



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET
POPULAIRE



UNIVERSITE SAAD DAHLEB BLIDA-1-
FACULTE DES TECHNOLOGIE

Département des énergies renouvelables

Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de

Master

Spécialité : énergies renouvelables

Option : conversion photovoltaïque

Présenté par :

Kaddouri abdessalam

Thème :

*Etude et identification des Défaits Responsables
de la dégradation Des modules photovoltaïques
Exposés en Milieu Saharien*

Devant le jury composé de :

Mr.DOUMAZ.Toufik

MAA

Univ-Blida

Président

Mr.O.Aitsahed

MAB

Univ-Blida

Examineur

Mr.M.M.Bouzaki

MAB

Univ-Blida

Examineur

Dr. SADOK Mohammed

MRB

URER.MS-Adrar

Promoteur

Dr.MAZOUZ . Halima

MCB

Univ-Blida

Co.Promatrice

2016-2017

Résumé

Dans cet Etude, le phénomène de la dégradation des modules photovoltaïques exposés en milieu saharien à été étudié .le travail consiste d'analyse les caractéristiques I-V de quelques modules photovoltaïques testés dans les condition réelles. ainsi obtenues, ont été translitées pour les conditions de tests standards. Ces caractéristiques nous ont permis d'effectuer une estimation des performances des modules et taux de dégradation par apport information fournies par la constructeur pour identification des défauts responsables de la dégradation.

Mots-clés : *ETUDE- Identification des défauts Responsables de la détérioration- Dans l'environnement du désert.*

In this study, we will deal with the phenomenon of the degradation of photovoltaic modules exposed in Saharan environment. The work consists of the analysis of the I-V characteristics of some photovoltaic modules tested under real conditions. Thus obtained, have been translated for the standard test conditions. These STC characteristics enabled us to estimate the performances of the modules and the rate of degradation by supplying information provided by the manufacturer to identify defects responsible for degradation.

Keywords: *STUDY- Identification of defects Responsible for deterioration- In the environment of the desert.*

ملخص

في هذا العمل ، قمنا بدراسة ظاهرة تدهور الوحدات الكهروضوئية التي يتعرض اليها في البيئة الصحراوية . و يعتمد هذا على تحليل خصائص I-V لبعض الوحدات الضوئية بعد اختبارها في ظروف حقيقية. وتحويلها للحصول على ترجمت لظروف الاختبار القياسية. وقد سمحت هذه الخصائص بتقدير اداء وحدات و معدل التدهور ومقارنته مع معدل التدهور المقدمة من قبل الشركة المصنعة وبلتالي تحديد الخلل مسؤولة عن تدهور.

كلمات البحث : دراسة - تحديد العيوب المسؤولة على تدهور الوحدات - في البيئة الصحراوية

REMERCIEMENTS

Ce mémoire est le résultat d'un travail de recherche de près d'un an . En préambule, je veux adresser tous mes remerciements aux personnes avec lesquelles j'ai pu échanger des connaissances, des informations et qui m'ont aidé pour la rédaction de ce mémoire.

Tout comme je remercie l'ensemble du personnel de l'Unité de la recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URER .MS), à Adrar, sous la direction de monsieur M. HAMOUDA, Professeur à l'Université d'Adrar,

Nous remercions sincèrement Monsieur M.SADOK chef de Division Conversion Photovoltaïque pour avoir accepté d'encadrer et de diriger cette étude, et pour son aide d'avoir le prélèvement des mesures expérimentales au niveau d'unité, et sa disponibilité le long du travail.

Je tiens à remercier Dr. Mazouz .H , mon maître de stage , pour ses précieux conseils et son orientation .

un grand merci à Monsieur DOUMAZ Toufik mon enseignant et parrain sans lequel je n'aurais pu faire mon master, qui m'a soutenu et aidé tout le long de mon master et sans lequel ce projet de fin d'étude n'aurait pas vu le jour.

Mes plus vifs remerciements vont à Mr (Mme) ; pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de soutenance de ce présent mémoire.

Je remercie vivement Mr (Mme) ; pour l'honneur qu'il m'ont fait en participant au jury en qualité d'examineurs.

Enfin, je souhaite exprimer toute ma gratitude à l'ensemble des enseignants et personnes qui ont largement contribué à mon aboutissement.

Table des matières

Table des matières	i
Liste de figure	vi
Liste des tableaux	vii
Introduction générale	viii
Chapitre I :	
I.1. Introduction.....	3
I.2. Généralités sur le rayonnement solaire	3
I.2.1. Le soleil.....	3
I.2.2. L'atmosphère.....	3
I.2.3. Le spectre solaire.....	3
I.3. Mesure du rayonnement solaire.....	4
I.3.1. Instruments de mesure du rayonnement solaire	5
I.3.2. Normes de mesures du spectre solaire.....	7
I.4. L'énergie solaire	8
I.5. La cellule photovoltaïque.....	8
I.5.1. La conversion photovoltaïque	9
I.5.2. Jonction PN	10
I.6. Paramètres de la cellule photovoltaïque	10
I.7. Technologie de cellules photovoltaïques	12
a) Silicium polycristallin.....	13
b) Silicium monocristallin.....	13
c) Silicium amorphe	13
I.8. Conclusion	14
Chapitre II :	
II.1. Introduction.....	16
II.2. Le module photovoltaïque	16
II.2.1 Modèles de la cellule photovoltaïque (GPV).....	16
a) Le générateur de courant :	17
b) La résistance série R_s :	17
c) La résistance Shunt R_p :	17
d) La diode :	17
II.3. Les différents montages des modules photovoltaïques.....	17

Table des matières

II.3.1.	Montage en série des cellules photovoltaïques.....	17
II.3.2.	Montage en parallèle des cellules photovoltaïques	17
II.3.3.	Montage en série-parallèle des cellules photovoltaïques	18
II.4.	Les différents impacts du générateur photovoltaïque sur la courbe I-V	19
II.4.1	Impact de la résistance parallèle R_p sur la courbe I-V	19
II.4.2	Impact de la résistance série R_s sur la courbe I-V	19
II.4.3	Impact de la température sur la courbe I-V	20
II.4.4	Impact de l'irradiation solaire sur la courbe I-V	20
II.4.5	Impact de l'ombre sur la courbe I-V.....	21
II.5.	Fabrication des modules	21
II.5.1.	L'encapsulation des modules.....	21
II.5.2.	La caractérisation en laboratoire (Le test des modules).....	22
II.6.	mesures et garanties	23
II.6.1.	Vieillessement accéléré.....	23
II.6.2.	Garanties.....	23
II.7.	Inclinaison du module par rapport au soleil	24
II.8.	Conclusion	24
Chapitre III :		
III.1.	Introduction	26
III.2.	Dégradation d'un module photovoltaïque	26
III.3.	Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques.....	27
III.3.1.	La corrosion.....	28
III.3.2.	La délamination.....	29
III.3.3.	La décoloration.....	30
III.3.4.	Les fissures et bris de verre	31
III.3.5.	Les points chauds ou Hot-spots.....	31
III.3.6.	Les bulles.....	32
III.3.7.	Le PID- Potentiel Induced Degradation	33
III.4.	Représentativité des différents modes de dégradation	33
III.5.1.	Inspection visuelle.....	34
III.5.2.	Mesure de la puissance.....	35
III.5.3.	Imagerie infrarouge	35

Table des matières

III.5.4. Thermographie	36
III.5.5. Imagerie par électroluminescence et photoluminescence	36
III.5.6. Résonance de vibrations ultrasoniques	36
III.7. Conclusion	37

Chapitre IV :

IV.1. Introduction.....	39
IV.2. Présentation de l'environnement expérimental.....	39
IV.2.1. Le site de mesures	39
IV.2.2. Présentation de la plateforme de mesures	39
IV.2.3. Présentation des modules étudiés	40
IV.3. Présentation des résultats de mesure.....	41
IV.4. La caractérisation I-V de différents type de modules PV (condition réelles).....	41
IV.4.1. La caractérisation I-V de différents type de modules PV (condition standard)	43
IV.4.2. La translation des courbes expérimentales aux conditions des tests standards..	44
IV.4.2.1. Module type de UDTS.....	44
IV.4.2.1. Module type de ISofton-100.....	44
IV.4.2.2. Module type de ISofoton -75.....	45
IV.4.2.3. Module Amorphe.....	45
IV.5. Détermination des performances des modules PV :	46
IV.6. Identification des défauts responsable de la dégradation.....	48
IV.6.1. Dépôts de poussière sur la surface des modules	48
IV.6.2. La décoloration.....	49
IV.6.3. La délamination.....	49
IV.6.4. Bulles.....	50
IV.7. Conclusion.....	50
Conclusion général	51
Bibliographie.....	52
Résume	55

