intervenant dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques sont similaires.

I.1.2 Principe de la conversion photoélectrique

Une cellule est constituée de deux couches minces d'un semi-conducteur qui sont dopées différemment comme illustré sur la Figure I.1. Pour la couche N, c'est un apport d'électrons périphériques et pour la couche P c'est un déficit d'électrons, les deux couches présentent ainsi une différence de potentiel.

L'énergie des photons lumineux captés par les électrons périphériques (couche N) leur permet de franchir la barrière de potentiel et d'engendrer un courant électrique continu. Pour effectuer la collecte de ce courant, des électrodes sont déposées par sérigraphie sur les deux couches du semi-conducteur. L'électrode supérieure est une grille permettant le passage des rayons lumineux. Une couche anti-reflet est ensuite déposée sur cette électrode afin d'accroître la quantité de lumière absorbée [4].

La naissance d'une différence de potentiel lorsque les porteurs de charges sont créés dans les environs de la jonction par excitation lumineuse, permet à la cellule de fonctionner comme un générateur électrique quand les deux faces de la cellule sont électriquement reliées à une charge.

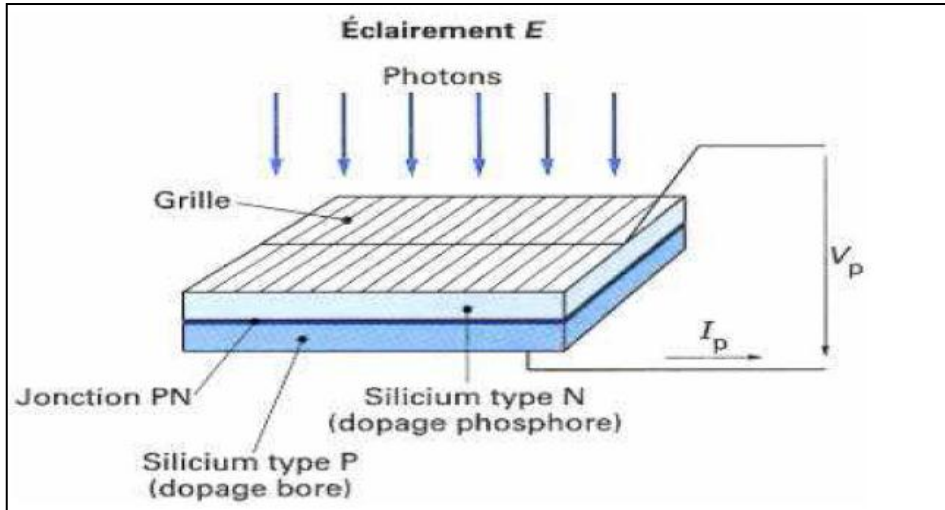


Figure I.1 : Production d'électricité par conversion photoélectrique [5].

I.2 Les technologies photovoltaïques

Dans la filière photovoltaïque, existent de nombreuses technologies qui se distinguent soit par les matériaux employés, soit par le principe de fabrication utilisée.

On peut les regrouper dans le Tableau I.1.

Tableau I.1 : Efficacités typiques des différentes technologies PV utilisées commercialement [6].

	Silicium Amorphe	Telluride de Cadmium	CI(G)S	Silicium amorphe / microcristallin	Monocristallin	Poly cristallin
Efficacité de cellule aux STC *	5 - 7 %	8 - 11 %	7 - 11 %	8%	16 - 19 %	14 - 15%
Efficacité de module aux STC					13 - 15 %	12 - 14%
Surface requise pour obtenir 1 kWh	15 m ²	11 m ²	10 m ²	12 m ²	~ 7 m ²	~ 8 m ²

La filière silicium représente aujourd'hui la base de la production mondiale des modules photovoltaïques, elle occupe un pourcentage très important comme noté sur la Figure I-2. Le silicium est un matériau extrêmement abondant dans la nature, il est stable et non toxique. Cette filière est elle-même subdivisée en plusieurs technologies distinctes de par la nature du silicium employé et/ou sa méthode de fabrication.

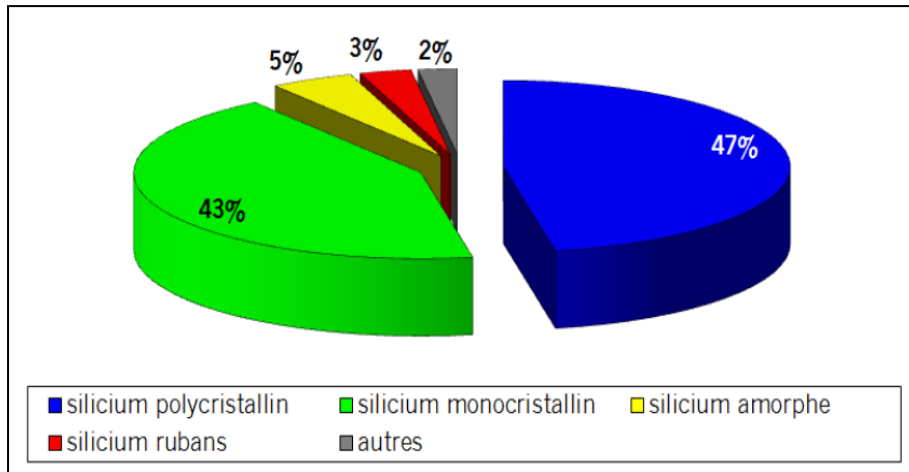


Figure I- 2. Parts de marché des différentes technologies photovoltaïques utilisées [6].

I.2.1 La filière du silicium cristallin

Les modules photovoltaïques réalisés à partir du silicium cristallin dominent depuis toujours le marché avec plus de 90% de part. Les cellules en silicium cristallin (c-Si) comportent deux catégories distinctes : le silicium monocristallin (mc-Si) et le silicium poly-cristallin (pc-Si) comme noté sur la Figure I-3.

La cellule monocristalline est celle qui s'approche le plus du modèle théorique. Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en formant un seul cristal de grande dimension. Le cristal est ensuite découpé en fines branches qui forment les cellules photovoltaïques qui sont en général d'un bleu uniforme (Figure I-3). Cependant, la méthode de fabrication des cellules monocristallines reste laborieuse et difficile et donc très chère avec une durée d'amortissement de l'investissement en énergie élevée (jusqu'à 7 ans).

Aujourd'hui, le silicium poly cristallin est la technologie la plus utilisée avec près de 50% du marché. La cellule poly cristalline se présente sous forme de plusieurs cristaux (agglomérat de cristaux) comme illustré sur la Figure I-3. Ces cellules poly cristallines proviennent du sciage de blocs de cristaux coulés qui sont hétérogènes (non uniformes).

Le silicium monocristallin reste encore plus cher que le silicium poly cristallin mais permet d'obtenir un rendement plus élevé, avec près de 24.7% contre 19.8% de rendement en laboratoire [7]

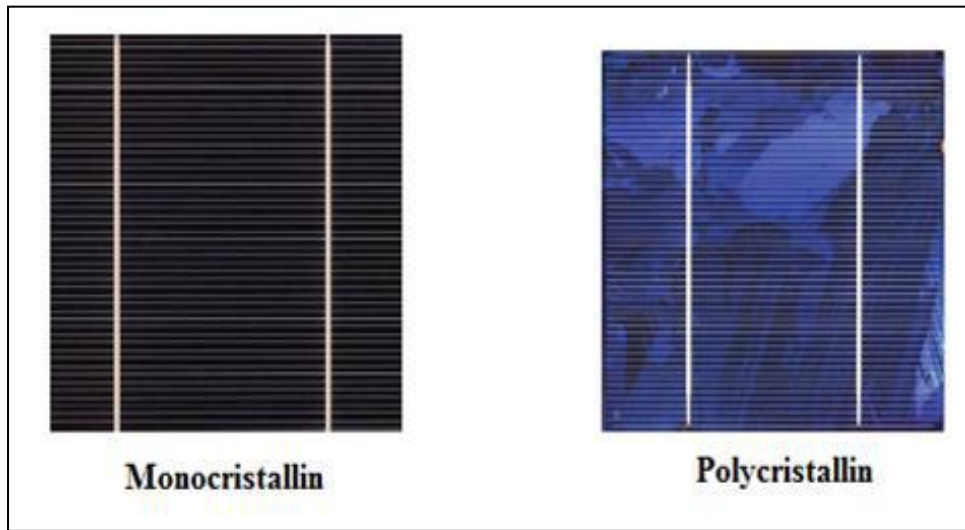


Figure I- 3. Cellules monocristalline et poly cristalline [6].

I.2.2 La filière du silicium amorphe

Le silicium lors de sa transformation, produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre. La cellule est grise très foncé ou marron comme illustré sur la Figure I- 6, à titre d'exemples ; la cellule utilisée dans les calculatrices et les montres dites solaires. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin. Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques. Le coût de la production est bien plus bas que celui des cellules cristallines. Les cellules amorphes peuvent fonctionner sous de très faibles éclairagements. Elles sont très bon marché par rapport aux autres types de cellules. Elles sont moins sensibles aux températures élevées. Elles présentent un rendement de conversion moyen de 5 % par module et de 14 % pour les cellules en laboratoire.



Figure I- 4. Module en silicium amorphe[6]

I.2.3 La filière des couches minces

Les technologies dites de « couches minces » reposent sur l'utilisation de matériaux pour lesquels une épaisseur de seulement quelques microns est suffisante à la conversion photovoltaïque à cause du coefficient d'absorption des photons très supérieur à celui du silicium cristallin. Pour cette technologie, les matériaux sont déposés en couche très mince sur un substrat (verre, céramiques, polymères). Plusieurs type de semi-conducteurs sont utilisés dans l'industrie à savoir ; le silicium amorphe, le tellure de cadmium (CdTe) et le di-séléniure de cuivre-indium (CIS). Des exemples illustratifs sont notés sur la Figure I-5.

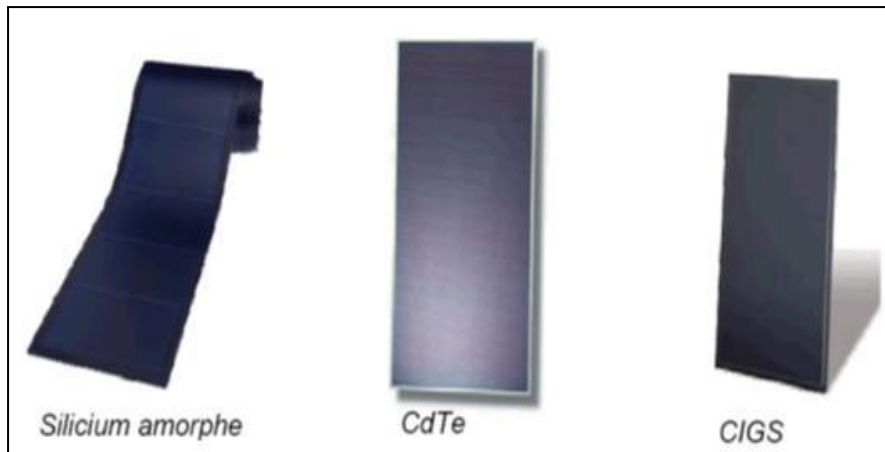


Figure I- 5 : Modules PV en couche mince [6].

Les filières à couches minces comme le Tellure de Cadmium (CdTe), le di-séléniure de cuivre indium (CIS) et le di-séléniure de cuivre-indium et galium (CIGS) possèdent de bons rendements, pouvant aller jusqu'à 19%. Malgré les potentialités de ces trois technologies, les problèmes de toxicité sur l'environnement et d'approvisionnement en

matières premières qu'elles soulèvent les cloisonnent au laboratoire ou à des applications très spécifiques.

I.2.4 La filière des cellules organiques

De nouvelles cellules sont en développement dans les laboratoires, les cellules organiques et les cellules de Grätzel sont en phase de recherche et présentent pour l'instant des rendements relativement faibles. La production des cellules multi-jonctions est quant à elle exclusivement réservée aux applications spatiales. Les cellules organiques (Figure I-6) font aujourd'hui l'objet d'un sujet d'étude très actif en laboratoire. Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules « humides » et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules « plastiques ». Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment annoncés (actuellement près de 6%). Les principaux problèmes de ces technologies sont actuellement la stabilité de leurs performances et leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures).

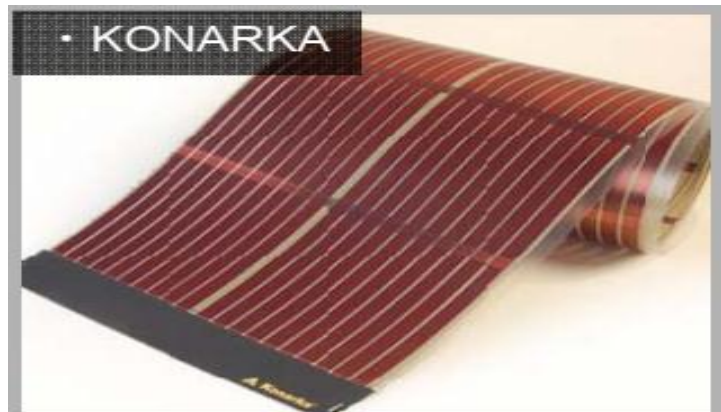


Figure I-6 : Cellules PV organiques [8].

I. 3. Circuit équivalent de la cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est représentée généralement par un circuit équivalent dont les paramètres sont calculés à partir des caractéristiques courant-tension en fonction de l'ensoleillement et de la température.

De nombreux modèles mathématiques de cellule photovoltaïque ont été développés dans le but d'obtenir les caractéristiques Courant-Tension et Puissance-Tension afin d'analyser et d'évaluer des performances des systèmes photovoltaïques.

I.3.1 Cas d'une cellule idéale

Dans le cas idéal, la cellule d'une jonction PN soumise à l'éclairement photovoltaïque connectée à une charge peut être schématisée par un générateur de courant I_{ph} en parallèle avec une diode délivrant un courant comme noté sur la Figure I-7.

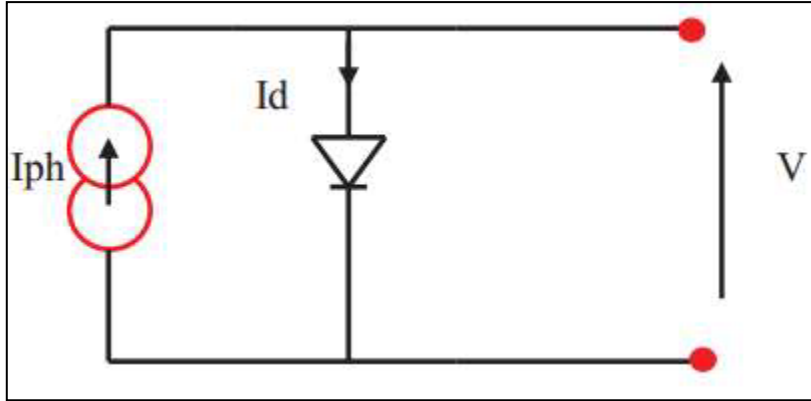


Figure I- 7. Circuit équivalent complet d'une cellule photovoltaïque [9].

D'après la loi de nœuds le courant généré par la cellule photovoltaïque est donné par la relation suivante:

$$I = I_{ph} - I_d \quad (\text{I.1})$$

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation :

$$I_d = I_o \left(e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \quad (\text{I.2})$$

Avec :

I_o : Le courant de saturation inverse de la diode [A]. Il est exprimé par :

$$I_o = I_{or} \left[\left(\frac{T}{T_n} \right)^3 e^{\left[\frac{E_g}{B K} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right]} - 1 \right] \quad (\text{I.3})$$

I_{or} : est le courant de court-circuit de la cellule à la température de référence T_n et l'éclairement de référence

T : Température de la jonction des cellules PV [°K]

T_n : Température de référence des cellules PV [°K]

B : facteur d'idéalité de la jonction

E_g : Énergie de gap [eV]

V_d : La tension aux bornes de la diode [V].

V_t : La tension thermique est donnée par :

$$V_t = \frac{NKT}{q} \quad \text{(I.4)}$$

Avec :

N : Facteur d'idéalité de la photopile ;

K : Constant de Boltzmann (1,38.10⁻²³J/K) ;

q : Charge de l'électron (1,6.10⁻¹⁹C) ;

I_{ph} : Le photo-courant dépendant de l'éclairement (G). Il est exprimé par la relation :

$$I_{ph} = [I_{cc} + K_i(T - T_{ref})] * \frac{G}{G_{ref}} \quad \text{(I.5)}$$

Avec :

G : L'éclairement absorbé par la cellule photovoltaïque [W/m²] ;

G_{ref} : L'éclairement de référence (1000 w/m²) ;

I_{cc} : Courant de court-circuit du panneau (donné par le constructeur) [A] ;

K_i : Courant de court-circuit divisé par le coefficient de température du panneau [A/K] ;

T [K] : Température ambiante ;

T_{ref} [K] : Température de référence (298 K).

Donc la relation devient :

$$I = I_{ph} - I_o \left(e^{\left(\frac{V_d}{V_t} \right)} - 1 \right) \quad \text{(I.6)}$$

I.3.2 Cas d'une cellule réelle

La Figure I.8. présente le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque dans le cas réelle. Il correspond à un générateur de courant I monté en parallèle avec une diode.

Deux résistances parasites sont introduites dans ce schéma, elles ont une influence sur les caractéristiques I =f (V) et P =f (V) de la cellule :

- La résistance série (R_s) est la résistance interne de la cellule : elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles.
- La résistance shunt (R_p) est due à un courant de fuite au niveau de la jonction; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

Dans ce cas, le courant de sortie d'une cellule photovoltaïque se met sous la forme mathématique suivante:

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad \text{(I.7)}$$

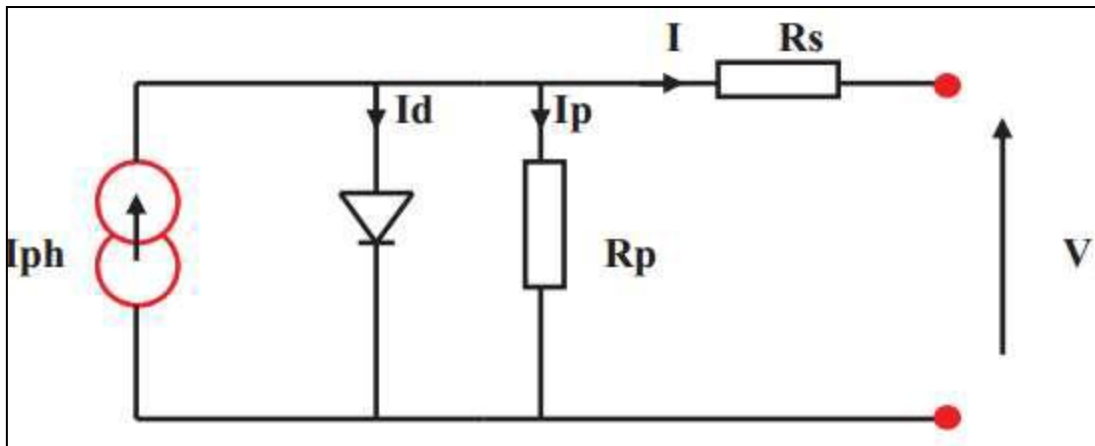


Figure I- 8. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle [9].