Table des matières

Liste des figures

Chapitre I :

Figure I.1 : Spectre d'irradiance solaire	4
Figure I.2 : Les différents types de rayonnement solaire	5
Figure I.3 : Pyranomètres	6
Figure I.4 : l'instrument qui mesure le rayonnement diffus	6
Figure I.5 : pyréliomètre	6
Figure I.6 : héliographe	7
Figure I.7 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil	7
Figure I.8 : Schéma d'une cellule photovoltaïque	8
Figure I.9 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.	9
Figure I.10 : représentation schématique d'une jonction p-n	10
Figure I.11 : Caractéristique $I=f(V)$ d'une cellule photovoltaïque	10
Figure I.12 : test de courant en court-circuit	11
Figure I.13 : test de tension en circuit ouvert	11
Figure I.14 : Différentes techniques de cellules photovoltaïques	12
Figure I.15 : cellules PV polycristallin	13
Figure I.16 : cellules PV monocristallin	13
Figure I.17 : cellules PV amorphes	14

Chapitre II :

Figure II.1 : Panneau solaire ou module photovoltaïque	16
Figure II.2 : Modèle équivalent de la cellule photovoltaïque	16
Figure II.3 : caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série	17
Figure II.4 : caractéristiques résultantes d'un groupement de N_p cellules en parallèles	18
Figure II.5 : caractéristiques résultantes d'un groupement des cellules en série-parallèle	18
Figure II.6 : Impact de la résistance parallèle R_p sur la courbe I-V	19
Figure II.7 : Impact de la résistance série R_s sur la courbe I-V	19
Figure II.8 : Impact de la température sur la courbe I-V	20
Figure II.9 : Impact de l'irradiation solaire sur la courbe I-V	20
Figure II.10 : Effet de l'ombrage d'une seule cellule sur le module	21
Figure II.11 : Etiquette d'un module « Solarex »	22

Chapitre III :

Figure III.1 : Dégradation exponentielle de la puissance du module PV	26
Figure III.2 : Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation	27

Liste des figures

Figure III.3 Module PV atteint par la corrosion.	28
Figure III.4 Module photovoltaïque présentant une délamination.	29
Figure III.5 Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées.	30
Figure III.6 Module photovoltaïque présentant des bris de verre.....	31
Figure III.7 Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs.....	32
Figure III.8 Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV.	33
Figure III.9 Représentativité des différents modes de dégradation.....	32

Chapitre IV :

Figure IV.1 : montage expérimental	39
Figure IV.2 : module photovoltaïque sous test (A) isofoton (B) amorphe (C) UDTS	40
Figure IV.3 : La caractérisation I-V de différents type de modules PV (condition réelles).....	42
Figure IV.4 : La caractérisation I-V de différents type de modules PV (condition réelles et STC)	43
Figure IV.5 : Caractéristiques I-V de certains modules Udts (STC)	44
Figure IV.6 : Caractéristiques I-V de certains modules iso-100(STC)	44
Figure IV.7 : Caractéristiques I-V de certains modules iso-75(STC)	45
Figure IV.8 : Caractéristiques I-V de certains modules amorphe(STC)	45
Figure IV.9 : dépôts de poussière sur la surface des modules	48
Figure IV.10 : Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées UDTS-50-	49
Figure IV.11 : La délamination (UDTS)	49
Figure IV.12 : Bubbles dans le module UDTS-50	50
Figure IV.13 : décolorées de Module photovoltaïque Isofoton-100-et UDTS-50-	50

Liste des Tableaux

Chapitre I :

Tableau I.1 Rayonnement solaire au sol en fonction de l'indice Air Masse.....6

Chapitre III :

Tableau III - 1. Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin.....25

Chapitre IV :

Tableaux 4.1 :parametre caracteristique de module PV sous test.....37

Tableaux 4.2 : Caractéristiques de la base de données.....38

Tableaux 4.3 Coefficients de température de chaque module PV.....40

Tableaux 4.4 : paramètres des performances de certains différents modules.....43

Tableaux 4.5 : Les taux de dégradation globale.....44

Tableaux 4.6 : Taux annuel de dégradation.....45

Symbole

V_d : le potentiel de diffusion.

N_a : la concentration des atomes accepteur.

N_d : la concentration des atomes donneurs.

n_i : la concentration intrinsèque du matériau.

T : température.

K : la constante de la Boltzmann.

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

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

I_{meas} : Courant mesuré du module (A)

H_{STC} : Eclairement de référence ($1000\text{W}/\text{m}^2$)

H_{meas} : Eclairement incident mesuré (W/m^2)

α : Coefficient de température pour le courant ($\text{A}/^\circ\text{C}$)

$T_{C.mod}$: Temperature de fonctionnement du module ($^\circ\text{C}$)

T_{stc} : Température de référence du module (25°C)

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

V_{meas} : Tension mesurée du module (V)

β : Coefficient de température pour la tension ($\text{V}/^\circ\text{C}$)

R_s : Resistance série du module

V_t : Tension thermique du module

Introduction générale

L'énergie reste un facteur incontournable pour le développement socio-économique d'une société. Elle devient de plus en plus problématique avec la flambée des prix du pétrole d'une part et les conséquences environnementales induites par l'utilisation des ressources fossiles. 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 question relative au déficit énergétique est encore plus forte pour les pays en voie de développement dont l'Afrique subsaharienne en particulier.

Le principe de l'énergie photovoltaïque consiste en la transformation directe de la lumière émise par le soleil en énergie électrique. En plus d'être inépuisable, l'énergie solaire est extraordinairement abondante, puis que l'irradiation que le soleil fait parvenir sur la terre chaque année représente plus de 10000 fois la consommation mondiale actuelle.

Récemment, les panneaux solaires photovoltaïques sont utilisés d'une manière large . La détérioration du fonctionnement de ces derniers au cours de la période de fiabilité a conduit à une grande perte quand de nombreux concessionnaires, Celui qui était nécessaire, nous étudions les principales causes de la faiblesse et de clarifier l'œil pour être complet et plus précis plaque du scanner de fiche technique. Pour réaliser ce travail nous avons divisé le manuscrit suivant la structure suivante :

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur la filière photovoltaïque. Celles-ci ont porté dans un premier la ressource solaire et ses principales caractéristiques. Le principe de la conversion photoélectrique qui constitue le fondement de la technologie photovoltaïque y est rappelé. Les caractéristiques, le fonctionnement et la modélisation de la cellule photovoltaïque sont présentés. Une revue différentes filières des cellules photovoltaïques. la présentation de synthèse porte sur les technologies de silicium cristallin et des couches minces et notamment en termes de rendement, de coût, de disponibilité de la matière première et de durabilité.

Dans le deuxième chapitre on étudiera les différents montages des modules photovoltaïques, les performances et l'influence des principaux paramètres météorologiques (ensoleillement, température) sur le comportement du module photovoltaïque est présentée.

Le troisième chapitre sera consacré revue bibliographique approfondie sur la dégradation des modules photovoltaïques. Les principaux types de dégradations des modules PV connu sont présentés.

Dans le quatrième chapitre, présentation de l'environnement expérimental et des résultats de mesure. La dégradation des caractéristiques électriques de performance des modules est le principal objectif dans ce chapitre. Estimation des taux de dégradation et identification les défauts responsable de dégradation des modules photovoltaïques.

Chapitre I :
Généralités sur les énergies
photovoltaïques

I.1. Introduction

Comme son nom l'indique, une énergie renouvelable est une énergie qui utilise des éléments naturels, renouvelés plus rapidement qu'ils ne sont consommés. Ainsi, le solaire, l'hydraulique, la géothermique, l'éolien sont des énergies renouvelables et respectueuses de l'environnement. En effet, énergie renouvelable ne signifie pas forcément énergie « propre ». Dans ce chapitre d'introduction, Il nous semble opportun de rappeler brièvement le principe de la conversion de l'énergie solaire. Enfin, une présentation des différentes techniques photovoltaïques.

I.2. Généralités sur le rayonnement solaire

I.2.1. Le soleil

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre qui est d'environ 1,27.10⁷m. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène–hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium, la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé d'une masse de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement [2]. Sa lumière, à une vitesse de 300000 km/s, met environ 8 minutes pour parvenir à la terre située à une distance 1,5.10¹¹. La distribution spectrale de la lumière solaire dans l'atmosphère présente un maximum pour une longueur d'onde d'environ 0.5µm, la température de corps noir à la surface du soleil est d'environ 5780°K [3].