Avec:

Rs: résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi- conducteur, ainsi les résistances ohmiques et de contact au niveau des connexions des cellules ;

V: La tension de sortie :

Ip: Le courant circulant dans la résistance R_p :

Rp: Résistance shunt représente les fuites autour de la jonction p-n dues aux impuretés et sur les coins de cellule.

L'équation finale prend la forme suivante :

$$I = I_{Ph} - I_o \left[e^{\frac{V+I*Rs}{vt}} - 1 \right] - \frac{V+I*Rs}{Rp} \quad (I.8)$$

I.4. Module photovoltaïque

I.4.1 Composition

L'association des cellules solaires en série fait augmenter leurs tensions (par addition) et la connexion de ces cellules en parallèle augmente le courant (par addition). De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque tel qu'illustré sur la Figure I- 9. La plupart des modules PV commercialisés actuellement ne comportent que des associations en série de cellules PV.

Les modules photovoltaïques peuvent être également connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation donnant ainsi naissance à un champ photovoltaïque comme noté sur la Figure I- 9.

L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) élémentaire.

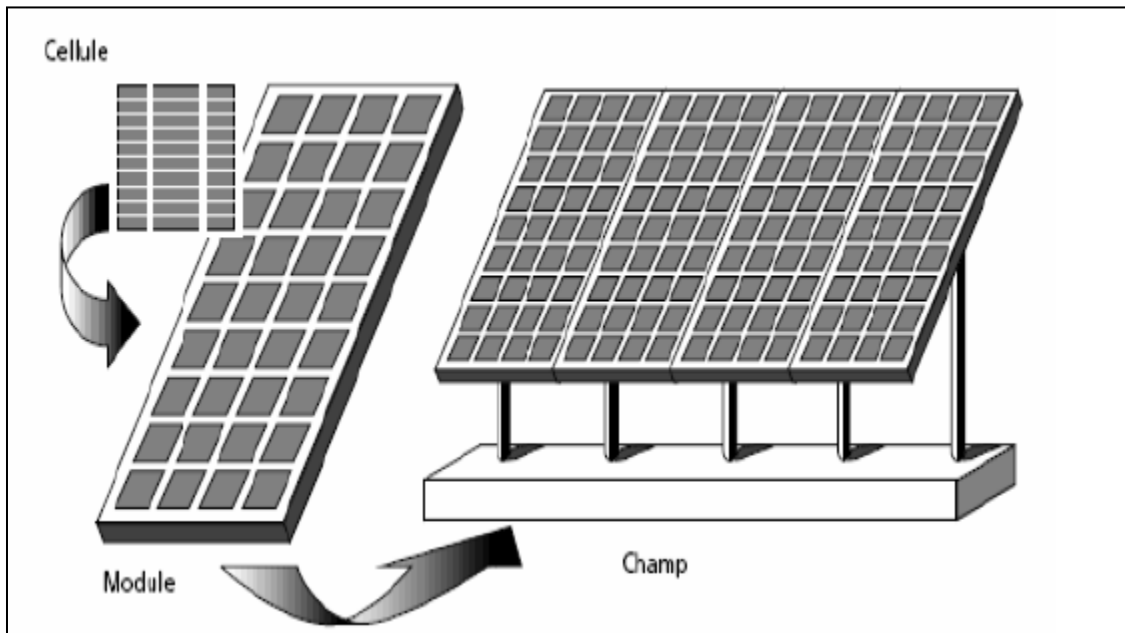


Figure I- 9. Association des cellules photovoltaïques [10].

I.4.2 Modélisation et caractéristiques de performance d'un module PV

Pour le cas de la modélisation d'un module photovoltaïque, le même raisonnement qui s'applique sur une cellule photovoltaïque s'applique sur module photovoltaïque, sauf que les caractéristiques liées à la cellule photovoltaïque doivent être remplacées par celles d'un module photovoltaïque. Donc les mêmes équations (I.6) et (I.8) qui s'appliquent.

Dans ce cas, on appelle caractéristique courant tension $I(V)$, la courbe représentant la variation du courant I en fonction de la tension V aux bornes du module photovoltaïque suivant l'équation I.8. Cette évolution est représentée sur la Figure I.10. Elle présente trois zones [9] :

- **La zone (I)** : où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le module photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- **La zone (II)** : correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du module, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.
- **La zone (III)** : qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le module est assimilable à un générateur de tension.

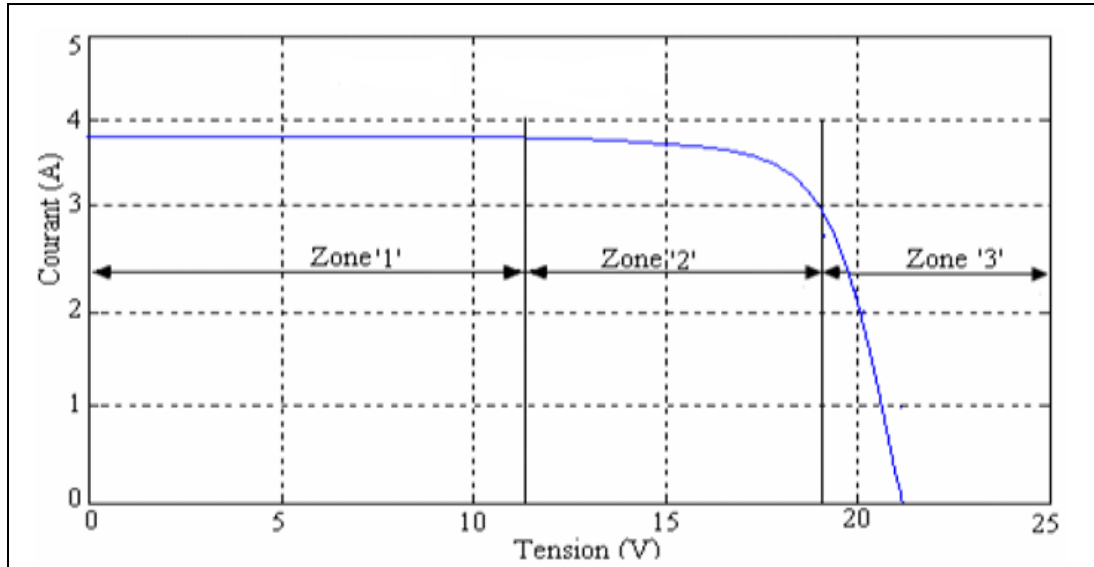


Figure I- 10 Les différentes zones de fonctionnement du module PV [6].

Les quatre caractéristiques électriques les plus importantes d'un module PV sont le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension en circuit-ouvert (V_{co}), le facteur de forme (FF), et la puissance de sortie maximale (P_{max}) en fonction de l'ensoleillement et de la température du module PV.

➤ **Le courant de court-circuit I_{cc}**

Le courant de court-circuit I_{cc} d'un module PV correspond à la valeur du courant débité lorsque le module est court-circuité comme noté sur la Figure I- 11(a) (les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance tension (P-V) d'un module PV pour un éclairement et une température donnés).

Le courant de court-circuit I_{cc} du module PV peut être simplement calculé par la relation suivante :

$$I_{cc} = I_{cc_0} \left(\frac{G}{G_0}\right)^\alpha \quad (I.9)$$

Avec :

I_{cc} : Le courant de court circuit aux conditions de fonctionnement (rayonnement G et température t) ;

I_{cc_0} : Le courant de court circuit aux conditions normales ($G = 1000 \text{ W/m}^2$ et température 25°C) ;

G : Le rayonnement [W/m^2] ;

G_0 : Le rayonnement aux conditions standards 1000 W/m^2 ;

α : Facteur exposant.

➤ **La tension de circuit-ouvert V_{co}**

La tension en circuit-ouvert d'un module PV correspond à la tension aux bornes du module lorsqu'aucune charge ne lui est connectée tel qu'illustré sur la Figure I- 16a.

➤ **La puissance maximale du module PV**

La puissance électrique produite par la module PV est égale au produit du courant continu fourni (I) par une tension continue donnée (V) dans les conditions bien déterminées (éclairage et température).

$$P = I * V \quad (\text{I.10})$$

Le point de puissance maximale (P_{max}) est le point de coordonnées (V_m, I_m) noté sur les Figures I.11(b) qui correspond à la puissance maximale. Pour des raisons de simplification, les professionnels caractérisent un module PV par sa puissance nominale aux conditions de fonctionnement standard (STC). Ce paramètre n'est autre que la puissance maximale mesurée sous ces conditions (en général un ensoleillement de 1000W/m^2 et une température de 25°C).

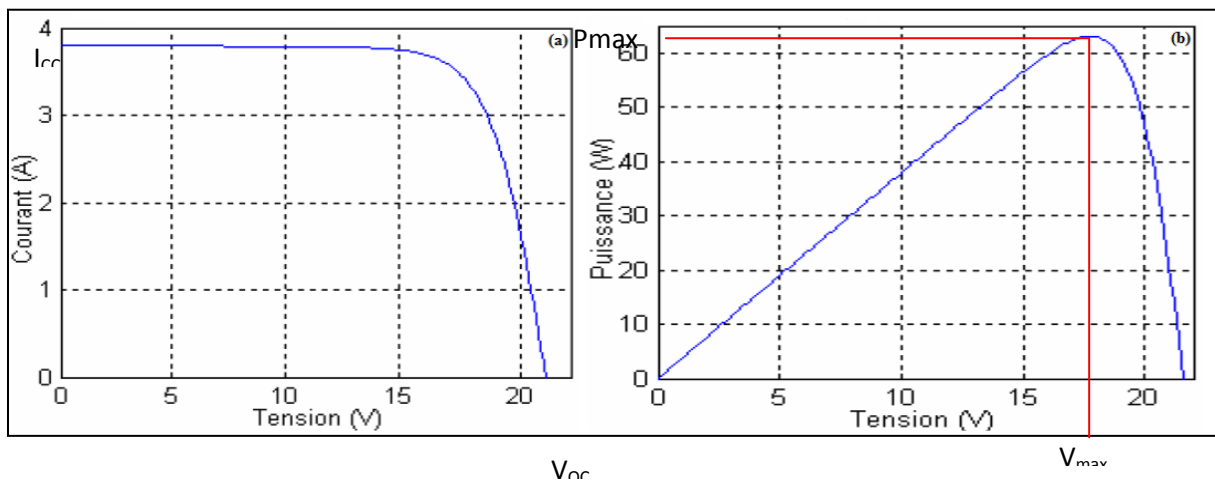


Figure I- 11. Caractéristiques d'un module PV : (a) la caractéristique I-V et (b) la caractéristique P-V [6].

➤ **Le facteur de forme FF**

On appelle facteur de forme FF le rapport entre la puissance maximum fournie par la cellule P_{max} , et le produit du courant de court-circuit (I_{cc}) par la tension de circuit ouvert (V_{co}) (c'est à dire la puissance maximale d'une cellule idéale) :

$$P_{max_idéale} = V_{co} * I_{cc} \quad (\text{I.11})$$

P_{max} idéale: Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV idéale (Watt).

V_{co} : Tension de circuit ouvert mesurée aux bornes de la cellule PV(Volt).

I_{cc} : Intensité de court-circuit mesurée aux bornes de la cellule PV(Ampère).

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} * I_{cc}}$$

$$FF = \frac{I_m * V_m}{V_{cc} * I_{co}} \quad (I.12)$$

I.4.3 Groupement des modules PV

I.4.3.1 Groupement des modules PV en série

Une association de (n_s) modules en série permet d'augmenter la tension du module photovoltaïque. Les modules sont alors traversés par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque module comme noté sur la Figure I- 12.

L'équation (I-13) donne respectivement la tension en circuit ouvert (V_{co}) et le courant de court-circuit (I_{cc}) d'une association série des (n_s) modules photovoltaïques.

$$V_{co_{n_s}} = n_s * V_{co} \text{ et } I_{cc_{n_s}} = I_{cc} \quad (I.13)$$

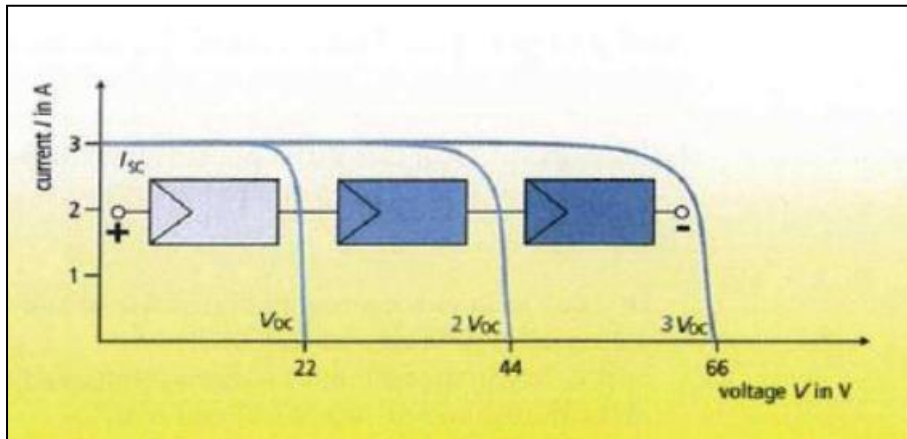


Figure I- 12. Courbe caractéristique d'un groupement en série des modules photovoltaïques [11].

I.4.3.2 Groupement des modules PV en parallèle

Il est également possible de faire une association parallèle de (n_p) modules dans le but d'accroître le courant de sortie du module PV ainsi créé. Dans un groupement de modules identiques connectées en parallèle, les modules sont soumises à la même

tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants (Figure I-13). L'équation 1-3 donne respectivement le courant de court-circuit (I_{cc}) et la tension en circuit ouvert (V_{co}) d'une association parallèle de n_p cellules.

$$I_{cc_{np}} = n_p * I_{cc} \text{ et } V_{co_{np}} = V_{co} \quad (\text{I.14})$$

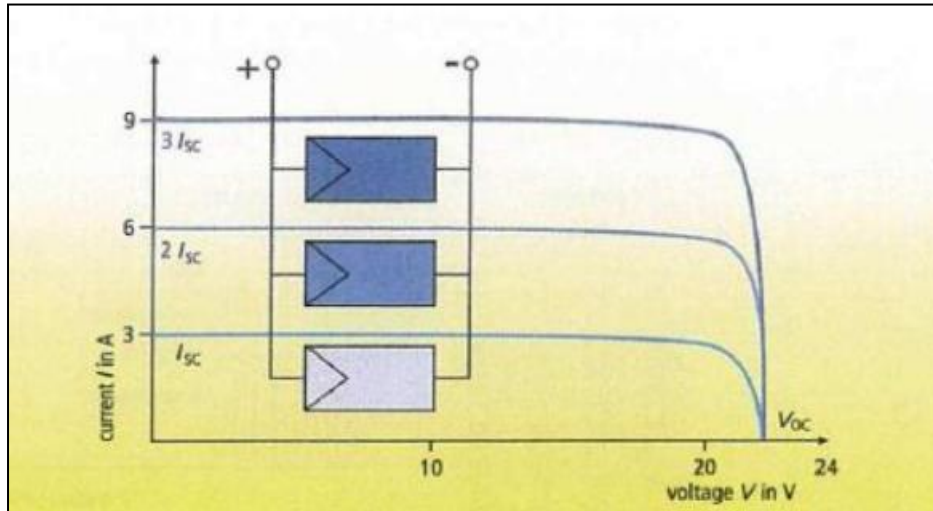


Figure I- 13. Courbe caractéristique d'un groupement en parallèle des modules photovoltaïque [11].

I.4.3.3 Groupement des modules PV en série /parallèle

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est-à-dire le montage série/parallèle, un exemple est illustré sur la Figure I.14.

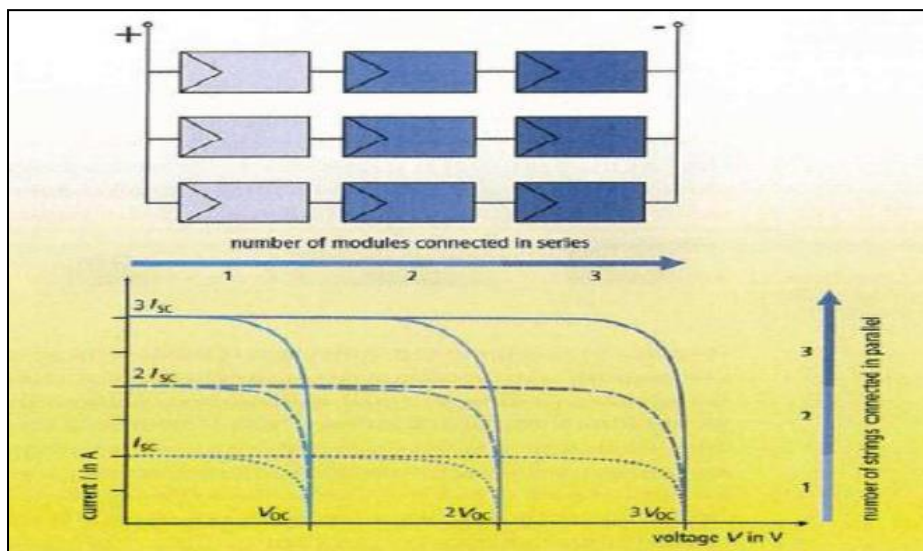


Figure I- 14. Courbe caractéristique d'un groupement série/parallèle des modules photovoltaïque [11].

I.4.4 Paramètres influant sur le comportement du module PV

Les informations fournies par les constructeurs d'équipements photovoltaïques ne permettent généralement qu'un dimensionnement approximatif du système PV [11]. Dans cette partie, on cite l'influence des paramètres météorologiques (température, ensoleillement) et électriques (résistance série (R_s), résistance shunt (R_{sh})) sur les performances d'un module PV c-à-d les caractéristiques électriques I-V et P-V.

I.4.4.1 Influence de l'ensoleillement

L'ensoleillement est un paramètre très important qui affecte les caractéristiques du panneau photovoltaïque (tension-courant) et (tension-puissance) comme illustré sur la Figure I-15. En effet, l'augmentation du flux lumineux se traduit par l'accroissement du courant de court-circuit (I_{cc}), de la tension en circuit-ouvert (I_{co}) et de la puissance maximale (P_{max}). Cependant, l'accroissement du courant de court-circuit est plus important que celui de la tension en circuit ouvert.

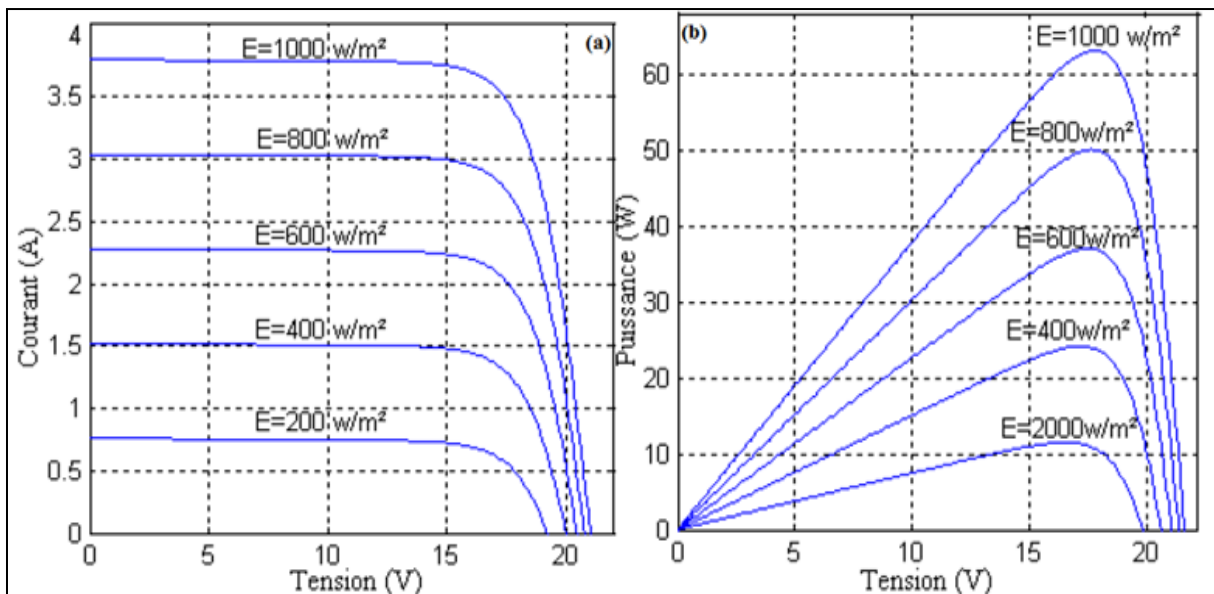


Figure I- 15. Caractéristiques d'un module PV pour différents ensoleillements à température constante (a) I-V et (b) P-V [6].

I.4.4.2 Influence de la température

La température est un autre paramètre d'une grande importance dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques du fait que son matériau de construction (semi-conducteur) est très sensible à la température. L'influence de la température sur les caractéristiques ((V-I) et (V-P)) d'un module photovoltaïque est notée sur la Figure I-16. L'augmente de la température provoque une diminution de la puissance maximale

et ainsi le rendement diminue. Elle entraîne également, une chute importante de la tension de circuit-ouvert (V_{oc}) et une faible augmentation du courant de court-circuit (I_{cc}).

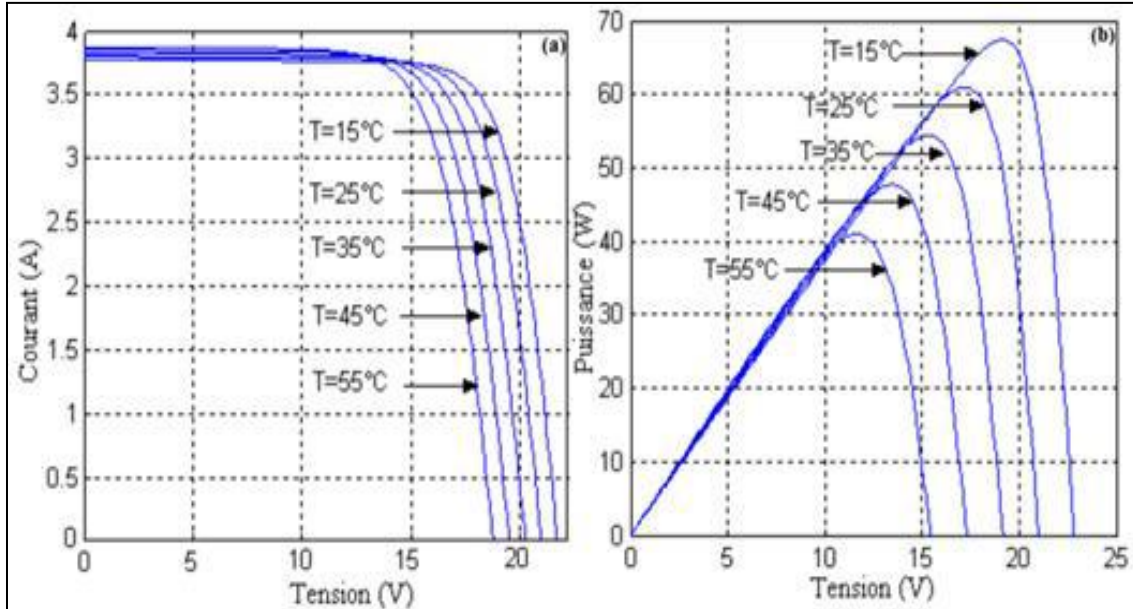


Figure I- 16. Caractéristiques d'un module PV pour différentes températures à ensoleillement constant (a) I-V et (b) P-V. [6].

I.4.4.3 Influence de la résistance série

La résistance série (R_s) présente aussi un paramètre très important qui affecte les caractéristiques (V-I) et (P-V) d'un module photovoltaïque. Elle est dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles [11] L'augmentation de la résistance série (R_s) produit une diminution de la puissance maximale et une diminution de la pente de la courbe I-V dans la zone où le module fonctionne comme source de tension, à droite du point de puissance maximum comme noté sur la Figure I- 17.

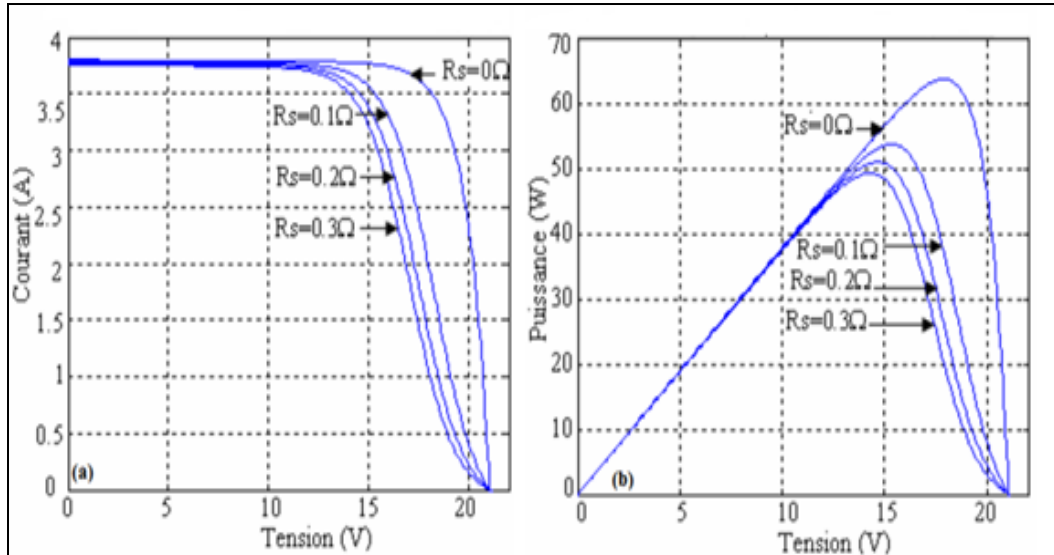


Figure I- 17. Evolution des caractéristiques d'un module PV en fonction de la résistance série
(a) I-V et (b) P-V [12].

I.4.4.4 Influence de la résistance shunt

La résistance shunt (R_{sh} ou R_p) est un paramètre d'une grande importance qui affecte le comportement d'un module photovoltaïque. Elle tient compte des courants de fuite qui interviennent entre les bornes d'une cellule photovoltaïque [12]. L'effet de cette résistance sur les caractéristiques (I-V) et (P-V) est noté sur la Figure I-18. L'augmentation de la résistance shunt augmente la puissance et la puissance maximale. De même, une augmentation de la pente de la courbe (I-V) dans la zone correspondante à un fonctionnement du module PV en source de courant. Cela se traduit par le fait que plus la résistance shunt est faible, plus le courant qui la traverse est important et par conséquent le courant produit par le module est plus faible.

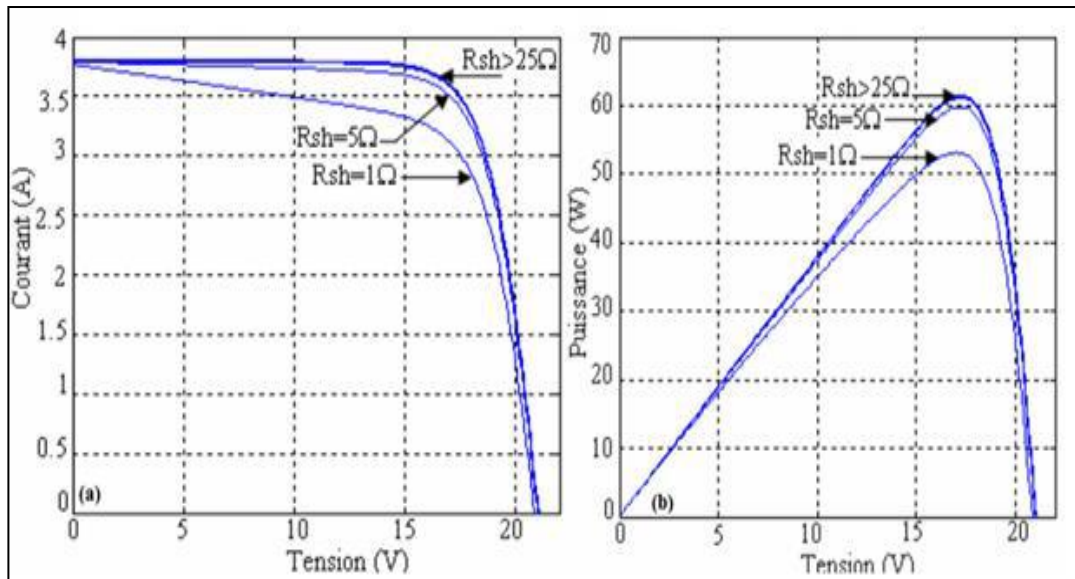


Figure I- 18. Evolution des caractéristiques d'un module PV en fonction de la résistance shunt
(a) I-V et (b) P-V [13].

I. 5. Dégradation d'un module photovoltaïque

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée suite à plusieurs facteurs à savoir ; la température, l'humidité, l'irradiation, la poussière et les chocs mécaniques. Cette dégradation se traduit par le dommage progressif des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut modifier son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service [16].

L'état dégradé du module photovoltaïque peut s'avérer problématique lorsque la dégradation dépasse un seuil critique. Les constructeurs des modules photovoltaïques considèrent qu'un module photovoltaïque est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau inférieur à 80% de sa valeur initiale [15].

I.5.1 Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques

La dégradation du module photovoltaïque peut toucher ces différents composants de à savoir ; le verre, l'Ethylène Vynil Acétate (EVA) le matériau encapsulant, les interconnexions entre les cellules, le support appelé aussi backsheet qui présente un film polymère de protection généralement en Tedlar (c'est le nom commercial du PVF (polyvinyl fluoride)) comme illustré sur la Figure I- 19. On noté également les colles qui assurent l'adhérence entre ces différents composants du module. Les principaux modes de dégradations des modules photovoltaïques sont : la corrosion, la délamination,

la décoloration, les fissures et bris de verre, les points chauds (hot spots) et le PID (Potentiel Induced Degradation).

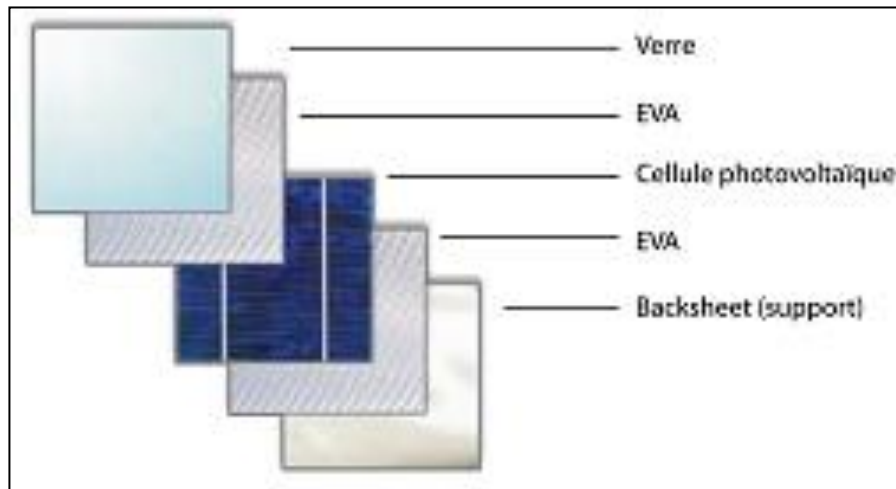
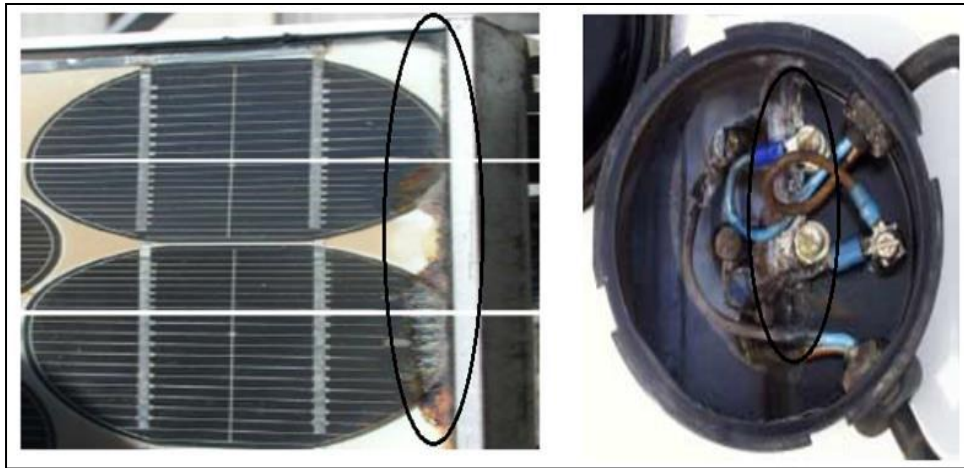


Figure I- 19. Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation [16].

I.5.1.1 La corrosion

La corrosion est un des modes de dégradation des modules photovoltaïques, il attaque les connexions métalliques des cellules du module photovoltaïque provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une perte de performance. Ce mode de dégradation dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique, un exemple de la corrosion au niveau de la bordure et de la boîte de jonction est noté sur la Figure I-20.

La cause principale de la corrosion est l'humidité, elle pénètre dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés [17]. La rétention de l'humidité dans l'enveloppe du module augmente la conductivité électrique du matériau et plus particulièrement dans les zones géographiques chaudes et humides. En raison de la vitesse de diffusion relativement élevée de l'eau dans l'Ethylène-acétate de vinyle (EVA) utilisé dans l'encapsulation de la plupart des modules PV, l'infiltration de l'humidité dans le module reste importante au cours de sa durée de vie même si le module est constitué d'une structure en double verre.



a- corrosion de la bordure	b- corrosion de la boîte de jonction
----------------------------	--------------------------------------

Figure I- 20. La dégradation du module PV par la corrosion [19].

I.5.1.2 La délamination

Un autre mode de dégradation des modules photovoltaïques est la délamination, c'est un problème majeur, il traduit la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre avant. Un exemple est illustré sur la Figure I.21.

Ce mode de dégradation est plus fréquent dans les climats chauds et humides, il favorise une pénétration de l'humidité dans le module et provoque, par la suite, différentes réactions chimiques à l'intérieur du module induisant des dégradations telles que la corrosion des métaux de la structure du module le plus souvent. De même, il favorise l'augmentation de la réflexion lumineuse dans le module photovoltaïque. La délamination est plus sévère lorsqu'elle se produit sur les bords du module parce que, en plus de la dégradation de la puissance, elle provoque des risques électriques pour le module et l'installation toute entière.

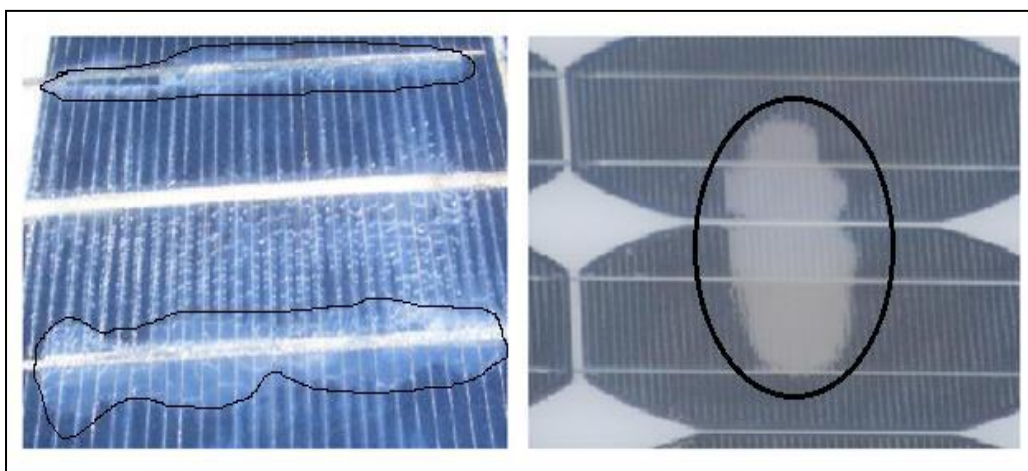


Figure I- 21. Dégradation du module photovoltaïque par délamination [9].