I.2.2. L'atmosphère

Le flux énergétique reçu au sol dépend de nombreux facteurs, et son maximum au sol ne dépasse guère 1000 W/m². Le rayonnement global au sol est fonction de la composition et de l'épaisseur de l'atmosphère traversée par les rayons lumineux au cours de la journée. Il se décompose en rayonnement direct et rayonnement diffus. Ce sont ces deux rayonnements qui sont exploités par les générateurs solaires [4]. L'intensité du rayonnement solaire reçue au niveau d'un module photovoltaïque est donc fonction de nombreux facteurs tels que les conditions météo, la hauteur du soleil dans le ciel et le nombre d'heures d'ensoleillement dans la journée. Cependant l'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à un éclairement moyen de 1,37 kW/m², à plus ou moins 3 %, selon que la terre s'éloigne ou se rapproche du soleil dans sa rotation autour de celui-ci [5]. L'atmosphère en absorbant toutefois une partie de sorte que l'éclairement atteignant la surface terrestre dépasse rarement 1,2 kW/m². La rotation et l'inclinaison de la terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui augmentent ou diminuent le rayonnement solaire et le rendent diffus.

I.2.3. Le spectre solaire

Le soleil émet un rayonnement électromagnétique, appelé rayonnement solaire, qui est approximativement celui qu'émettrait un corps noir à la température 6000°K. Le rayonnement

solaire couvre un domaine très étendu de longueurs d'onde qu'on appelle spectre solaire, allant de 10^{-4} micromètres (μm) jusqu'à 10^{-6} centimètres (cm).

Ce spectre comporte trois parties principales subdivisées en zones [6] :

- ultraviolet (UV) de longueurs d'onde comprises entre 0 μm et 0,4 μm .
- visible de longueurs d'onde comprises entre 0,4 μm et 0,75 μm .
- infrarouge de longueurs d'onde comprises entre 0,75 μm et 24 μm .

La figure (I.1) illustre la répartition spectrale du rayonnement solaire.

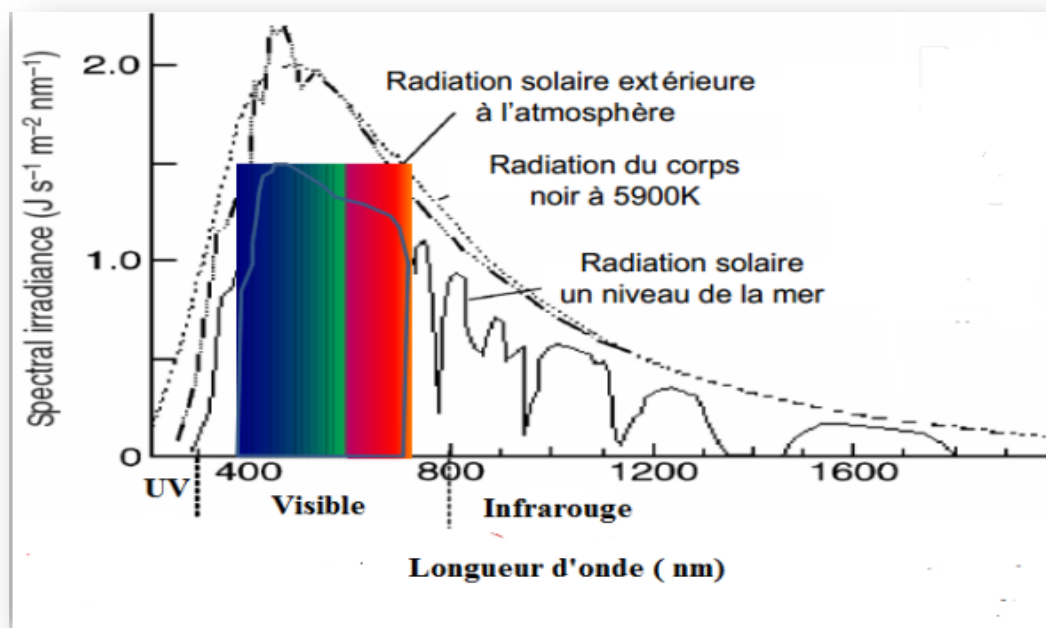


Figure I.1 Spectre d'irradiance solaire [7]

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons.

L'énergie.
$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda} \quad (1.1)$$

I.3. Mesure du rayonnement solaire

L'éclairement solaire correspond à l'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan à un moment donné. Il s'exprime, généralement, en Watt par mètre carré (W/m^2).

L'irradiation est la quantité d'énergie solaire captée sur un plan pendant un intervalle de temps déterminé. Elle s'exprime, souvent, en kilowattheure par mètre carré et par jour ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{j}$), ou en «heure de soleil maximum», pour l'intervalle déterminé, une journée ou une heure. Par exemple : $1 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{j} = 1 \text{ heure de soleil maximum} = 1000 \text{ W}/\text{m}^2$. Les valeurs quotidiennes d'ensoleillement sont habituellement présentées sous forme de moyennes

Chapitre I : Généralités sur les énergies photovoltaïques

mensuelles pour différentes latitudes et inclinaisons à des endroits précis (afin de prendre en compte l'effet des conditions météorologiques différentes).

Dans certains cas on peut utiliser l'insolation pour déterminer l'énergie solaire disponible sur un site donné. La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et le coucher du soleil, où celui-ci est bien visible.

Le rayonnement solaire arrive au sol sous deux formes :

- Rayonnement direct issu du disque solaire. On le mesure en le faisant arriver perpendiculairement à la surface du capteur.
- Rayonnement solaire diffus, provenant de toute la voûte céleste après diffusion par les constituants de l'atmosphère. Les deux rayonnements direct et diffus sont illustrés sur **la figure (I.2)**

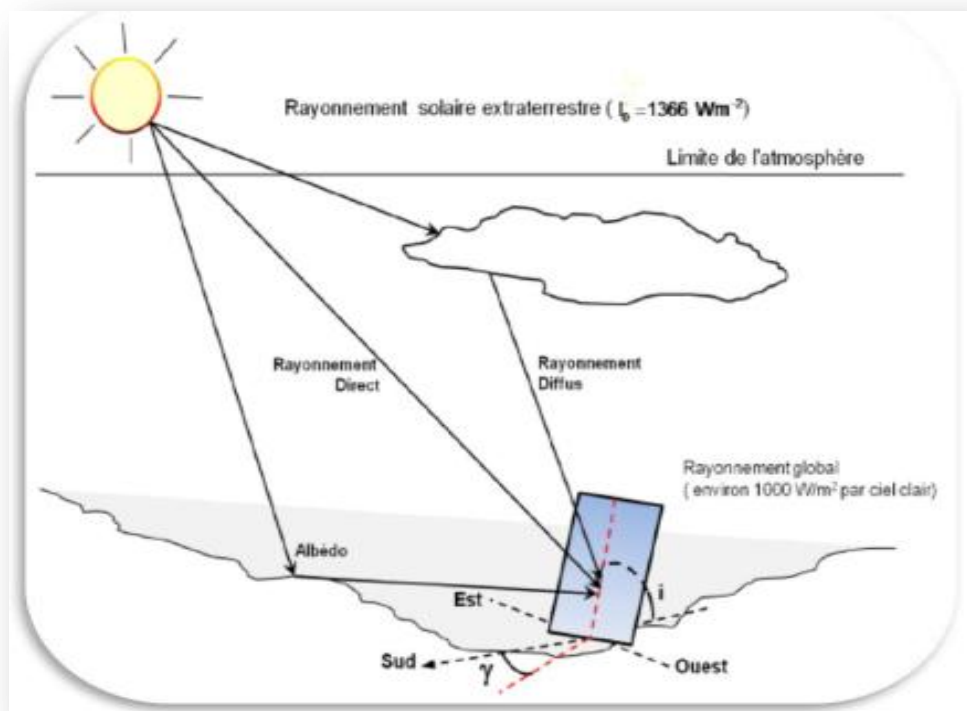


Figure I.2 Les différents types de rayonnement solaire [8]

La somme du rayonnement direct et diffus définit le rayonnement global sur une surface plane.

I.3.1. Instruments de mesure du rayonnement solaire

- Les pyranomètres

Ils mesurent le rayonnement solaire global provenant d'un demi-espace (angle solide). Ces instruments utilisent, pour la plupart des cas, la différence de température qui apparaît entre une surface noire qui absorbe tout le rayonnement solaire visible et une surface blanche qui le réfléchit. Le rayonnement global est le rayonnement reçu sur une surface horizontale provenant du soleil et de la totalité de la voûte céleste.



Figure I.3 Pyranomètres [9]

- **Le rayonnement diffus**

Le rayonnement diffus est le rayonnement en provenance de la voûte céleste, à l'exception du disque solaire. C'est-à-dire la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère.

Sa mesure est effectuée avec un pyranomètre muni d'une bande pare-soleil (anneau ou boule métallique cachant le disque solaire).



Figure I.4 l'instrument qui mesure le rayonnement diffus [9]

- **Les pyrhéliomètres**

Sa mesure s'effectue à l'aide d'un pyrhéliomètre mesure le rayonnement solaire direct, appareil dont la surface sensible est toujours disposée perpendiculairement aux rayons solaires.



Figure I.5 pyrhéliomètre [9]

- **Les héliographes**

La durée d'insolation est un bon indicateur de la présence du soleil dans le ciel. Elle définit le rapport moyen entre le temps de présence du soleil dans le ciel avec le temps théorique maximum de présence égal à la durée du jour. Elle est mesurée par l'héliographe.



Figure I.6 héliographe [9]

I.3.2. Normes de mesures du spectre solaire

On utilise la notion AM pour « Air Mass » afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise [10]. Elle correspond également à la perte de l'énergie solaire par l'absorption atmosphérique. Ainsi, lorsque le soleil est au zénith, cela correspond à AM1 comme illustré sur la Figure (1.6). Pour une position du soleil à 30° par rapport à l'horizontal, on aura AM2. Lorsque le soleil est à une position de 48° par rapport à l'horizontal, cela correspond à AM1.5. Par convention, AM0 désigne le rayonnement solaire hors atmosphère. Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m^2 du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration,

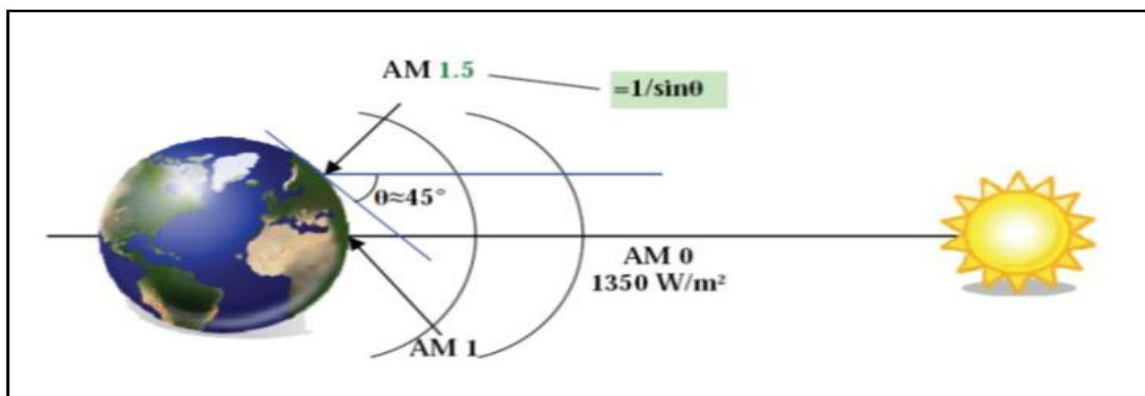


Figure I.7 Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil [10]

Chapitre I : Généralités sur les énergies photovoltaïques

Le Tableau (I.1) donne le rayonnement solaire au sol en fonction de l'indice Air Masse.

Indic Air- Masse (AM)	0	1	1.5	2	3	4	5
Rayonnement solaire au sol (W/m ²)	1353	931	834	755	610	530	430

Tableau I.1 Rayonnement solaire au sol en fonction de l'indice Air Masse

I.4. L'énergie solaire :

L'énergie solaire est produite et utilisée selon plusieurs procédés [11] :

- L'énergie solaire thermique

Qui consiste tout simplement à produire de la chaleur grâce à des panneaux sombres. On peut aussi produire avec de la vapeur à partir de la chaleur du soleil puis convertir la vapeur en électricité.

- L'énergie solaire photovoltaïque

Qui consiste à produire directement de l'électricité à partir de la lumière à l'aide de panneaux solaires. Cette forme d'énergie est déjà exploitée dans de nombreux pays, surtout dans les pays ou les régions ne disposant pas de ressources énergétiques conventionnelles tels que les hydrocarbures ou le charbon

- l'énergie solaire passive

Est une autre forme d'utilisation de l'énergie solaire qui consiste à utiliser directement la lumière pour le chauffage. Dans ce travail nous allons nous intéresser à l'énergie solaire photovoltaïque.

I.5. La cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques ou les plaques solaires sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé «effet photovoltaïque», qui a été découvert par E. Becquerel en 1839 [12]. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

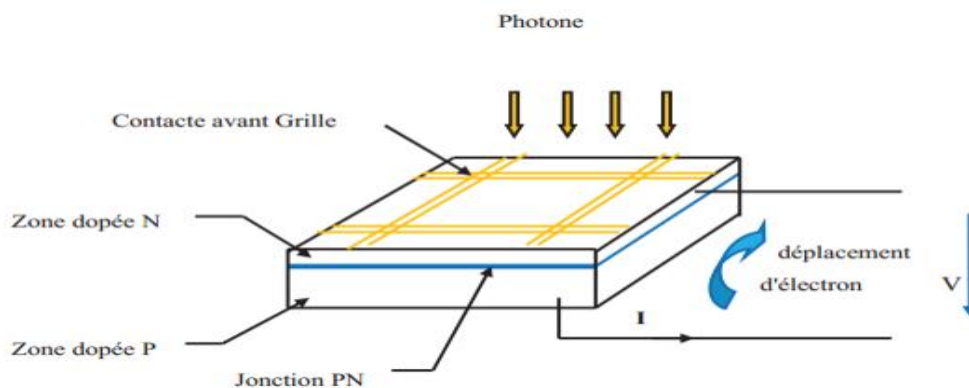


Figure I.8 Schéma d'une cellule photovoltaïque [12]

I.5.1. La conversion photovoltaïque

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 minimale pour qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction). Cette énergie s'appelle bande interdite E_g (eV).

Le spectre du rayonnement solaire est la distribution des photons, particules de lumière en fonction de leur énergie (inversement proportionnelle à la longueur d'onde). Le rayonnement arrivant sur la cellule solaire sera en partie réfléchi, une autre partie sera absorbée et le reste passera à travers l'épaisseur de la cellule.

Les photons absorbés dont l'énergie est supérieure à l'énergie de la bande gap vont libérer un électron (charge négative), laissant un 'trou' (charge positive) derrière lui. Pour séparer cette paire de charges électriques de signes opposés et recueillir un courant électrique, il faut introduire un champ électrique de part et d'autre de la cellule.

La méthode utilisée pour créer ce champ est le dopage du semi-conducteurs par des impuretés. Deux types de dopage sont possibles:

- Le dopage de type n (négatif) consiste à introduire dans la structure cristalline semi-conductrices des atomes étrangers qui ont la propriété de donner chacun un électron excédentaire (charge négative), libre de se mouvoir dans le cristal. C'est le cas du phosphore (P) dans le silicium (Si). Dans un matériau de type n, on augmente fortement la concentration en électrons libres.
- Le dopage de type P (positif) utilise des atomes dont l'insertion dans le réseau cristallin donnera un trou excédentaire. Le bore (B) est le dopant de type P le plus couramment utilisé pour le silicium.

Lorsque l'on effectue deux dopages différents (type n et type P) de part et d'autre de la cellule, il en résulte, après recombinaison des charges libres (électrons et trous), un champ électrique constant créé par la présence d'ions fixes positifs et négatifs.

Les charges électriques générées par l'absorption du rayonnement pourront contribuer au courant de la cellule photovoltaïque. Lorsque l'énergie de la bande interdite augmente, le courant diminue mais la tension est plus élevée

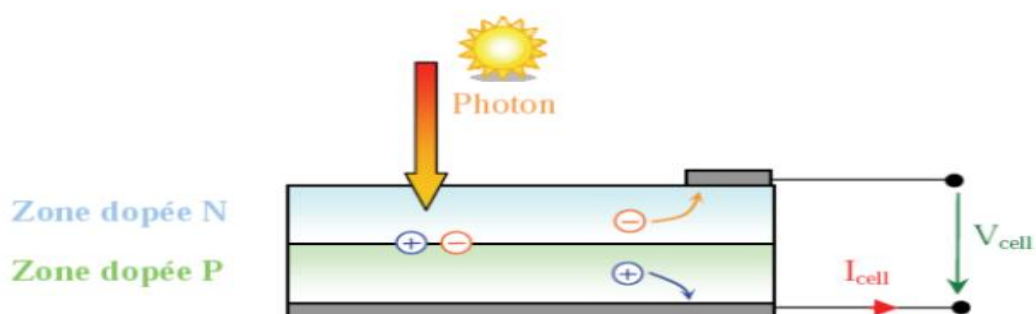


Figure I.9 Schéma de principe de la conversion photoélectrique. [12]

I.5.2. Jonction PN

Une jonction PN est l'accolement d'une région dopée P et d'une région dopée N. L'interface entre ces deux régions s'appelle une jonction.