I.5.1.3 La décoloration

La décoloration de l'EVA est un mode de dégradation principale dans les modules photovoltaïques en silicium cristallin. Ce mode de dégradation du module photovoltaïque se traduit par le changement de couleur du matériau utilisé pour son encapsulation qui est généralement en Ethylène-acétate de vinyle (EVA) ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Ce changement de couleur peut se traduire soit par un jaunissement soit par un brunissement du matériau encapsulant. comme noté sur la Figure I- 22.

Cette décoloration provoque une modification de la transmittance de l'encapsulant des cellules et par conséquent la puissance générée par le module est diminuée. Elle est due principalement aux rayons ultraviolets combinés à l'eau sous des températures d'exposition supérieures à 50°C qui va engendrer un changement de la structure chimique du polymère [18].

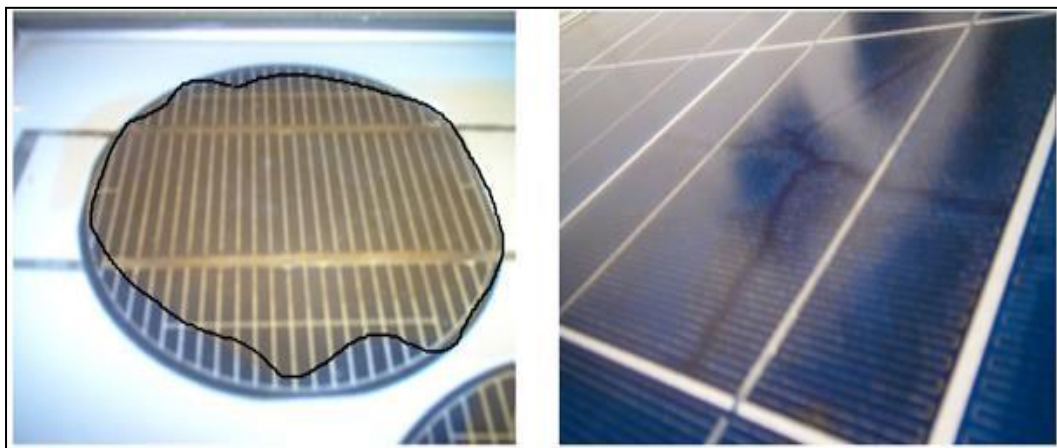


Figure I- 22. Dégradation des modules photovoltaïques par décoloration [18].

5.1.4 Les fissures et bris de verre

Un autre mode de dégradation des modules photovoltaïques d'une grande importance est les bris de verre et fissures, Il se produit dans la plupart des cas, lors des opérations d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules sur les sites d'installation. Notant qu'un module photovoltaïque avec des fissures ou des cassures peut toutefois continuer à produire de l'énergie.

Les modules photovoltaïques avec fissures et bris de verre présentent un risque de choc électrique et de pénétration de l'humidité plus élevé. Les casses, les bris de verre et les fissures sont généralement suivies des autres types de dégradation tels que la corrosion, la décoloration, la délamination [19]. Un exemple illustratif d'un module photovoltaïque en silicium poly cristallin fissuré lors de sa première mise en service et

qui a fonctionné pendant cinq ans en association avec d'autres modules est noté sur la Figure I-23.



Figure I-23. Dégradation de module photovoltaïque par des bris de verre [19].

I.5.1.5 Les points chauds ou Hot-spots

Lorsqu'une partie ou la totalité de la cellule solaire est ombrée, la cellule crée une résistance interne. La cellule se transforme alors en consommatrice d'électricité. Doc la cellule surchauffe et peut endommager le matériau d'encapsulation (EVA) et la feuille arrière (TPT) pouvant même provoquer un incendie d'origine électrique, c'est le phénomène du point chaud ou « hot-spot ». Un exemple est noté sur la Figure I.24.

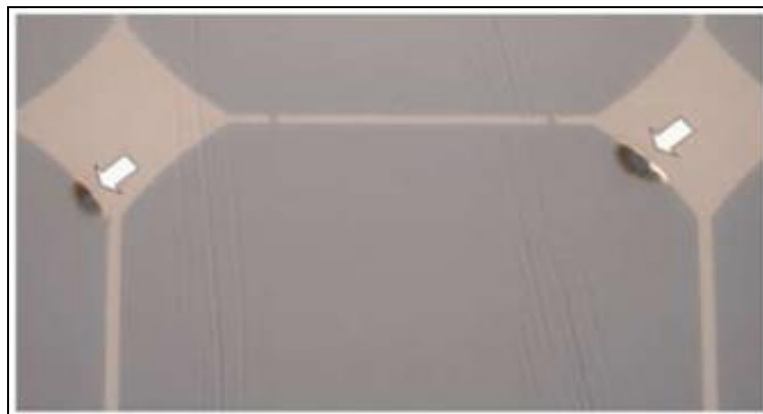


Figure I- 24. Dégradation du module photovoltaïque par des points chauds sur les bords des coins supérieurs [11].

I.5.1.6 Les bulles

La dégradation des modules photovoltaïques par la présence des bulles est similaire à la délamination, mais dans ce cas, la perte d'adhérence de l'Ethylène-acétate de vinyle (EVA) affecte uniquement une petite surface du module et elle est combinée à un gonflement de la surface dont l'adhérence a été dégradée. Les bulles sont généralement

dues aux réactions chimiques qui dégagent des gaz dans le module et qui se retrouvent piégés à l'intérieur de celui-ci. Elles apparaissent généralement au centre de la cellule et peuvent être dues à une mauvaise adhérence de la cellule provoquée par la température élevée [20] Lorsque cela se passe sur la partie arrière du module, un encombrement apparaît sur le polymère encapsulant formant ainsi les bulles. Elles rendent plus difficile la dissipation de chaleur des cellules, augmentent leur surchauffe et accélèrent leur vieillissement La Figure I.25. illustre un module avec un nombre important de bulles sur la face arrière.

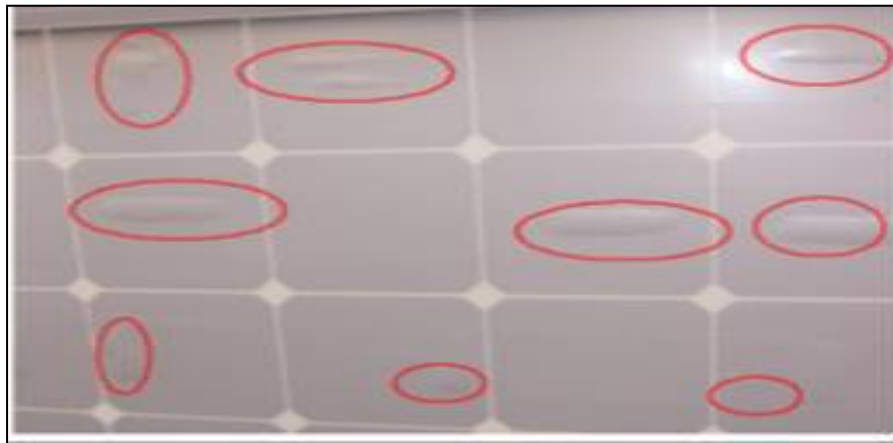


Figure I-25. Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV[20].

I.5.1 Le PID - Potentiel Induced Degradation

Ce mode de dégradation des modules photovoltaïques connu sous le nom de Potentiel Induced Dégradation (PID) se caractérise par une dégradation progressive des performances des modules photovoltaïques (diminution du rendement des modules, pouvant atteindre plus de 20% en quelques mois) à base de silicium cristallin, due à la présence d'un courant électrique induit au cœur même du module Ce phénomène a été plus fréquent dans les climats humides que dans les milieux chauds et secs [21].

I.5.2 Les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque

I.5.2.1 Inspection visuelle

La première technique de détection des modes de dégradations d'un module photovoltaïque est l'inspection visuelle. Elle consiste à visualiser à l'œil nu certaines dégradations tels que la décoloration, la délamination, les bulles, les fissures dans les cellules et les points chauds. Elle doit être effectuée dans des conditions naturelles sous la lumière du soleil pour avoir une lumière intense de bonne qualité. Cette inspection doit être effectuée à partir de différents angles afin d'identifier la zone où la dégradation pourrait apparaître et d'éviter les erreurs dues aux images réfléchies.

I.5.2.2 Mesure de la puissance

La dégradation d'un module photovoltaïque est caractérisée par la diminution de la puissance produite. Cette baisse de puissance n'est pas toujours détectée au sein d'un système PV constitué d'un ensemble de modules. Pour cela, un test de puissance doit être plutôt effectué individuellement aux modules photovoltaïques suspects.

Pour détecter la chute de la puissance d'un module photovoltaïque, une mesure de puissance dans les conditions standards de test (STC) est nécessaire. Les conditions standards de test sont caractérisées par une irradiance de 1000 W.m^{-2} , une température du module de 25 °C et une répartition spectrale du rayonnement de AM 1.5. Ce test peut être effectué dans un simulateur solaire (mesure intérieure) ou sous exposition au soleil (mesure extérieure). Cependant, le contrôle précis de la température et l'uniformité de la lumière restent très difficiles à réaliser dans ce cas. Dans le cas des mesures à l'intérieur, la température et l'uniformité de la lumière sont mieux contrôlées. Néanmoins, lorsque la lumière artificielle est utilisée, il est difficile de reproduire avec précision la répartition spectrale de la lumière du soleil. Afin d'obtenir une mesure précise de l'éclairement reçu par le module sous-test, un module de référence doit être judicieusement choisi [22].

I.5.2.3 Imagerie infrarouge

L'imagerie infrarouge est une technique de test non destructive qui permet la détection des zones à haute température qui sont, généralement, la conséquence du phénomène de Hot-spot (point chaud).

Cette technique est largement utilisée, elle est basée sur la propriété de tout matériau à émettre un rayonnement électromagnétique dont la longueur d'onde est liée à la température du matériau. En examinant la distribution de la température du module, des anomalies peuvent être détectées lorsqu'elles existent.

Cette propriété est expliquée par la loi de Stefan-Boltzmann, qui définit l'équation de la manière dont une surface idéale ou «corps noir» émet un rayonnement. Le maximum du rayonnement émis dépend de la température mais seulement trois différentes plages de température sont prises en compte: $2\text{-}2,5 \text{ }\mu\text{m}$ pour des températures de plus de 1000 °C qui comprend une partie du rayonnement visible et deux autres plages; $3,5\text{-}4,2 \text{ }\mu\text{m}$ et $8\text{-}14 \text{ }\mu\text{m}$ pour des températures plus basses. D'autres plages de température ne peuvent être considérées en raison de la forte absorption de l'air dans l'atmosphère.

I.5.2.4 Thermographie

Une autre technique similaire à la méthode infrarouge présentée précédemment c'est la technique de la thermographie. Elle est également non destructive et permet d'identifier les pertes de puissance à l'aide d'une injection de courant. Le courant n'est pas continu mais plutôt pulsé. Ainsi la température augmente chaque fois qu'un court-circuit ou circuit-ouvert est détecté [23],

La thermographie peut être effectuée à l'obscurité ou sous éclairage. Dans le cas du test à l'obscurité, les cellules sont généralement en condition de circuit ouvert (V_{co}). Grâce à cette technique, les petits défauts peuvent être détectés. Le détecteur utilisé est de type CCD (Charge Coupled Detector) comme dans la technique infrarouge. La gamme de longueurs d'onde correspondante va de $3\mu\text{m}$ à $5\mu\text{m}$. La Figure II-26. montre l'image obtenue par thermographie d'une cellule photovoltaïque au silicium.

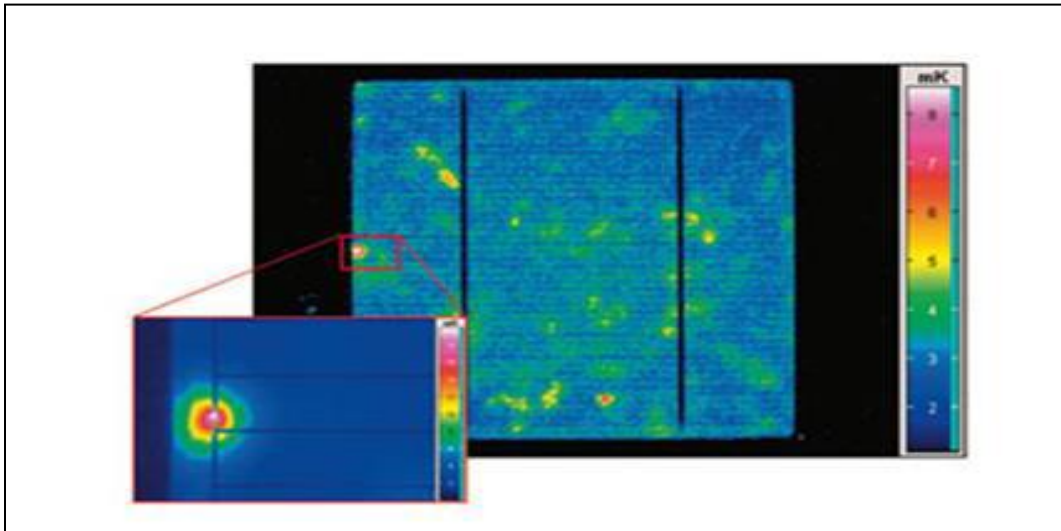


Figure I-26. Image thermographique d'une cellule PV en silicium [23].

I.5.2.5 Imagerie par électroluminescence et photoluminescence

L'imagerie par électroluminescence et photoluminescence est une technique qui permet de détecter les fissures situées dans les zones de la cellule difficilement explorables par la plupart des autres techniques. Les images obtenues par cette technique présentent un aspect sombre comme indiqué sur la Figure I-27. Elle permet de détecter les premiers signes d'une dégradation future tels que les fissures partielles et les lignes ou zones sombres des cellules. Contrairement aux images obtenues par la détection du rayonnement infrarouge due à l'effet thermique, une image par électroluminescence est obtenue à partir des photons émis par la recombinaison des porteurs excités dans une cellule solaire [24].

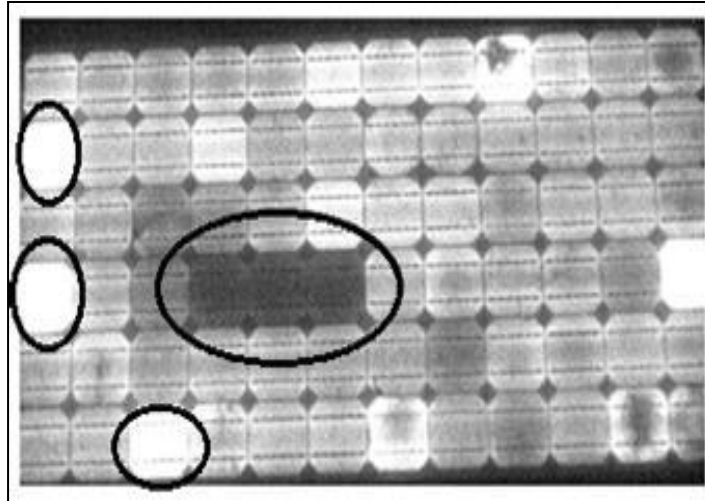


Figure I-27. Image par électroluminescence d'un module photovoltaïque avec des cellules dégradées [24].

I.5.2.6 Résonance de vibrations ultrasoniques

La technique par résonance de vibrations ultrasoniques est basée sur l'analyse des vibrations ultrasoniques suite à une excitation du module. Elle permet de détecter les microfissures dans les cellules PV isolées. Cette technique détecte les variations de la fréquence caractéristique de la réponse après une excitation par ultrasons de la cellule. Le détecteur utilisé est réalisé autour d'un transducteur piézoélectrique et placé à la périphérie de la cellule. Il a été démontré que la fréquence de résonance décroît alors que la bande passante de la fréquence de résonance augmente quand une fissure apparaît dans une cellule.

Conclusion

L'étude faite le long de ce chapitre nous a permis de retenir les points suivants :

- le principe de la conversion d'énergie en énergie électrique est appelée effet photovoltaïque, les caractéristiques électriques, la tension obtenue est en fonction du matériau. L'effet photovoltaïque est une des propriétés électriques des semi-conducteurs.
- des différentes technologies de cellules PV et plus particulièrement de celles qui sont actuellement les plus présentes et qui feront l'objet de plusieurs études menées lors de cette mémoire, à savoir le silicium cristallin, le silicium amorphe
- Les différents calculer des caractéristiques de performance d'un modules PV soit en série ou en parallèle.
- Les principaux modes de dégradation des modules PV recensés dans la littérature sont : la corrosion, la décoloration, la délamination, les bris de verre et les fissures de cellules. Néanmoins, la corrosion et la décoloration restent, d'après la littérature, les modes de dégradation prédominants.
- Les paramètres environnementaux tels que la température, l'humidité et l'irradiation UV sont les principaux facteurs de dégradation.

Introduction

Dans ce chapitre on présente le matériel et les méthodes utilisés durant notre étude. Il se divise en deux parties, la première s'intéresse à la description des panneaux photovoltaïques (panneau ALPV 85-125M-36) dans leur environnement (l'université de Biskra) et la deuxième partie traite les méthodes d'analyse de la dégradation des panneaux photovoltaïques à savoir : l'inspection visuelle, caractéristiques électriques, standardisations des mesures dans les conditions réelles et le taux de dégradation.

Partie 1 : Les panneaux photovoltaïques dans leur environnement

II.1.1 Présentation du site de l'étude « Biskra » :

Notre étude porte sur un des panneaux photovoltaïques de la microcentrale située à l'Université de Mohamed Khieder de Biskra. La région de Biskra est située au centre-est de l'Algérie dans la région des Aurès aux portes du désert du Sahara. La wilaya de Biskra est limitée au nord par la wilaya de Batna, au nord est par la wilaya de Khenchela, au nord ouest par la wilaya de M'sila, au sud par la wilaya de Djelfa et au sud par la wilaya de El Oued comme noté sur la Figure II.1.

La Wilaya de Biskra s'étale sur une superficie de 2 167,20 km², est située à environ 470 Km au Sud-est d'Alger, elle se trouve à une altitude de 124 m, sa latitude est de 34°.52'(N) est sa longitude est 5°45' (E) [25].