Des courants de diffusion de trous et d'électrons apparaissent au voisinage de potentiel qui s'oppose à ces courants de diffusion. De plus il se crée de chaque côté de la jonction une zone vide de charges majoritaires, appelé zone de déplétion, de largeur W . le champ électrique interne E_i est dirigé du SC-n vers le SC-p et s'oppose alors à la diffusion des autres électrons du SC-n.

Donc le champ interne mène à la création d'une barrière de potentiel afin de diminuer ou même arrêter la diffusion des porteur, cette barrière appelée potentiel diffusion est donnée par la relation :

$$V_d = \frac{KT}{e} \ln \left(\frac{N_d * N_a}{n_i^2} \right) \quad (1.2)$$



Figure I.10 représentation schématique d'une jonction p-n [9]

I.6. Paramètres de la cellule photovoltaïque

Les paramètres des cellules photovoltaïques (I_{cc} , V_{co} , I_{ph} et η) extraits des caractéristiques courantes tensions, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques. la courbe (figure I.11) représentant la variation du courant I en fonction de la tension V aux bornes de la cellule

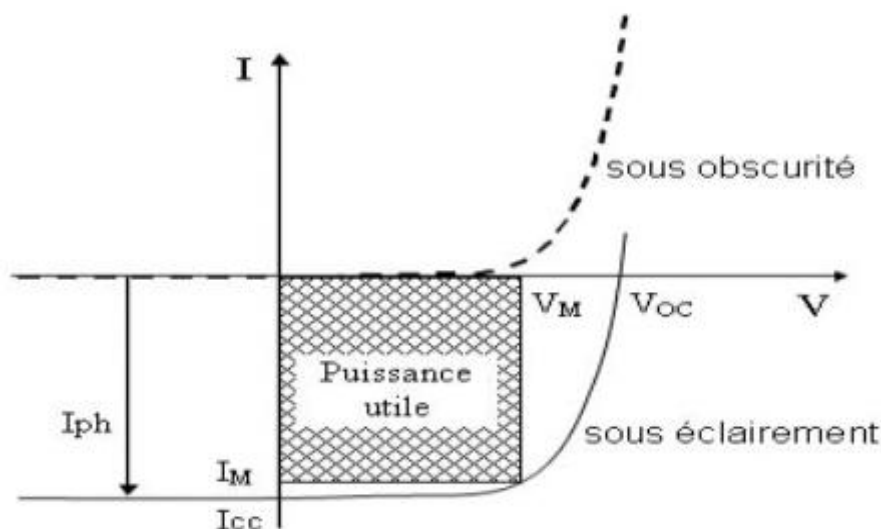


Figure I.11 Caractéristique $I=f(V)$ d'une cellule photovoltaïque [9]

a) Courant de court-circuit (I_{cc})

Dans une structure idéale et si les deux électrodes sont en court-circuit à travers un ampèremètre, le courant de court-circuit I_{cc} qui correspond au photo-courant I_{ph} généré par le rayonnement est donné par l'équation (1.3)

$$I_{cc} = I_{ph} \quad (1.3)$$

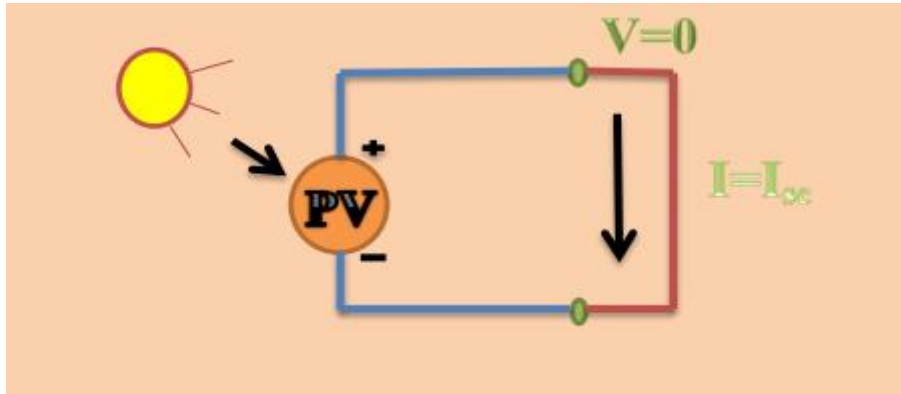


Figure I.12 test de courant en court-circuit [9]

b) Tension du circuit ouvert (V_{co})

La tension a circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse est nul. Elle dépend de barrière d'énergie et décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse.

$$V_{co} = \frac{mKT}{q} \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_{cc}}\right) \quad (1.4)$$

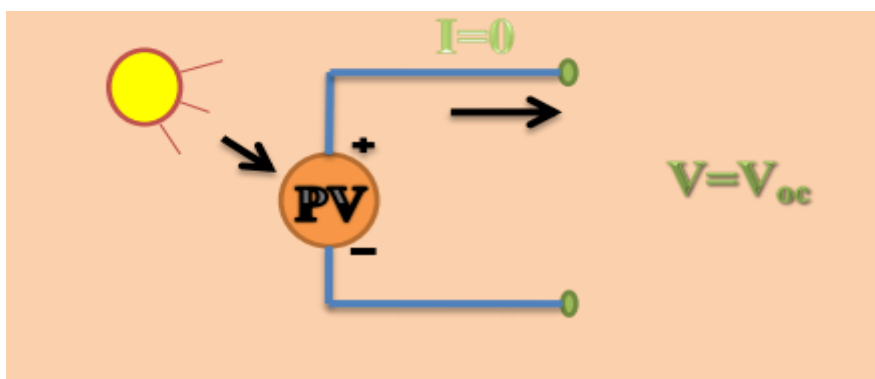


Figure I.13 test de tension en circuit ouvert [9]

c) Puissance maximale (P_{max})

La puissance fournie par la pile est donnée par le produit $V \cdot I$

$$p_{max} = V_{max} * I_{max} \quad (1.5)$$

Cette puissance est maximum au point P_m défini par

$$p_{max} = V_{max} * I_{max} = FF * V_{CO} * I_{CC} \quad (1.6)$$

d) facteur de forme (ff)

Le facteur de forme représente l'efficacité de la cellule, il peut nous renseigner sur le vieillissement de la cellule. C'est le rapport entre la puissance maximale que peut fournir une cellule et la puissance qu'il est théoriquement possible d'obtenir (puissance optimale).

$$ff = \frac{P_m}{I_{CC} * V_{CO}} = \frac{I_m * V_m}{I_{CC} * V_{CO}} \quad (1.7)$$

e) le rendement (η)

Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incident.

$$\eta = \frac{P_{délivrée}}{P_{incident}} = FF * \frac{V_{CO} * I_{CC}}{P_{in}} \quad (1.8)$$