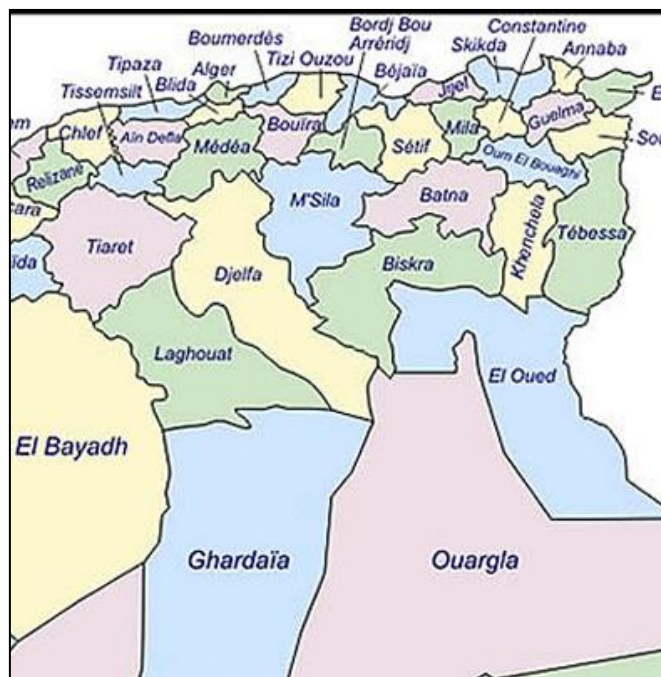


Figure II.1 : Situation géographique de la wilaya de Biskra [26]

Le climat de Biskra est un climat saharien, chaud et sec en été et très agréable en hiver. La pluviométrie est en moyenne entre 120 et 150 mm/an. La température moyenne sur toute l'année est de 20,9 °C [27].

La ville de Biskra se caractérise par une température maximale en été qui atteint dans le mois de juillet 42°C et une température minimale en hiver qui atteint 7°C pendant le mois de janvier. La moyenne annuelle de la température est de 21.5°C [28].

II.1.2 Description microcentrale photovoltaïque

La microcentrale photovoltaïque de l'université de Biskra présente un système photovoltaïque connecté aux réseaux du laboratoire. Il comporte les éléments suivants ;

- Un champ PV formé de 40 modules solaire de type ALPV85-25 M-36 ;
- Un onduleur INGECON Sun 5 ;
- Deux Armoire un en amont, l'autre en aval avec éléments de sécurité et de comptage ;
- Câblages ;
- Une centrale d'acquisition de données pilotée par un PC.

Cette petite centrale photovoltaïque a été installée avec une capacité de 3400 watts en 2013 pour générer de l'électricité pour l'université. Figure II.2

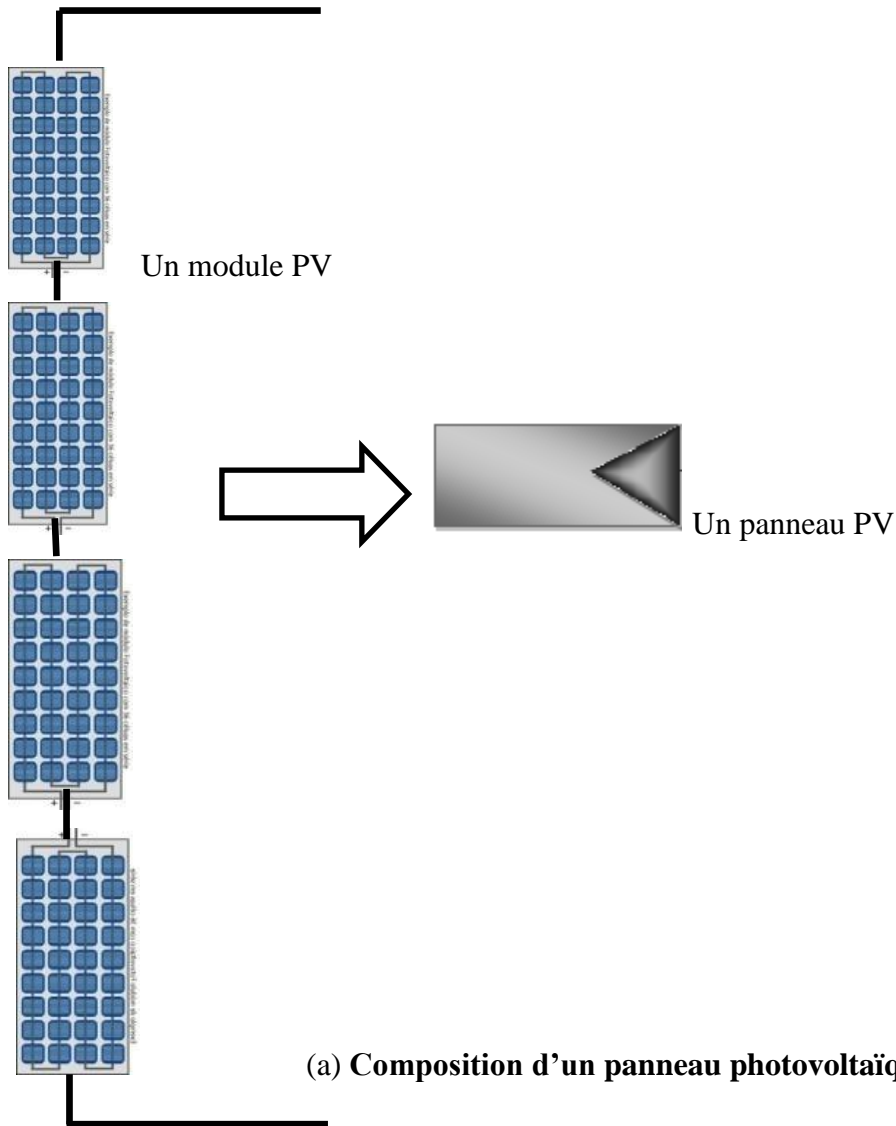


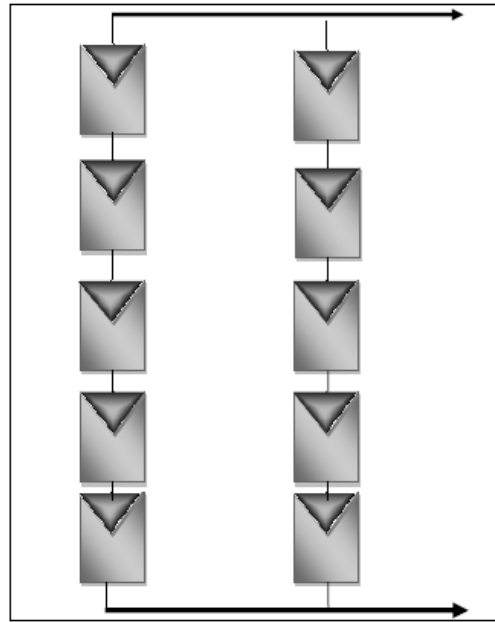
Figure II.2 : La microcentrale photovoltaïque de l'université Mohamed Khider.

II.1.3 Description du champ photovoltaïque

Le champ photovoltaïque de cette microcentrale est composé de 40 modules photovoltaïques de type AL PV85-25M-36 à base de silicium monocristallin. Le montage et le branchement des

modules en générateur (tension et courant) sont conditionnés par les paramètres électriques du convertisseur DC/AC. Ainsi, on note 10 panneaux solaires de 4 modules chacun. Ces panneaux sont regroupés en deux branches parallèles de 5 panneaux en série. La Figure II.3 illustre cet arrangement.





(b) Composition d'un panneau photovoltaïque

Figure II.3 : Structure du champ photovoltaïque de la microcentrale.

Notre étude porte sur un de ces panneaux qui a subi une dégradation naturelle dans la région de Biskra de (5ans), il est noté à droite sur la Figure II.4. Un autre panneau de référence sans dégradation (neuf) a été utilisé comme une référence comme illustré sur la Figure II.4 à gauche.

Ces deux modules photovoltaïques sont identiques, ils sont composés de 36 cellules en silicium monocristallin connectées en série, ils peuvent fournir dans les conditions standards de test (CST) une puissance maximale de 85W, un courant de 4.64 A sous une tension de 18,3V. Les caractéristiques principales sont regroupées dans le Tableau II.1.

Notant qu'un encadrement en aluminium a été réalisé pour ces deux modules comme support afin de faciliter leur orientation comme noté sur la Figure II.4.



Figure II.4 : Les panneaux photovoltaïques utilisés durant notre étude.

Tableau II.1 : Caractéristiques électriques des modules photovoltaïques utilisés. [29]

Paramètres électriques	Valeurs sous (1000 W/m ² , 25°C)
Puissance maximale	85 W
Courant maximal	5.06 A
Tension maximale	17.62 V
Tension en circuit ouvert	22.03 V
Courant de court-circuit (Isc)	5.54 A
Surface	120 mm x 50 mm
Nombre des cellules solaires	36
Coefficient de température Isc	+0,069%/C°
Coefficient de température Voc	-0,39%/C°
Coefficient de température Pmp	-0,46%/C°

Partie 2 : Méthodes d'analyse de la dégradation des panneaux photovoltaïques

II.2.1 Inspection visuelle des modules photovoltaïques

Dans le but de déterminer les différents types de dégradation (la corrosion, la délamination, la décoloration, les fissures et bris de verre, les points chauds (hot spots) et le PID (Potentiel Induced Dégradation) de ces modules photovoltaïques, une inspection visuelle a été effectuée sur ces panneaux qui ont fonctionné durant 5 ans dans un milieu saharien de la région de Biskra. Cette inspection a été réalisée après avoir nettoyé et dépourvu de tout dépôt de poussières de sable sur la surface des modules, les résultats sont notés dans le chapitre 3.

II.2.2 Caractéristiques électriques des modules photovoltaïques

Dans cette partie on s'intéresse à la caractérisation électriques de deux modules photovoltaïques, le premier c'est le module dégradé qui a subit une dégradation de 5 ans (c'est un des module du site de l'université de Biskra) et l'autre est une module de référence, c'est un module neuf de même caractéristique que le module dégradé.

Des expériences ont été effectuées au niveau des laboratoires du département de Génie Mécanique de la faculté de technologie à l'Université de Biskra pour tracer les courbes I-V et P-V en temps réel de fonctionnement des deux modules (module dégradé et le module de référence). Ainsi une base de données pour le traitement ultérieur est constituée.

II.2.2.1 Description du dispositif expérimental

Le dispositif expérimental est composé des deux modules photovoltaïques (module dégradé et le module de référence) montés sur un même support afin de subir les mêmes conditions expérimentales (même rayonnement solaire, même température ambiante, même humidité et la même vitesse du vent). Ces deux modules photovoltaïques sont munis d'un radiomètre (Pyranomètre) (Figure II.5) et d'un détecteur de température (Anémomètre) pour déterminer la température sur la surface des modules photovoltaïques (Figure II.6) .

Une résistance à curseur représentée sur la Figure II.7 de différentes charges permet d'enregistrer les caractéristiques électriques I-V des modules photovoltaïques.



Figure II.5 : Le radiomètre. (Pyranomètre)



Figure II.6 : Le détecteur de température. (Anémomètre)



Figure II.7 : Résistance à curseur(Rhéostat).

II.2.2.2 Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement du capteur solaire photovoltaïque repose sur la production de l'électricité à partir de la lumière en utilisant un semi conducteur telle que décrit au chapitre 1.

La lumière solaire arrive sur les cellules du capteur photovoltaïque, les électrons se rassemblent dans le conducteur n et les trous dans le conducteur p, photo-tension opposée au champ interne et de même valeur faisant son apparition des deux cotes. Il est possible de récupérer cette tension photoélectrique avec des contacts et de la neutraliser dans circuit de courant continu.

L'intensité du courant augmente avec l'intensité de la lumière et da la surface éclairée. La tension est fonction du matériau du semi conducteur. Dans notre dispositif expérimental les valeurs de la tension (V), courant (I), l'intensité de la lumière (G), la température ambiante(T_{am}) et la température des modules photovoltaïques (dégradé et de référence) (T) sont lues directement sur les appareils de mesure. La collecte et le stockage des mesures effectuées (courant, tension, éclairement et les températures) sont récupérés sous forme de fichiers Excel pour calculer la puissance et tracer l'évolution des caractéristiques des modules photovoltaïques (I,V) et (P,V).

II.2.2.3 La procédure expérimentale

La procédure expérimentale s'effectue suivant les étapes suivantes :

- On prépare tous les dispositifs nécessaires comme noté sur Figure II.8.
- On Place les deux panneaux photovoltaïques dans un endroit ensoleillé dans la direction du sud et suivant l'inclinaison choisie (36.8°);

- On Relie ces panneaux à l'appareil de mesure combiné et au rhéostat avec des câbles;
- Installation d'un circuit électrique à partir d'un générateur électrique constitué d'un ampèremètre et d'une résistance variable sur la séquence et d'un voltmètre sur la branche pour varier les valeurs de Ampèremètre et de Voltmètre en modifie la résistance de la valeur supérieure (11.5Ω) à la valeur finale (0Ω)
- On mesure la température du module
- On mesure la température ambiante
- On mesure la vitesse du vent
- On mesure Ensoleillement à la surface du module
- On mesure à chaque résistance, la tension, le courant et ainsi la puissance.

. II.2.3 Standardisation des mesures dans les conditions réelles

Les constructeurs de modules photovoltaïques fournissent leurs caractéristiques mesurées dans les conditions de test standards (STC) ; éclairement de 1000 W/m^2 , température de cellule de 25°C et une masse d'air AM 1,5 Dans le cas où la mesure de la caractéristique I-V est faite

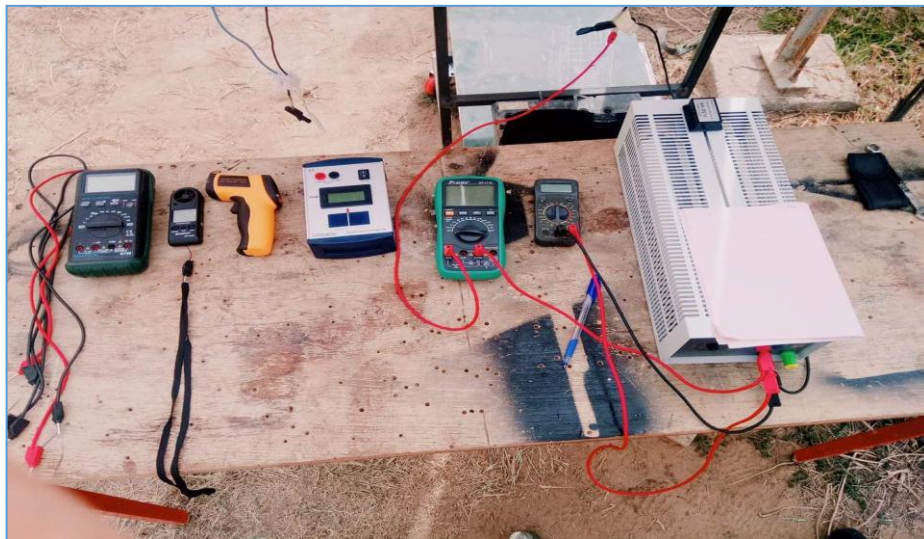


Figure II.8 : Plateforme de mesures

sur le site dans les conditions atmosphériques réelles, on est amené à translater ces caractéristiques vers les conditions STC en utilisant la procédure selon la norme CEI 60891 : 1995-02 [32] dans le but de comparer les performances du module PV à celles données par le constructeur dans sa fiche technique, qui correspondent aux caractéristiques initiales. Les valeurs du courant de court-circuit et de la tension en circuit-ouvert standardisées sont calculées en utilisant les équations suivantes :

$$I_{STC} = I + I_{SC} \left(\frac{1000}{G} - 1 \right) + SK_I(T_{STC} - T) \quad (\text{II.1a})$$

$$V_{STC} = V - I_S K(T_{STC} - T) - R_s(I_{STC} - I) + NK_V(T_{STC} - T) \quad (\text{II.1b})$$

Avec :

I_{STC} : courant du module sous conditions standards (A).

V_{STC} : tension du module sous conditions standards (V).

I : courant mesuré (A).

V : tension mesurée (V).

1000 : éclairement de référence (W/m²).

G : éclairement incident mesuré (W/m²).

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

T : température mesurée (ou estimée) du module (°C).

K_I : coefficient de température pour le courant (A/°C).

K_V : coefficient de température pour la tension (V/°C).

R_s : résistance série du module (Ω).

N : nombre de cellules dans le module photovoltaïque.

K : coefficient de courbure.

S : surface du module photovoltaïque.

La relation de la puissance maximale standardisée est exprimée par la relation suivante :

$$P_{max} = V_{OC} \times I_{SC} \times FF \quad (\text{II.1c})$$

Dans notre étude, on s'intéresse aux courant de court-circuit et à la tension de circuit ouvert dans les conditions de fonctionnement réel I_{sc} et V_{co} qui doivent être comparés avec leurs valeurs initiales I_{sc0} et V_{co0} dans les conditions standards de test (STC). Ainsi, les mesures sur site doivent être ramenées aux conditions standards avant de les comparer avec les valeurs initiales. A partir des mesures, il est possible de remonter aux valeurs standard relatives aux conditions STC caractérisées par un ensoleillement de 1000 Wm⁻² et une température $T_{ref}=25^\circ\text{C}$.

En circuit-ouvert, le coefficient de courbure K qui permet de tenir compte de la chute tension au voisinage du coude de la caractéristique courant-tension est nul [30]. Ainsi, les relations de la standardisation du courant de court-circuit et de la tension en circuit ouvert sont données par les relations générales de correction suivantes.

$$I_{SCSTC} = I_{SC} \left(\frac{1000}{G} \right) + SK_I(T_{STC} - T) \quad (\text{II.2a})$$

$$V_{OCSTC} = V_{OC} + NK_V(T - T_{STC}) \quad (\text{II.2b})$$

A partir de l'expression de la puissance maximale du module photovoltaïque, la relation de la puissance maximale standardisée est exprimée par la relation suivante :

$$P_{max} = V_{OCSTC} \times I_{SCSTC} \times FF_{STC} \quad (\text{II.2c})$$

Les mesures réelles sur site ainsi standardisées sont utilisées pour l'évaluation de la dégradation des paramètres de performance du module photovoltaïque tels que le courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert, la puissance maximale et le facteur de forme.

II.2.4 Calcul des taux de dégradation

L'évaluation de la dégradation du courant de court-circuit (I_{sc}), de la tension en circuit ouvert (V_{oc}), de la puissance maximale du module (P_{max}) et le facteur de forme (FF) du module est gérée par la comparaison de la valeur standardisée et la valeur initiale avant la mise en service du module photovoltaïque. La différence exprimée en pourcentage représente le taux de dégradation du paramètre considéré. Le taux de dégradation du courant de court-circuit ($T_D I_{sc}$), de la tension en circuit ouvert ($T_D V_{oc}$), de la puissance maximale ($T_D P_{max}$) et le facteur de forme ($T_D FF$) du module sont données respectivement par les relations suivantes :

$$T_D I_{sc}(\%) = \frac{(I_{sc_0} - I_{sc})}{I_{sc_0}} \times 100 \quad (\text{II.3a})$$

$$T_D V_{oc}(\%) = \frac{(V_{oc_0} - V_{oc})}{V_{oc_0}} \times 100 \quad (\text{II.3b})$$

$$T_D P_{max}(\%) = \frac{(P_{max_0} - P_{max})}{P_{max_0}} \times 100 \quad (\text{II.3c})$$

$$T_D FF(\%) = \frac{(FF_0 - FF)}{FF_0} \times 100 \quad (\text{II.1d})$$

Avec ;

$T_D I_{sc}$: Le taux de dégradation du courant de court-circuit ;

I_{sc_0} : Le courant de court-circuit à l'instant initial dans les conditions standards ;

I_{sc} : Le courant de court-circuit à l'instant de l'exécution du test dans les conditions standards ;

$T_D V_{oc}$: Le taux de dégradation de la tension en circuit ouvert ;

V_{oc_0} : La tension en circuit ouvert à l'instant initial dans les conditions standards ;

V_{oc} : La tension en circuit ouvert à l'instant de l'exécution du test dans les conditions standards ;

$T_D P_{max}$: Le taux de dégradation de la puissance maximale ;

Pmax₀ : La puissance maximale à l'instant initial dans les conditions standards ;

Pmax : La puissance maximale à l'instant de l'exécution du test dans les conditions standards ;

T_DFF : Le taux de dégradation du facteur de forme ;

FF₀ : Le facteur de forme à l'instant initial dans les conditions standards ;

FF : Le facteur de forme -circuit à l'instant de l'exécution du test dans les conditions standards ;

Le taux annuel de dégradation des paramètres électriques du module PV à savoir le courant de court circuit, la tension à circuit ouvert, la puissance maximale et du facteur de forme (T_DIsc(%), T_DVco(%), T_DPmax (%) et T_DFF(%)) considéré à partir de la première mise en service de celui-ci est exprimé par les relations suivantes :

$$\frac{T_{DIsc}(\%)}{\text{années}} = \frac{T_{DIsc}(\%)}{\Delta t} * 100 \quad \text{(II.4a)}$$

$$\frac{T_{DVoc}(\%)}{\text{années}} = \frac{T_{DVoc}(\%)}{\Delta t} * 100 \quad \text{(II.4b)}$$

$$\frac{T_{DPmax}(\%)}{\text{années}} = \frac{T_{DPmax}(\%)}{\Delta t} * 100 \quad \text{(II.4c)}$$

$$\frac{T_{DFF}(\%)}{\text{années}} = \frac{T_{DFF}(\%)}{\Delta t} * 100 \quad \text{(II.4d)}$$

Avec :

Δt : représente la durée d'exposition sous éclairage du module depuis la mise en service (en années).

Conclusion

Notre étude porte sur un panneau photovoltaïque de la micro station photovoltaïque situé à l'université de Biskra. Ce panneaux de type AL PV85-25M-36 à base de silicium monocristallines a subit une dégradation de 5 ans dans un milieu saharien de la région de Biskra. On a pu faire une inspection visuelle sur les panneaux de cette micro station afin de déterminer les modes de dégradation possible.

On a réalisé quelques essais sur les deux panneaux afin de déterminer les caractéristiques électriques (V_{oc} , I_{sc} , FF, P_{max}) expérimentalement.

De même on a pu déterminer la méthode de standardisation des mesures dans les conditions réelles, le calcul des taux de dégradation (du courant de court-circuit($T_{DI_{sc}}$), de la tension en circuit ouvert ($T_{DV_{oc}}$), de la puissance maximale($T_{DP_{max}}$) et le facteur de forme (T_{DFF})) et le taux de dégradation annuel ($T_{DI_{sc}}(\%)$, $T_{DV_{oc}}(\%)$, $T_{DP_{max}}(\%)$ et $T_{DFF}(\%)$).

1 Introduction :

Le problème de la dégradation des modules photovoltaïques reste une préoccupation majeure pour la surveillance et le développement de l'industrie photovoltaïque. Dans ce chapitre, on s'intéresse aux résultats de l'étude de la dégradation du panneau photovoltaïque (AL PV85-25M-36) de micro station de l'Université de Mohammed Khieder de Biskra. La première partie traite les différents modes de dégradation notés dans cette micro station, la deuxième partie est consacrée à la comparaison de deux modules photovoltaïques (l'un dégradé (5 ans de fonctionnement) et l'autre neuf) du même type (AL PV85-25M-36) sous différentes conditions opératoires (réelles) pour calculer la dégradation de ce module sous les conditions réelles. La dernière partie est réservée à l'évaluation de la dégradation sous les conditions de test standard (1000W/m² et 25°C).

II.1 Les modes de dégradation des panneaux photovoltaïques de la microcentrale de l'université de Biskra

Après une inspection visuelle des panneaux photovoltaïques de la microcentrale de l'université de Biskra on pu noter des différents modes de dégradation suivants ; le délaminage (Figure III.1), la décoloration (Figure III.2), la brise du verre (Figure III.3) et la présence de bulles (Figure III.4).



Figure III - 1. Dégradation du module photovoltaïque par délamination



Figure III - 2. Dégradation des modules photovoltaïques par décoloration

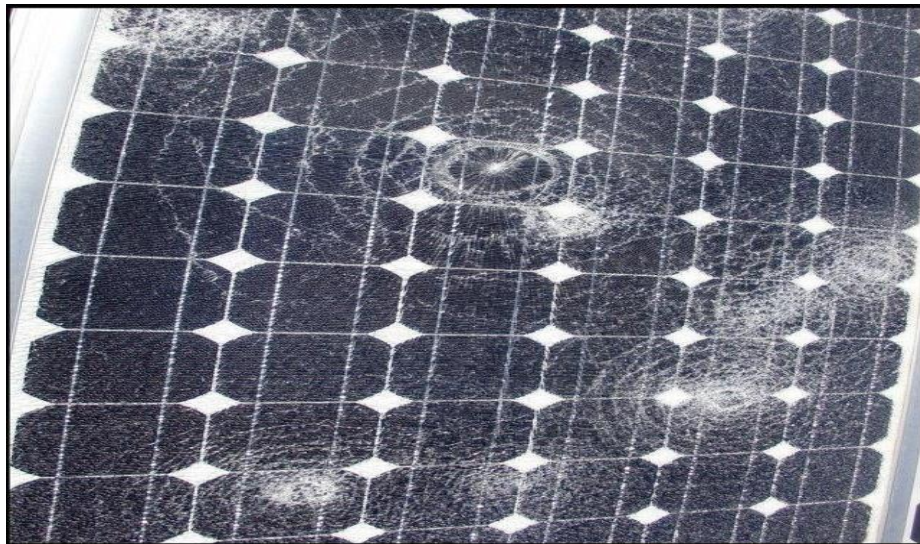


Figure III -3. Dégradation de module photovoltaïque par des bris de verre



Figure III -4. Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV

III.2 Evolution des caractéristiques du panneau photovoltaïque (AL PV85-25M-36)

Dans le but d'évaluer les caractéristiques électriques c-à-d les courbes I-V et P-V dans les conditions standards de test (1000W/m² et 25°C) du nouveau panneau photovoltaïque de type AL PV85-25M-36, on a choisie le modèle de Rauschenbach. Ce modèle permis de tracer de la caractéristique I-V avec les trois points : le point de court-circuit (0,I_{sc}), le point de circuit ouvert (V_{oc},0) et le point de la puissance maximale (P_{max}) [31].

Dans ce modèle, le courant I produit par le module PV est calculé comme une fonction de la tension V comme décrit par l'équation(III.1) [32].

$$I = I_{sc} \left(1 - C_1 \left(\exp \left(\frac{V}{C_2 V_{oc}} \right) - 1 \right) \right) \quad (III.1)$$

Avec :

C₁, C₂ : sont les coefficients de ce modèle, ils sont donnés par [1] :

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{max}}{I_{sc}} \right) \exp \left(- \frac{V_{max}}{C_2 V_{oc}} \right) \quad (III.2)$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_{max}}{V_{oc}} - 1}{\ln \left(1 - \frac{I_{max}}{I_{sc}} \right)} \quad (III.3)$$

I_{sc} : Le courant de court circuit [A] ;

V_{oc} : La tension à circuit ouvert [V] ;

I_{max} : Le courant du point maximal [A] ;

V_{max} : La tension du point maximal [V] ;

Pour l'évolution de la puissance, on a la formule suivante :

$$P = V_{oc} I_{sc} \left(1 - C_1 \left[\exp \left(\frac{V}{C_2 V_{oc}} \right) - 1 \right] \right) FF \quad (III.4)$$

$$FF = \frac{I_{max} V_{max}}{I_{sc} V_{oc}} \quad (III.5)$$

Un programme en Matlab a été élaboré pour tracer l'évolution des courbes (I-V) et (I-P) pour le panneau photovoltaïque AL PV85-25M-36. Les caractéristiques électriques de ce panneau sont : $P_{max}=85W$, $I_{max}=4.93A$, $V_{max}=17,27V$, $V_{oc}=21.83V$ et $I_{sc}=5.33A$, comme noté dans le Tableau II.1. Les résultats des graphes V-I et P-V sont illustrés sur les Figures (III.1) et (III.2).

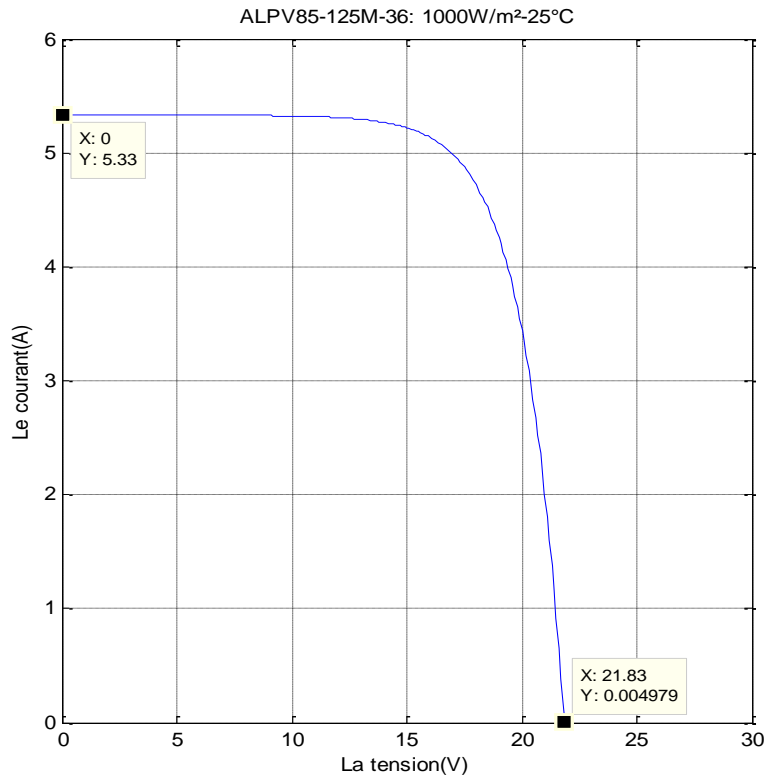


Figure III.1 : Evolution de la courbe caractéristique (I-V) du panneau PV sous les conditions standards.

Notant que l'évolution de la courbe courant-tension présente les mêmes caractéristiques de départ courant de court circuit (I_{sc}) (5,33 A) et tension à circuit ouvert (V_{oc}) (21,83 V). Pour le cas de la courbe de puissance- tension (P-V), on constate que le produit du courant maximal (I_{max}) (4.93 A) et la tension maximale (V_{max}) (17.27V) présentent les memes valeurs données par le constructeur.

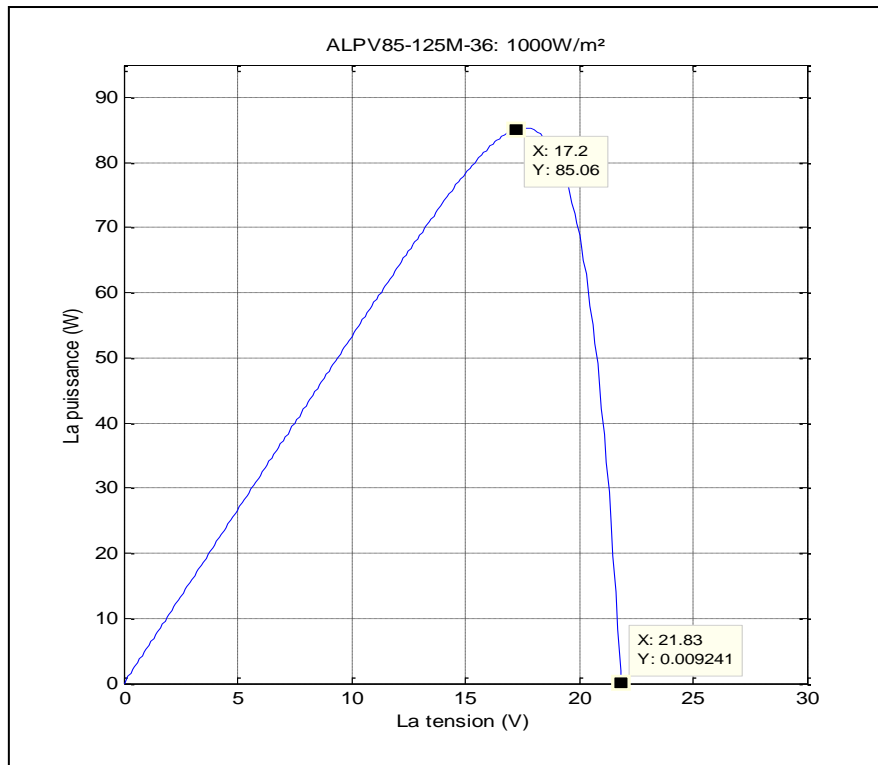


Figure III.2 : Evolution de la courbe caractéristique (P-V) du panneau PV sous les conditions standards.

III.3 Calcul de la dégradation des panneaux PV dans les conditions réelles

Après avoir effectué une série d'expérience sur les deux modules (dégradé et non dégradé) suivant la méthode décrite au chapitre 2, on trace pour chaque cas l'évolution des caractéristiques électriques (I-V) et (P-V) dans les conditions réelles pour ces deux modules en même temps afin de bien visualiser la dégradation.

Expérience 1

Cette expérience a été réalisée le 03/02/2019 à 14h à l'université de Biskra sous les conditions climatiques suivantes ; le rayonnement : 1000W/m², la température ambiante : 25°C, la température du module : 52°C et la vitesse de vent : 0,3 m/s. Les résultats de l'évolution du courant en fonction de la tension et de la puissance en fonction de la tension sont illustrés sur les Figures III.3 et III.4 respectivement.

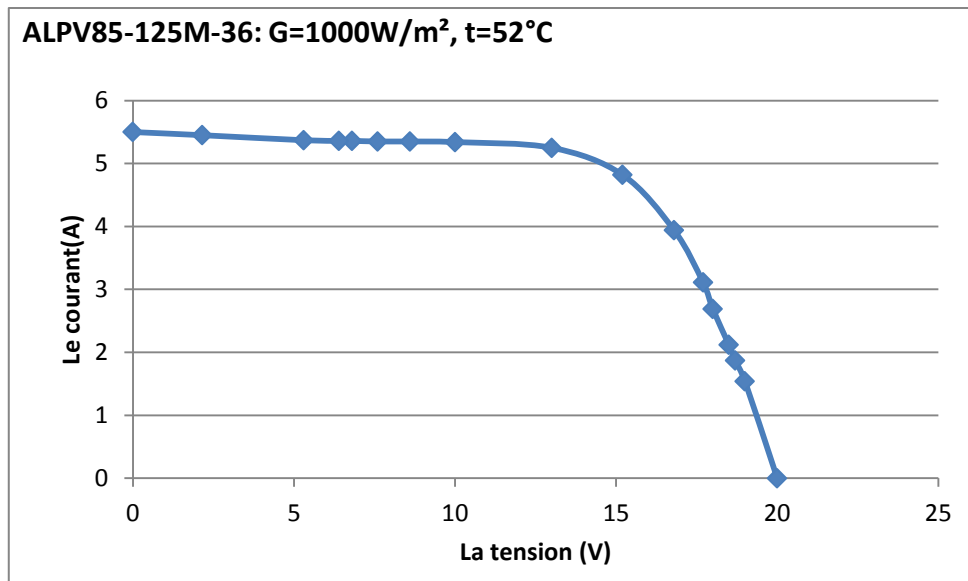


Figure III.3 : Evolution de la courbe caractéristique (I-V) du panneau PV non dégradé sous les conditions ($G=1000W/m^2$ et $T_{mod}=52^{\circ}C$).

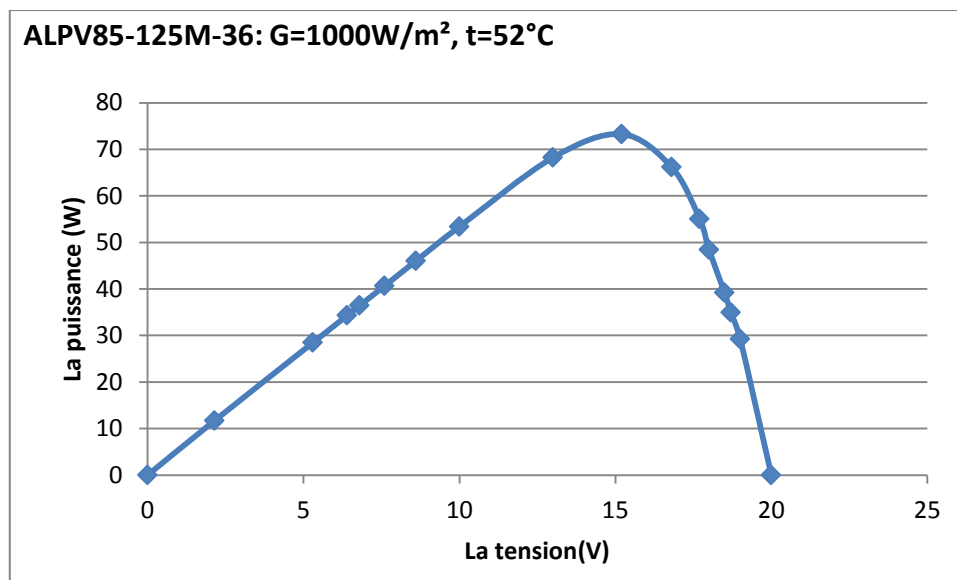


Figure III.4 : Evolution de la courbe caractéristique (P-V) du panneau PV non dégradé sous les conditions ($G=1000W/m^2$ et $T_{mod}=52^{\circ}C$).