I.7. Technologie de cellules photovoltaïques

Il existe différentes filières des cellules photovoltaïques **Figure (1.14)**

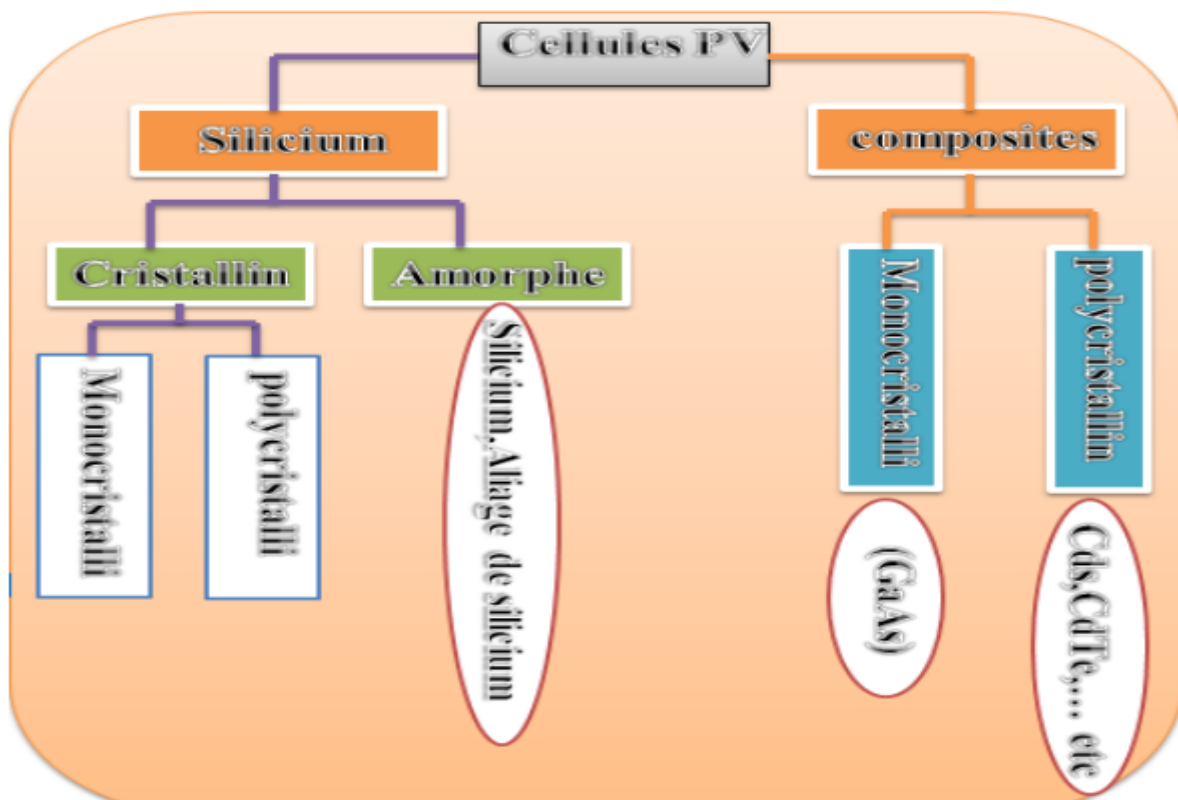


Figure I.14 Différentes techniques de cellules photovoltaïques [13]

Industriellement les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium à cause de sa disponibilité et son faible coût de production. Les cellules PV au silicium cristallin (mono ou multi) représentent la majorité de la production mondiale (respectivement 29% et 51% de la production mondiale).

a) Silicium polycristallin

Il est constitué de plusieurs monocristaux juxtaposés dans différentes orientations donnant à la cellule un aspect mosaïque. Le silicium polycristallin est la technologie la plus répandue sur le marché mondial en raison de son bon rendement ((**environ (11%-15%) (18% en labo)**)), pour des coûts de fabrication maîtrisés. Il offre actuellement un bon rapport qualité/prix [13]



Figure I.15 cellules PV polycristallin [13]

b) Silicium monocristallin

Il est constitué d'un seul cristal offrant à la cellule un arrangement parfait des atomes. Il est la première génération des cellules photovoltaïques, Il présente un rendement légèrement supérieur au silicium polycristallin ((**environ 12-16%) (23% en labo)**). [14]

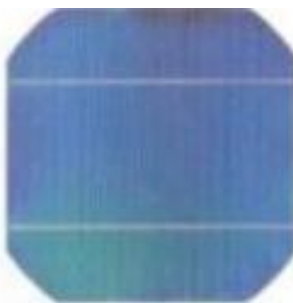


Figure I.16 cellules PV monocristallin [14]

c) Silicium amorphe

une autre forme de silicium est également utilisée pour la fabrication de cellules solaires photovoltaïques : le silicium amorphe hydrogéné (a-si : H). Le silicium amorphe absorbe la lumière beaucoup plus, une couche de 1 μ m suffit à capter le rayonnement reçu sur terre [15]. la technique la plus courante utilisée pour fabriquer les cellules au silicium amorphe est le dépôt par plasma (PECVD: Plasma Chemical Vapor Déposition). Sa part du marché est de l'ordre de 4%.

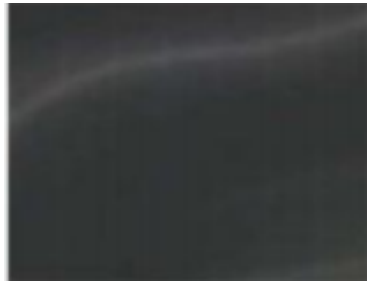


Figure I.17 cellules PV amorphes [15].

I.8. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu le principe de base de la conversion photovoltaïque, ceci nous a permis de mieux comprendre les étapes de conversion et de tirer les principaux paramètres d'une cellule photovoltaïque. Dans ce chapitre aussi nous avons présenté les principales technologies photovoltaïques présentes actuellement sur le marché et celles qui sont en cours de développement. Un constat est que, Avec le développement des technologies, mais le silicium est toujours le meilleur, ce dernier garde une grande longueur d'avance sur les autres technologies en termes de part de marché (93%).

Chapitre II :

Les modules photovoltaïques

II.1 Introduction

Pour produire plus de puissances plusieurs cellules doivent être reliées afin de créer un module photovoltaïque, où l'énergie solaire est convertie par le panneau solaire en énergie électrique. Dans ce chapitre, une présentation spéciale sur les modules photovoltaïques les différents montages. L'influence des paramètres externes. Et les performances d'un module photovoltaïque en pratique.

II.2 Le module photovoltaïque

Un module photovoltaïque (ou panneau photovoltaïque) est un générateur électrique à courant continu constitué d'un ensemble des cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement, qui sert de module de base pour les installations photovoltaïques et notamment les centrales photovoltaïques [16]



Figure II.1 Panneau solaire ou module photovoltaïque [16]

II.2.1 Modèles de la cellule photovoltaïque (GPV)

L'analogie entre le fonctionnement de la cellule photovoltaïque sous éclairage et celui d'un générateur de courant produisant un courant I_{ph} auquel se soustrait le courant de la polarisation de la diode en polarisation directe, . la figure (II.2) n'est qu'une représentation simplifiée du fonctionnement de la cellule.

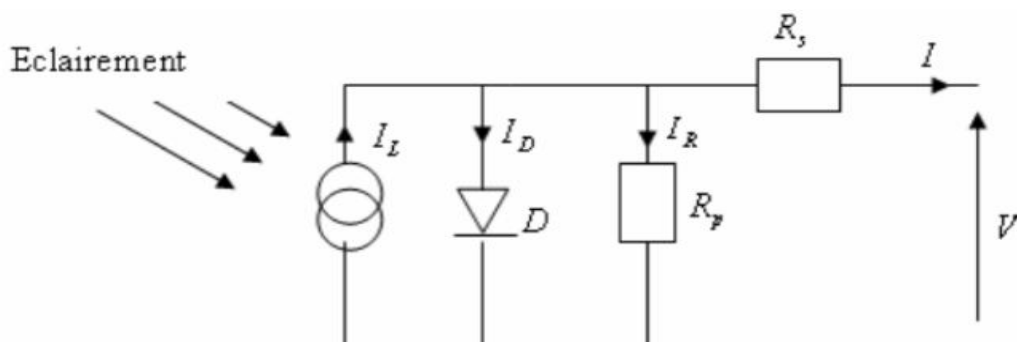


Figure II.2 Modèle équivalent de la cellule photovoltaïque [9]

Les différents paramètres de ce modèle sont:

a) Le générateur de courant :

Il délivre le courant I_{ph} correspondant au courant photogénéré.

b) La résistance série R_s :

Elle prend en compte la résistivité propre aux contacts entre les différentes régions constitutives de la cellule. Ce terme doit idéalement être le plus faible possible pour limiter son influence sur le courant la cellule.

c) La résistance Shunt R_p :

Également connue sous le nom de court-circuit, elle peut être due à un court-circuit sur les bords de la cellule. On appelle aussi résistance de fuite.

d) La diode :

Modélise la diffusion des porteurs dans la base de l'émetteur. Avec I_s (courant de saturation de la diode).

II .3 Les différents montages des modules photovoltaïques

II.3.1 Montage en série des cellules photovoltaïques

Une association de N_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, (voir la figure II.3). L'équation (2.1) résume les caractéristiques électriques d'une association série de N_s cellules [17]

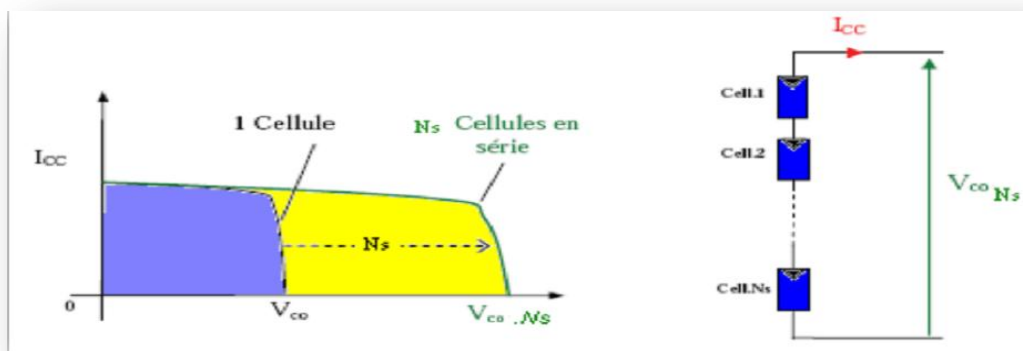


Figure II.3 caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série [9]

$$V_{co} = N_s * V_{co} \quad (2.1)$$

Avec

V_{co} : la tension de circuit ouvert

II.3.2 Montage en parallèle des cellules photovoltaïques

Une association de N_p cellules en parallèle permet d'augmenter le courant de sortie du générateur photovoltaïque. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèles, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante

d'un groupement est obtenue par addition des courants (voir la figure II.4). L'équation (2.2) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de N_p cellules.