Pour le cas du panneau photovoltaïque dégradé, les courbes caractéristiques (I,V) et (P,V) sont représentées sur les figures III.7 et III.8 respectivement.

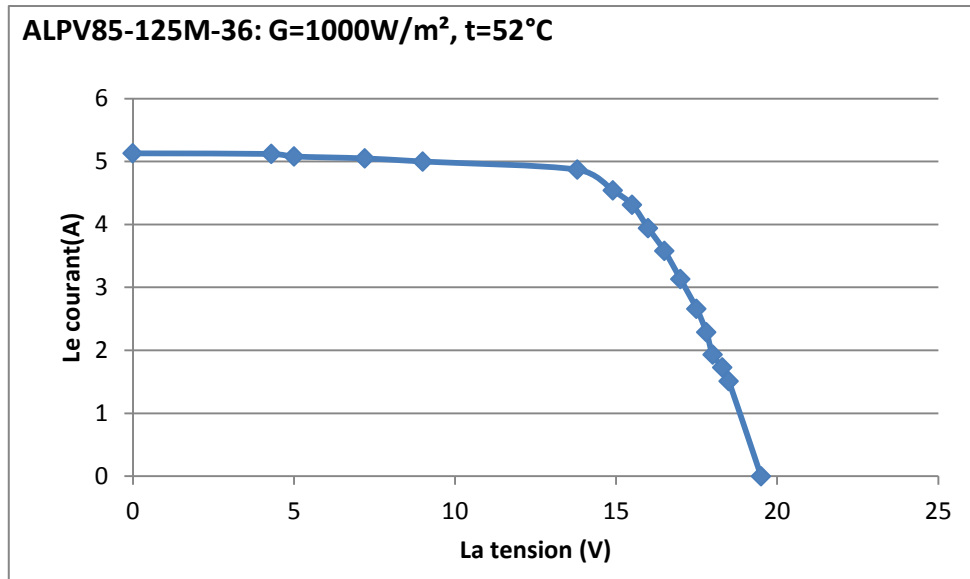


Figure III.5 : Evolution de la courbe caractéristique (I-V) du panneau PV dégradé sous les conditions ($G=1000W/m^2$ et $T_{mod}=52^{\circ}C$).

La comparaison courbes (V-I) et (V,P) des deux modules (non dégradé et dégradé) dans les mêmes conditions est représentée sur les Figures III.7 et III.8. Notant que pour les deux cas (courant ou puissance), la courbe du module dégradé présente des valeurs inférieures au module non dégradé. Les valeurs du courant de court circuit (I_{sc}), la tension à circuit ouvert(V_{oc}), la puissance maximale(P_{max}), le courant correspondant à cette puissance(I_{max}) et la tension correspondante à cette puissance(V_{max}) pour le module non dégradé et le module dégradé sont regroupées dans le Tableau III.1. Le panneau non dégradé présente une valeur de 5.5 A du courant de court circuit, 20 V de la tension à circuit ouvert, 73,26 W de puissance maximale avec un courant maximale de 4,82 A et une tension maximale de 15,2 V. D'autre par, le panneau dégradé enregistre les valeurs suivantes ; 5.13 A (I_{sc}), 19,5 V (V_{oc}), 67,65 W (P_{max}), 4,54A (I_{max}) et 14,9 V (V_{max}).

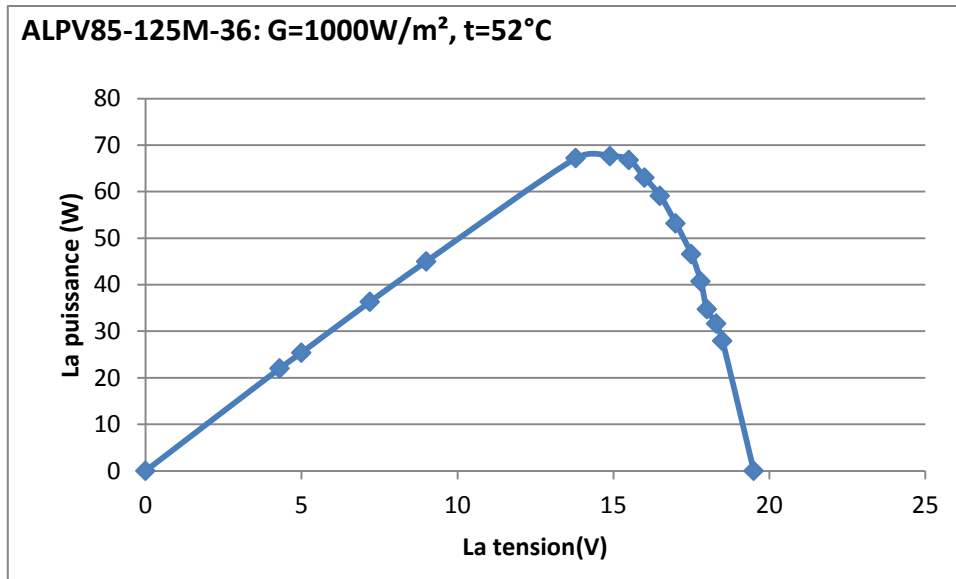


Figure III.6 : Evolution de la courbe caractéristique (P-V) du panneau PV non dégradé sous les conditions ($G=1000W/m^2$ et $T_{mod}=52^{\circ}C$).

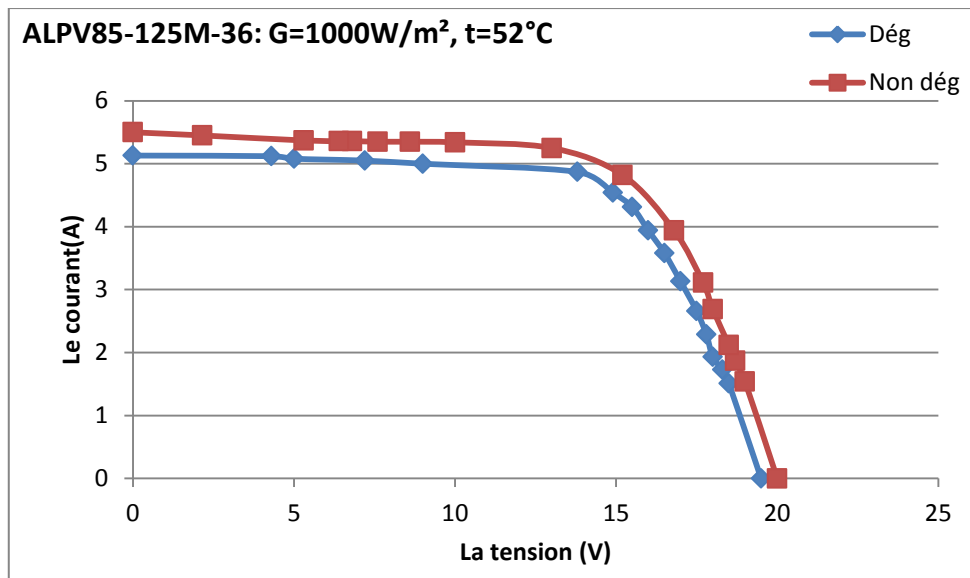


Figure III.7 : Comparaison des courbes caractéristiques (I-V) des panneaux PV(non dégradé et dégradé)sous les conditions ($G=1000W/m^2$ et $T_{mod}=52^{\circ}C$).

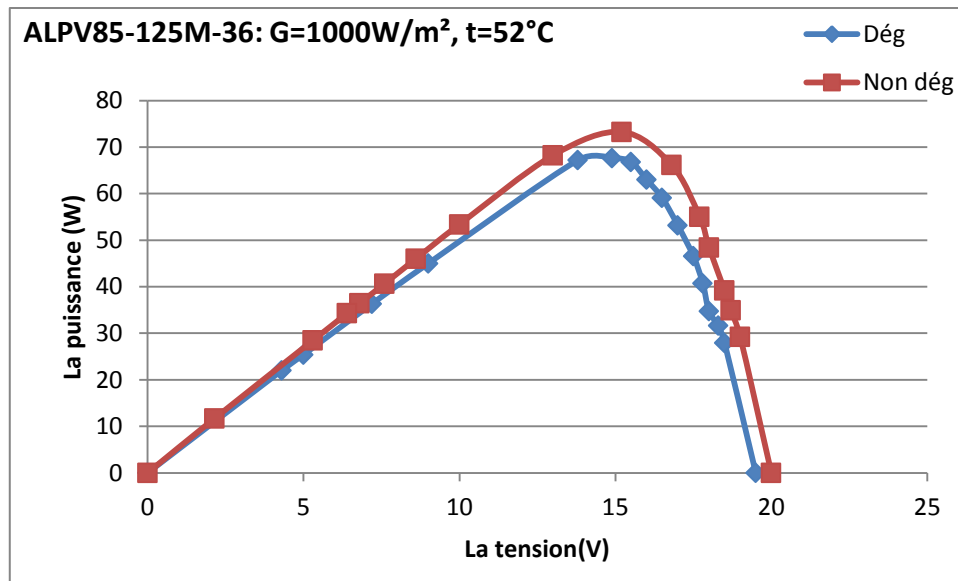


Figure III.8 : Comparaison des courbes caractéristiques (P-V) des panneaux PV (non dégradé et dégradé) sous les conditions ($G=1000W/m^2$ et $T_{mod}=52^{\circ}C$).

Egalement, les valeurs du taux de dégradation du courant de court circuit (I_{sc}), la tension à circuit ouvert (V_{oc}), la puissance maximale (P_{max}), le courant correspondant à cette puissance (I_{max}) et la tension correspondante à cette puissance (V_{max}) dans les conditions réelles sont regroupées dans le Tableau III.1. Les taux de dégradation du courant de court circuit, la tension à circuit ouvert, la puissance maximale, le courant correspondant à cette puissance et la tension correspondante à cette puissance sont 6,73 %, 2,5 %, 7,66 %, 5,81 % et 1,97 % respectivement. Notant que la dégradation de I_{max} est plus prononcée que la dégradation de V_{max} .

Tableau III.1 : Paramètres et dégradation des modules non dégradé et dégradé(Exp1).

	I_{sc}	V_{oc}	P_{max}	I_{max}	V_{max}
Non dégradé	5,5	20	73,26	4,82	15,2
Dégradé	5,13	19,5	67,65	4,54	14,9
Taux de dégradation(%)	6,73	2,5	7,66	5,81	1,97

Expérience 2

La deuxième expérience a été réalisée le même jour à 11h 30 sous les conditions climatiques suivantes ; le rayonnement : 960 W/m², la température ambiante : 22°C, la

température du module : 50°C et la vitesse de vent : 0,3 m/s. Les résultats de l'évolution du courant et de la puissance en fonction de la tension pour les deux modules (non dégradé et dégradé) sont illustrés sur les Figures III.9 et III.10 respectivement et le calcul des taux de dégradation dans les conditions réelles de fonctionnement, sont regroupés dans le Tableau III .2.

On note dans ce cas que les taux de dégradation du courant de court circuit, la tension à circuit ouvert, la puissance maximale, le courant correspondant à cette puissance et la tension correspondante à cette puissance sont 6,33 %, 1,03 %, 3,94 %, 1,65 % et 2,33 % respectivement.

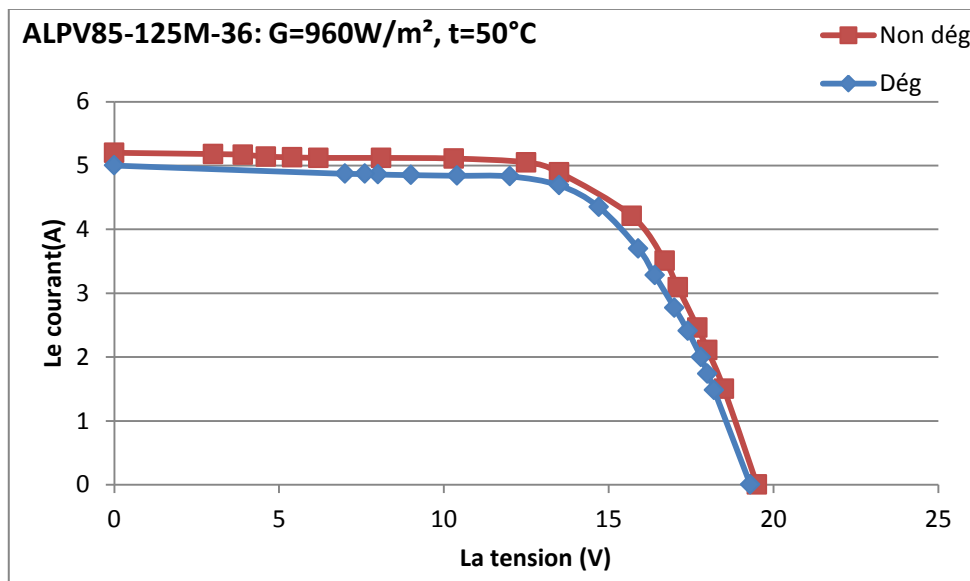


Figure III.9 : Comparaison des courbes caractéristiques (I-V) des panneaux PV(non dégradé et dégradé) sous les conditions (G=960W/m² et Tmod=50°C).

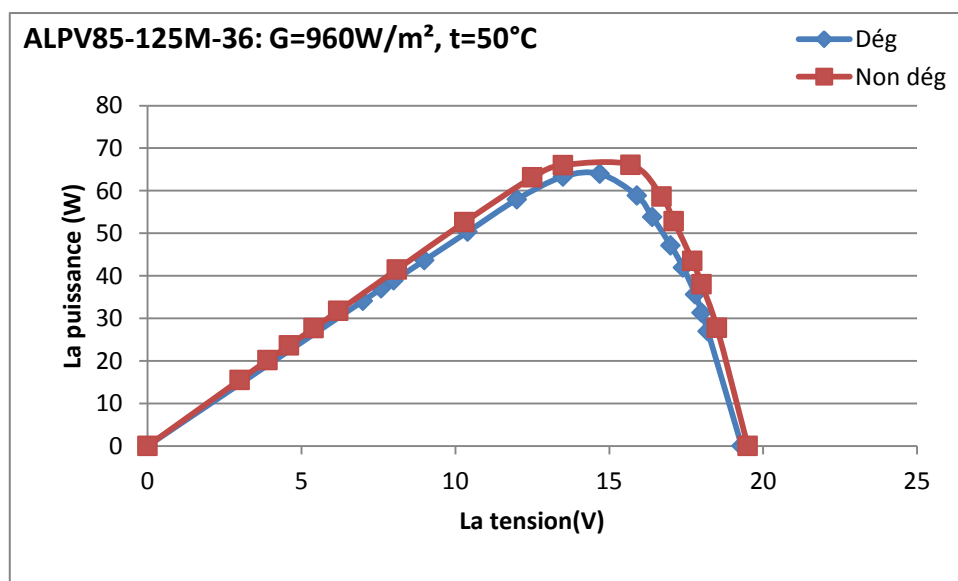


Figure III.10 : Comparaison des courbes caractéristiques (P-V) des panneaux PV (non dégradé et dégradé) sous les conditions ($G=960\text{W/m}^2$ et $T_{\text{mod}}=50^\circ\text{C}$).

Tableau III.2 : Paramètres et dégradation des modules non dégradé et dégradé(Exp2).

	Isc	Voc	Pmax	Imax	Vmax
Non dégradé	5.2	19.5	66.43	4.55	14.6
Dégradé	4.871	19.3	63.81	4.475	14.26
Taux de dégradation(%)	6.33	1.03	3.94	1,65	2,33

Expérience 3

La troisième expérience a été réalisée le même jour à 9h 15 sous les conditions climatiques suivantes ; le rayonnement : 570 W/m^2 , la température ambiante : 36°C , la température du module : 20°C et la vitesse de vent : 0 m/s . Les résultats de l'évolution du courant et de la puissance en fonction de la tension pour les deux modules (non dégradé et dégradé) sont illustrés sur les Figures III.11 et III.12 respectivement et le calcul des taux de dégradation dans ces conditions réelles de fonctionnement, sont regroupés dans le Tableau III .3.

Les taux de dégradation du courant de court circuit, la tension à circuit ouvert, la puissance maximale, le courant correspondant à cette puissance et la tension correspondante à cette puissance sont $4,89\%$, 0% , $2,89\%$, $5,34\%$ et $-2,56\%$ respectivement.

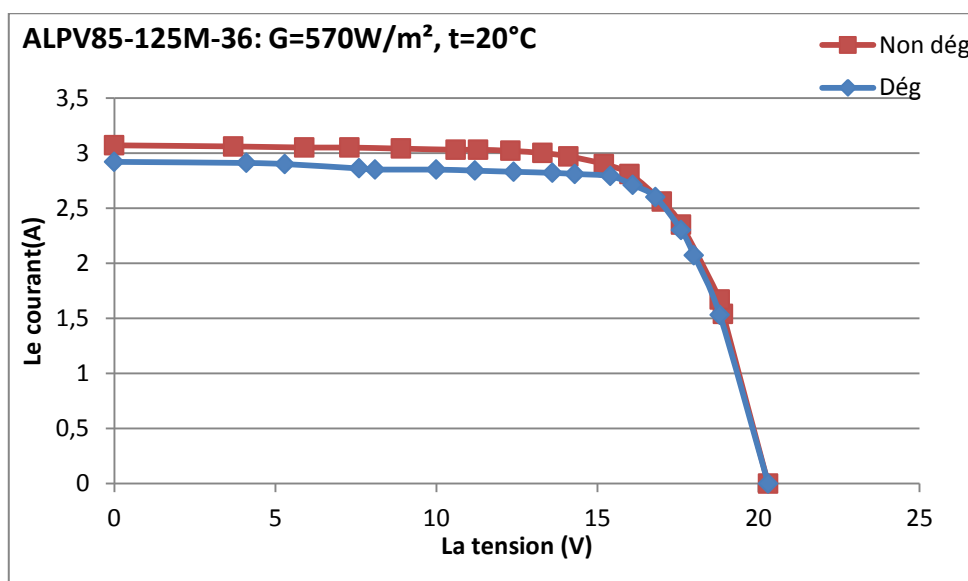


Figure III.11 : Comparaison des courbes caractéristiques (I-V) des panneaux PV (non dégradé et dégradé)sous les conditions ($G=570W/m^2$ et $T_{mod}=20^{\circ}C$).

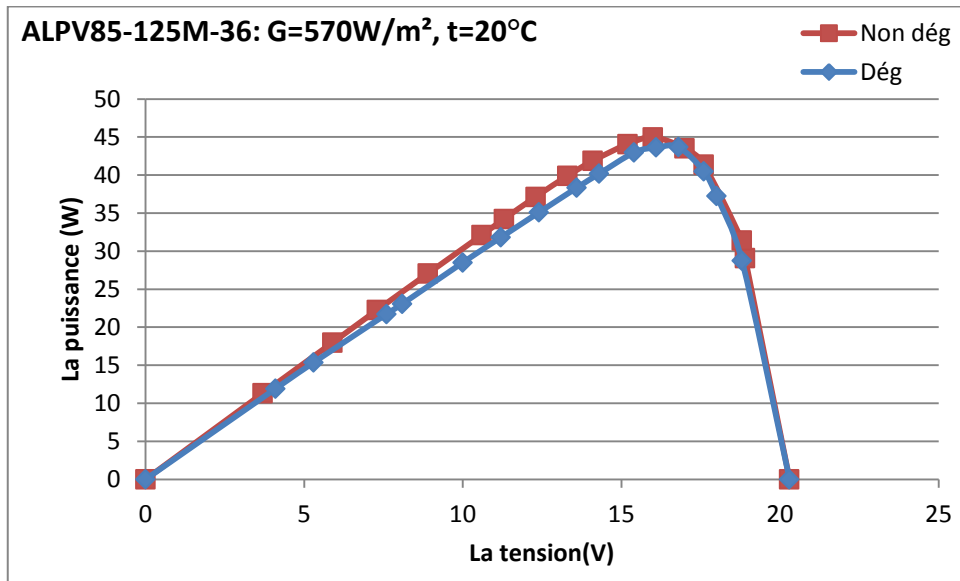


Figure III.12 : Comparaison des courbes caractéristiques (P-V) des panneaux PV (non dégradé et dégradé) sous les conditions ($G=750W/m^2$ et $T_{mod}=20^{\circ}C$).

Tableau III.3 : Paramètres et dégradation des modules non dégradé et dégradé(Exp3).

	Isc	Voc	Pmax	Imax	Vmax
Non dégradé	3,07	20.3	44.95	2.81	15.99
Dégradé	2.92	20.3	43.65	2.66	16.4
Taux de dégradation(%)	4.89	0	2.89	5.34	-2.56

On note de le taux de dégradation de ces différents paramètres est fonction directe des conditions climatiques aux quelles les panneaux sont exposés.

III.4 Calcul de la dégradation des panneaux PV dans les conditions standards

Les constructeurs de modules PV fournissent les caractéristiques mesurées dans les conditions de test standards(STC). Dans le cas ou la mesure de caractéristiques électriques (I,V) du module PV faite sur le site dans les conditions réelles, on est obligé de translater ces valeurs dans les conditions de test standards(éclairement de $1000W/m^2$, température de la cellule de $25^{\circ}C$) afin de comparer les performances du module PV à celles données par le

constructeur dans les mêmes conditions. De ce fait, on transfère les données de l'expérience 1 aux conditions standards(STC) en utilisant les formules vues dans le chapitre 2.

Les courbes caractéristiques (I-V) et (P-V) dans ces conditions sont illustrées sur les Figures III.13a, b et les calculs des taux de dégradations sont regroupés dans le Tableau III.4.

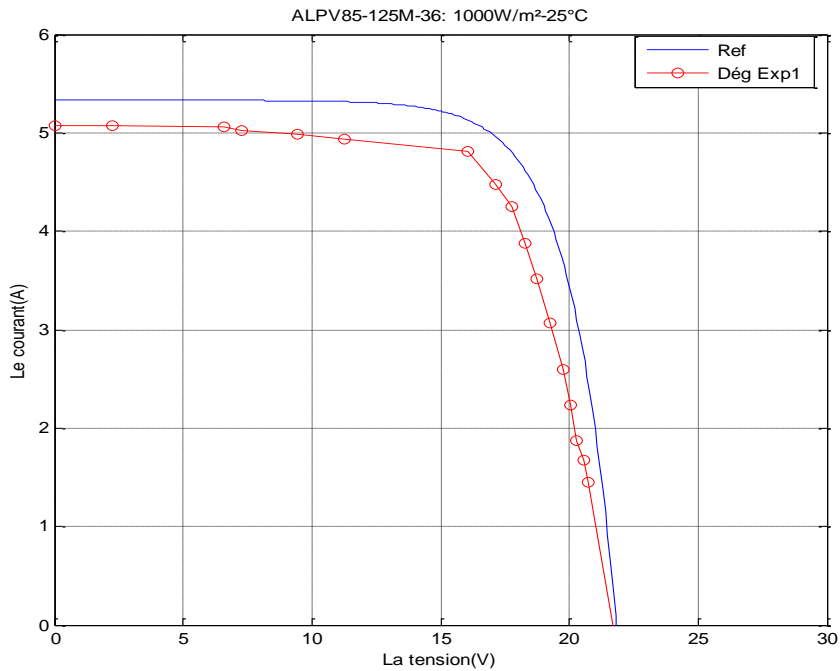


Figure III.13a : Comparaison des courbes caractéristiques (I-V) des panneaux PV (non dégradé et dégradé)sous les conditions standards(Exp1).

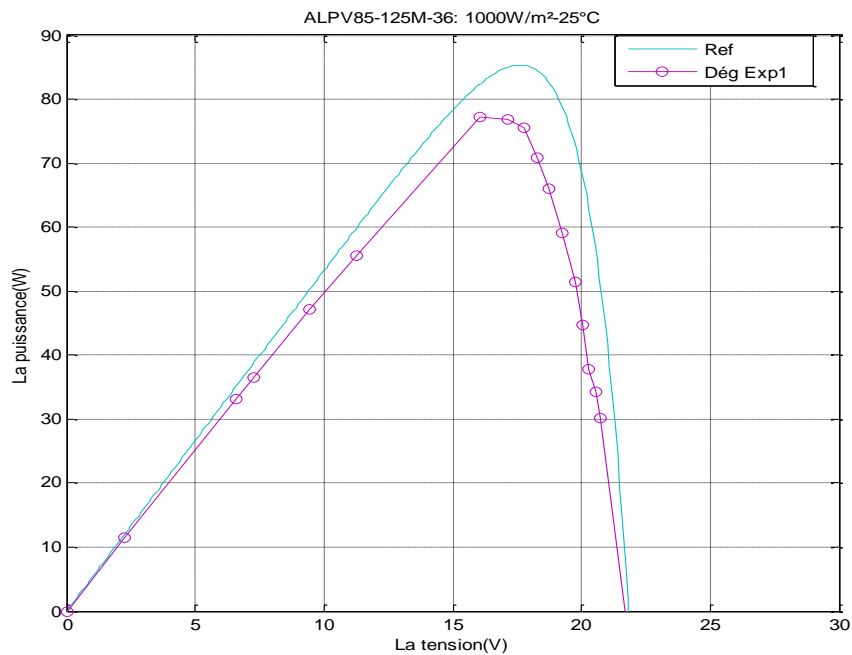


Figure III.13b : Comparaison des courbes caractéristiques (P-V) des panneaux PV (non dégradé et dégradé)sous les conditions standards(Exp1).

Tableau III.4 : Paramètres et dégradation des modules non dégradé et dégradé dans les conditions standards.

	Isc	Voc	Pmax	Imax	Vmax
Expérience 1					
Réf	5,33	21.83	85	4.93	17.27
Dégradé	5.07	21.72	77.25	4.81	16.06
Taux de dégradation(%)	4,88	0.50	9.12	2.43	7.01
TD(%) /années	0.976	0.1	1.824	0.486	1.402

On remarque que la première expérience présente l'influence de la température uniquement (la température réelle : 52°C et le rayonnement réel : 1000 W/m²). Les taux de dégradation du courant court circuit, la tension à circuit ouvert et de la puissance maximale sont 4.88%, 0.50% et 9,12% respectivement. On note également une dégradation de 2.43% du courant maximal et de 7.01% de la tension maximal.

Les taux de dégradation annuels dans ces conditions de ce module sont 0.976%, 0.1%, 1.824% pour courant court circuit, la tension à circuit ouvert et de la puissance maximale respectivement

Conclusion

L'étude faite dans ce chapitre sur la dégradation des panneaux PV de la micro centrale de l'Université de Biskra, nous a permis de retenir les points suivants :

- Les modes de dégradations enregistrés dans la microcentrale de l'Université de Biskra après 5 ans de service dans les conditions climatiques de la région de Biskra sont ; le délaminage, la décoloration, la brise du verre et la présence de bulles.
- On note de le taux de dégradation de ces différents paramètres (Voc, Isc, Pmax, Imax et V max) est fonction directe des conditions climatiques aux quelles les panneaux sont exposés. A titre d'exemple pour le cas de l'expérience 1 ($G=1000\text{W}/\text{m}^2$ - $T_m=52^\circ\text{C}$). Les taux de dégradation du courant de court circuit, la tension à circuit ouvert, la puissance maximale, le courant correspondant à cette puissance et la tension correspondante à cette puissance sont 6,73 %, 2,5 %, 7,66 %, 5,81 % et 1,97 % respectivement. Dans le cas de l'expérience 3 et sous les conditions $G=570\text{W}/\text{m}^2$ - $T_m=20^\circ\text{C}$, les taux de dégradation du courant de court circuit, la tension à circuit ouvert, la puissance maximale, le courant correspondant à cette puissance et la tension correspondante à cette puissance sont 4,89 %, 0 %, 2,89 %, 5,34 % et -2,56 % respectivement.
- Sous les conditions de test standard, les taux de dégradation du courant court circuit, la tension à circuit ouvert et de la puissance maximale sont 4.88%, 0.50% et 9,12% respectivement. On note également une dégradation de 2.43% du courant maximal de et 7.01% de la tension maximal. Les taux de dégradation annuels dans ces conditions de ce module sont 0.976%, 0.1%, 1.824% pour courant court circuit, la tension à circuit ouvert et de la puissance maximale respectivement

Conclusion générale

De toutes les énergies renouvelables, le solaire photovoltaïque présente un intérêt particulier en Algérie, puisqu'elle dispose d'un gisement solaire très important. La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire par le lancement de plusieurs centrales solaires photovoltaïques.

En Algérie, les régions sahariennes sont exposées à des niveaux élevés de températures et d'éclairement. La combinaison de ces températures avec la forte irradiation UV constitue des conditions de fonctionnement défavorables pour les modules photovoltaïques.(PV) Les conditions de caractérisation des modules PV sur lesquelles les fabricant s'appuient pour allonger les durées de vie et de garantie des modules sont très différents des conditions de fonctionnement en milieu saharien.

Notre travail porte sur l'étude de la dégradation des panneaux PV de la micro centrale de l'Université de Biskra sous les conditions réelles de fonctionnement après 5 ans de service sous l'effet des conditions climatiques de cette région. Il vise les principaux modes de dégradation qui apparaissent durant cette période de fonctionnement dans cet environnement. De même, l'évaluation des performances électriques et le calcul des taux de dégradation engendré. Les résultats nous permis de retenir les points suivants :

- Les modes de dégradations enregistrés dans la microcentrale de l'Université de Biskra après 5 ans de service dans les conditions climatiques de la région de Biskra sont ; le délaminage, la décoloration, la brise du verre et la présence de bulles.
- L'étude du panneau PV de type AL PV85-25M-36 indique que le taux de dégradation de ces différents paramètres (V_{oc} , I_{sc} , P_{max} , I_{max} et V_{max}) est fonction directe des conditions climatiques aux quelles les panneaux sont exposés. A titre d'exemple pour le cas de l'expérience 1 ($G=1000W/m^2-T_m= 52^\circ C$). Les taux de dégradation du courant de court circuit, la tension à circuit ouvert, la puissance maximale, le courant correspondant à cette puissance et la tension correspondante à cette puissance sont 6,73 %, 2,5 %, 7,66 %, 5,81 % et 1,97 % respectivement. Dans le cas de l'expérience 3 et sous les conditions $G= 570W /m^2 - T_m=20^\circ C$, les taux de dégradation du courant de court circuit, la tension à circuit ouvert, la puissance maximale, le courant correspondant à cette puissance et la tension correspondante à cette puissance sont 4,89 %, 0 %, 2,89 %, 5,34 % et -2,56

Conclusion générale

% respectivement.

- Sous les conditions de test standard, les taux de dégradation du courant court circuit, la tension à circuit ouvert et de la puissance maximale sont 4.88%, 0.50% et 9,12% respectivement. On note également une dégradation de 2.43% du courant maximal de et 7.01% de la tension maximal. Les taux de dégradation annuels dans ces conditions de ce module sont 0.976%, 0.1%, 1.824% pour courant court circuit, la tension à circuit ouvert et de la puissance maximale respectivement

Comme perspective, on propose de continuer notre travail avec les autres panneaux de cette micro centrale et en utilisant d'autres analyses tel que l'imagerie infrarouge et la thermographie.

Bibliographie

- [1] B. Robyns, P. Bastard, "Production décentralisée d'électricité : contexte et enjeux techniques", La revue 3EI n°39, Décembre 2004.
- [2] BELAKEHAL. S, «Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables», THÈSE Doctorat, UNIVERSITE DE CONSTANTINE, 10/06/ 2010.
- [3] ZIDANE Ammar, «Etude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque au niveau d'un puits de gaz», mémoire de Master en Electrotechnique., Université d'Abderrahmane Mira, Bejaia, 2012.
- [4] B. Fléche, D. delagnes, «énergie solaire photovoltaïque», STI ELT juin 2007.
- [5] Singo, A.T. « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome ». Thèse de doctorat, Henri Poincaré, Nancy (2010).
- [6] Ababacar NDIAYE, «Etude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performanc», These de Doctorat en Energies Renouvelables et Systèmes Electriques, Université Cheikh Diop de Dakar 2013.
- [7] Zhao J., Wang A., Campbell P., Green M.A. "A 19.8% efficient honeycomb multicrystalline silicon solar cell with improved light trapping". Electron Devices, IEEE Transactions, Volume 46, Issue10, Oct.1999, Page(s):1978–1983.
- [8] Halouane Assai, «Modélisation du transfert radiatif dans les strates supérieures d'un module photovoltaïque», mémoire de Master en Génie mécanique. Université M'hamed Bougara , Boumerdes, 2017.
- [9]. BELAKEHAL. S, «Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables», THÈSE Doctorat, UNIVERSITE DE CONSTANTINE, 10/06/ 2010.
- [10]. F. Jackson. <<Planning and installing photovoltaic systems green dragon energy>>. A Guide For Installers, Architects And Engineers Second Edition Berlin October.2007
- [11]. Salaeh Z.M. and al. "Optimum Switching Points For Array Reconfiguration Controler". Department of electrical engineer university of lowell MA 01854. IEEE, pp:971-976. 1990.
- [12]. RICAUD A. Photopiles solaires. Presses polytechniques et universitaires romandes, pp313, 1997.

Bibliographie

- [13]. Lannoy A., Procaccia H. Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel. Lavoisier, 2005
- [14]. Wohlgemuth J., Cunningham D., Nguyen A.M., Miller J. “Long Term Reliability of PV Modules”. Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1942-1946, 2005.
- [15]. <http://itex.pagesperso-orange.fr/photovoltaique.html>
- [16] Quintana M.A., King D.L., McMahon T.J., Osterwald C.R. “Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules”. Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1436-1439, 2002.
- [17] Oreski G., Wallner G.M. “Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions”. Solar Energy 83, 1040–1047-2009
- [18] [Bosco N. Reliability Concerns Associated with PV Technologies.](http://www.nrel.gov/pv/performance_reliability/pdfs/failure_references.pdf)
[http://www.nrel.gov/pv/performance_reliability/pdfs/failure_references.pdf, 2010.](http://www.nrel.gov/pv/performance_reliability/pdfs/failure_references.pdf)
- [19] Munoz M.A., Alonso-Garcia M.C., Nieves Vela, Chenlo F. “Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions”. Solar Energy 85, 2264–2274, 2011.
- [20] Hacke and al. “System Voltage Potential-Induced Degradation Mechanisms in PV Modules and Methods for Test”. 37th IEEE PVSC, 2011.
- [21] King D.L., Kratochvil J.A., Boyson W.E. “Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results”. Photovoltaic Specialists Conference, Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE, 1997.
- [22] Breitenstein O., Langenkamp M., Rakotoniaina J.P., Zettner J. “The imaging of shunts in solar cells by infrared lock-in thermography”. 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, 2001, pp. 1499–1502.
- [23] Kirchartz T. et al. “Reciprocity between electroluminescence and quantum efficiency used for the characterization of silicon solar cells”. Progress in Photovoltaics, 2009.
Doi:10.1002/pip.895.
- [24] Belyaev A., Polupan O., Dallas W., Ostapenko S., Hess D., Wohlgemuth J. “Crack detection and analyses using resonance ultrasonic vibrations in full-size crystalline silicon wafers”. Applied Physics Letters 88, 111907–111907-3, 2006
- [25]. https://fr.wikipedia.org/wiki/Wilaya_de_Biskra

Bibliographie

- [26] <http://www.carte-algerie.com/carte-algerie/carte-algerie-region-departement.jpg>
- [27] <http://www.andi.dz/PDF/monographies/Biskra.pdf>
- [28] Bida Sara. « Etude des performances d'une station photovoltaïque connectée au réseau ». Mémoire de Fin d'Etudes Master en Electrotechnique. Université Mohamed Khider Biskra, Juin 2017.
- [29] [http://www. ALPV 85 125M 36](http://www.ALPV 85 125M 36)
- [30] Alain R. Modules et Systèmes Photovoltaïques, 2008.
- [31] F. Bandou, A. Hadj Arab, M.S. Belkaid, Test performance electrical of the photovoltaic module in two different environments, Energy Proc Vol.36, pp. 1018–1024, 2013.
- [32] F. Lasnier, S. Sivoththaman, Photovoltaic system sizing and performance by the comparison of demand and expected radiations, International J Sol Energy, Vol. 9, pp.65–76, 1990.

Résumé :

Ce travail a porté sur l'étude de la détérioration des panneaux photovoltaïques et l'étude de différentes caractéristiques. Pour illustrer l'impact de la performance du système sur les facteurs météorologiques et thermiques en plus du facteur temps, cette étude a été réalisée au Laboratoire de l'énergie. Université de Biskra

Les Mots clé :

Système photovoltaïque, performances, , la vieillesse, PV

ملخص

اعتمد عملنا هذا على دراسة تدهور الألواح الكهروضوئية ودراسة مختلف خصائصه، وقمنا بعدة تجارب لتوضيح تأثير أداء النظام بعوامل الطقس والحرارة بالإضافة إلى عامل الزمن وقد تمت هذه الدراسة في مختبر الطاقات المتجددة بجامعة بسكرة.