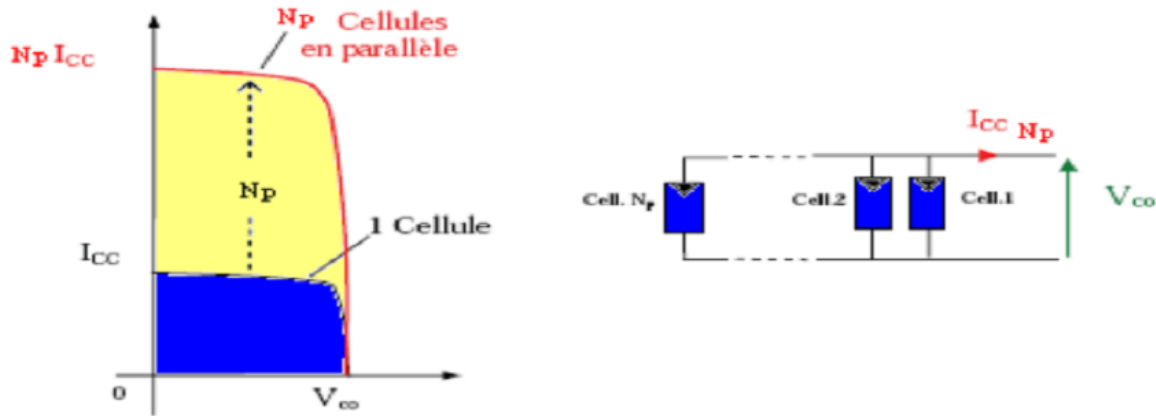


Figure II.4 caractéristiques résultantes d'un groupement de N_p cellules en parallèles

$$I_{cc} = N_p * I_{cc} \tag{2.2}$$

Avec

I_{cc} : la courant de court-circuit

III.3.2 Montage en série-parallèle des cellules photovoltaïques

Une association de N_s cellules en série et N_p cellules en parallèles permet d'augmenter le courant et la tension du générateur photovoltaïque. La caractéristique résultante du groupement série-parallèles est obtenue par addition des tensions et des courant élémentaires de chaque cellule, (voir la figure II.5).

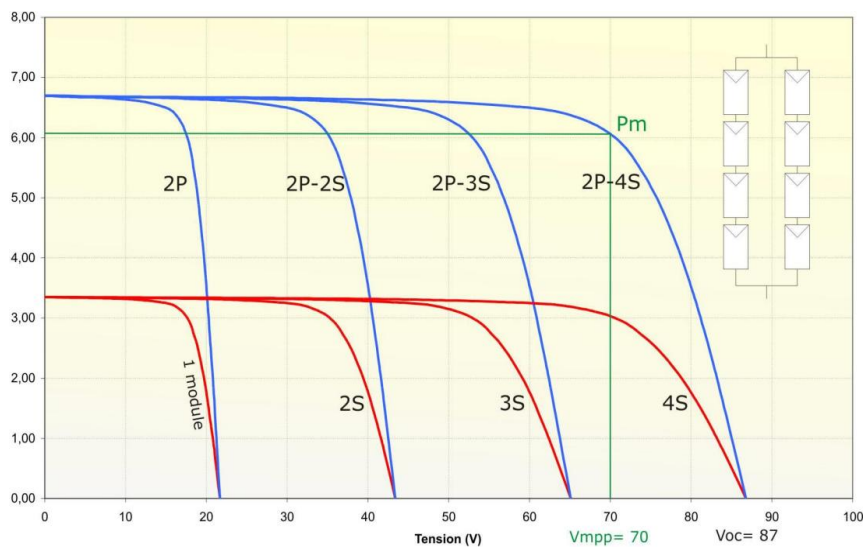


Figure II.5 caractéristiques résultantes d'un groupement des cellules en série-parallèle [9]

II.4 Les différents impacts du générateur photovoltaïque sur la courbe I-V

II.4.1 Impact de la résistance parallèle R_p sur la courbe I-V

Cette influence se traduit par une diminution de la courbe I(V). on peut facilement percevoir une anomalie a la lecture de la caractéristique par la présence d'une légère pente au voisinage du point de courant de court-circuit. (voir la figure II.6) [18]

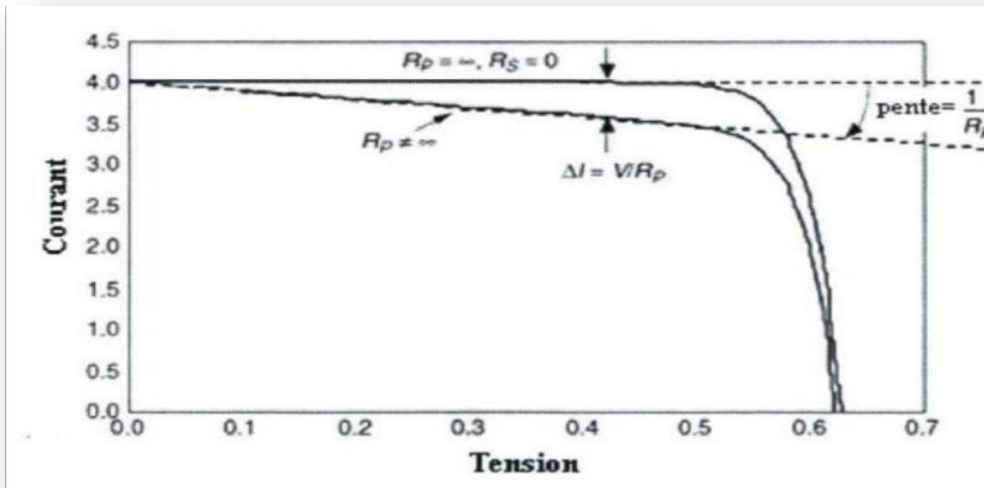


Figure II.6 Impact de la résistance parallèle R_p sur la courbe I-V [18]

II.4.2 Impact de la résistance série R_s sur la courbe I-V

La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la cellule se comporte comme un générateur de tension. Elle ne modifie pas la tension de circuit ouvert, mais lorsqu'elle est anormalement élevée, elle peut diminuer la valeur du courant de court-circuit. La résistance série est gouvernée par la résistivité du matériau x , par les résistances de contact des électrodes et par la résistance de la grille collectrice (voir la figure (II.7) [19]

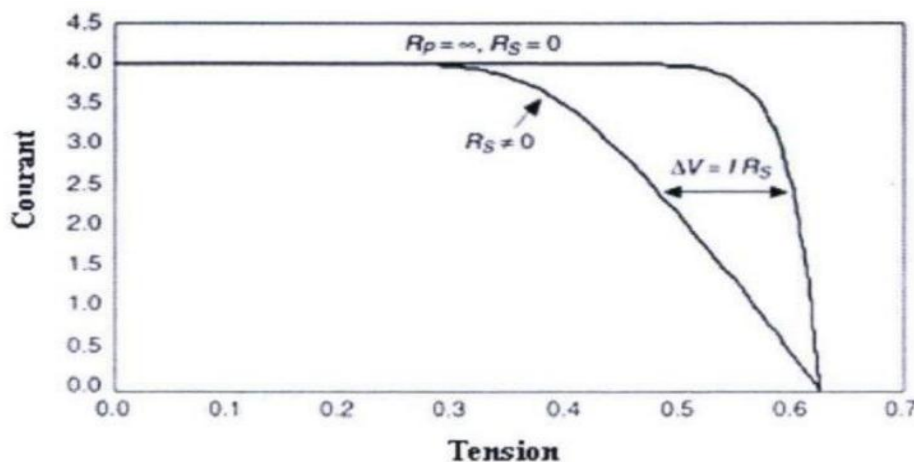


Figure II.7 Impact de la résistance série R_s sur la courbe I-V [19]

II.4.3 Impact de la température sur la courbe I-V

La température à une influence notable sur le rendement d'une cellule photovoltaïque, nous remarquons que le courant de court-circuit varie peu avec la température tandis que la tension du circuit ouvert est beaucoup plus influencée. La température a donc une influence non négligeable sur le rendement d'une cellule photovoltaïque.

Pour le même niveau de l'éclairement incident sur le plan du module, les courbes I(V) changent avec la température comme le montre la figure II.8 [20].

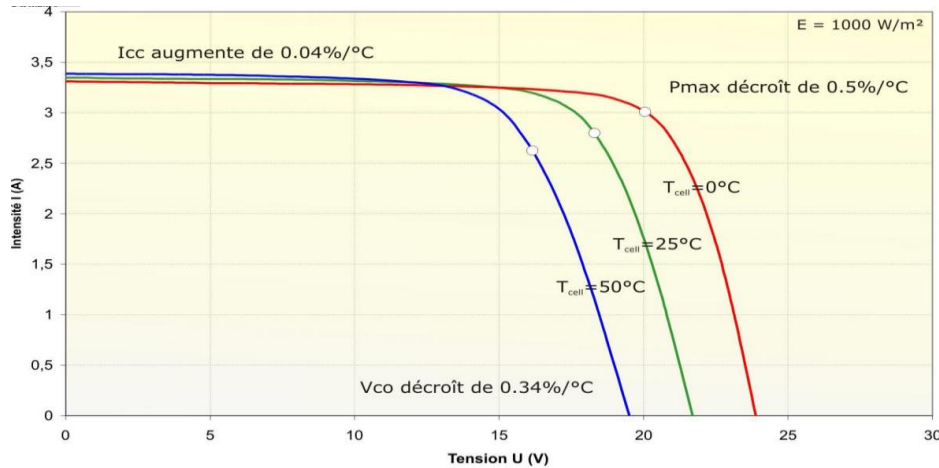


Figure II.8 Impact de la température sur la courbe I-V [20]

II.4.4 Impact de l'irradiation solaire sur la courbe I-V

L'augmentation de l'éclairement provoque une augmentation du courant. Dans ce cas le panneau fonctionne comme un générateur de courant. Dans ces conceptions il y aura aussi une légère variation de la tension en circuit ouvert Vco. (Voir la figure II.9). [21].

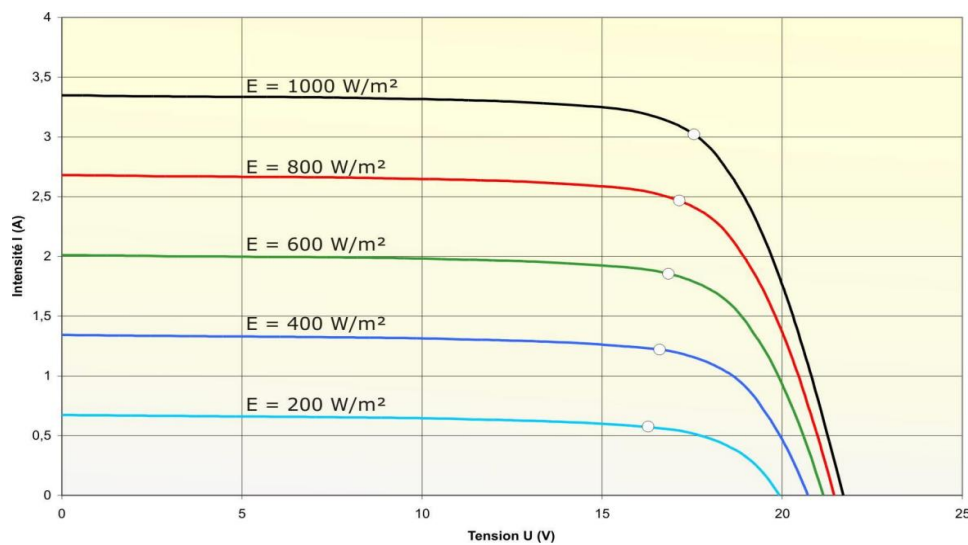


Figure II.9 Impact de l'irradiation solaire sur la courbe I-V [21]

II.4.5 Impact de l'ombre sur la courbe I-V

La mise en série des cellules peut être dangereuse lorsque l'une d'entre elles se retrouve à l'ombre ou est partiellement occultée. Elle va s'échauffer et risque de se détruire [22].

Dans la figure II.10, la cellule en haut est occultée et son courant I_{sc} est réduit à zéro. Cela signifie que le courant total qui circule dans le module doit passer à travers les deux résistances R_p et R_s de la cellule touchée par l'ombre.

Ceci provoque une chute de la tension de sortie ΔV qui est donnée par la relation suivante :

$$\Delta V = \frac{V}{n} + I * R_p \quad (2.3)$$

Avec :

n : le nombre de cellules

I : courant total dans le module

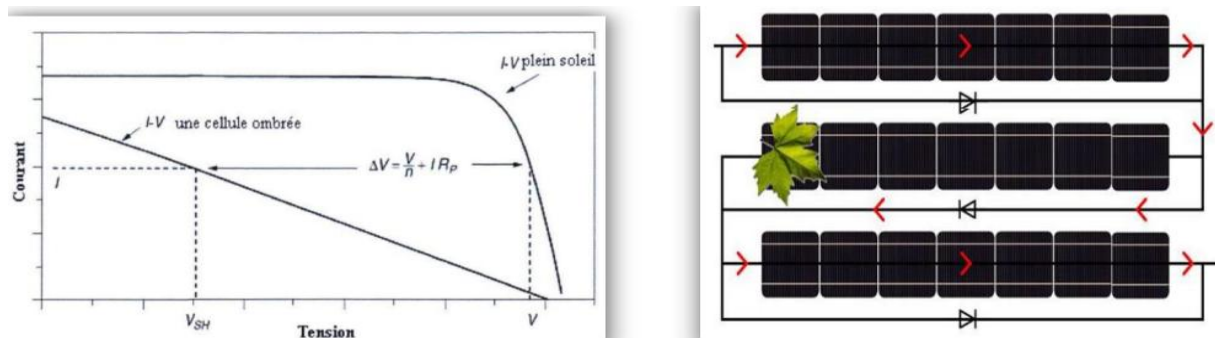


Figure II.10 Effet de l'ombrage d'une seule cellule sur le module [9].

II.5 Fabrication des modules

L'industrie photovoltaïque terrestre étant la fille en ligne directe des programmes spatiaux des années 70 de la NASA, on ne sera pas surpris d'apprendre que la fiabilité a toujours été une préoccupation majeure des ingénieurs de conception. Par définition, la fiabilité d'un module photovoltaïque est la probabilité qu'il produise un certain courant à une certaine tension dans des conditions bien définies et ceci pour une durée déterminée.

Certains modules encapsulés dans de la résine silicone, fonctionnent dans des conditions extrêmes depuis plus de 25 ans sans aucun problème.

II.5.1 L'encapsulation des modules

Les modules modernes sont construits avec comme superstrat, un verre trempé à haute transmission, devant résister à la grêle, un encapsulant à base d'éthylène-vinyl-acétate recouvert à l'arrière d'une feuille de Tedlar-Aluminium-Tedlar ou de polyéthylène.

Pour échapper aux risques de fuites dans les installations à haute tension, une distance suffisante est recommandée entre le cadre métallique et les cellules.

En outre, il est recommandé de placer une diode parallèle toutes les 18 cellules pour éviter les problèmes de points chauds lors d'occultations partielles d'une cellule. Autant d'exemples simples de règles de l'art qu'il suffit de respecter pour ne pas s'exposer à des défaillances. Celles qui ont été rapportées en 1994 dans le champ des modules ARCO à Carrissa Plain en Californie provenaient d'une extrapolation hardie des conditions de fonctionnement normal garanties. Le jaunissement prématuré des modules, qui en même temps perdaient une partie de leur puissance, n'avait d'autre cause que la concentration des miroirs plans (ils doubleraient la valeur de l'éclairement et élevaient la température de fonctionnement à des niveaux qui n'étaient pas admissibles pour ce type d'encapsulation). [23]

Il y a de très nombreux autres types d'encapsulants, spécialement pour les films minces qui ne requièrent pas la fonction d'enrobage indispensable aux cellules épaisses. En outre, quand le verre n'est pas absolument nécessaire, et en particulier pour les applications mobiles, plusieurs type de polymères fluorés ont été développés pour servir en face avant de protection transparente et flexible. Ce type de superstrat n'est cependant pas garanti pour les expositions de longue durée en environnement extérieur.

En matière d'encapsulation, deux philosophies s'affrontent depuis que l'industrie des photopiles existe. Il y a d'un côté les partisans de l'étanchéité totale (encapsulation bi-verre allant jusqu'à la nécessité de scellement de la tranche) et de l'autre, ceux qui, reconnaissant humblement que l'étanchéité à la vapeur d'eau n'existe pas (ne serait-ce que par les connexions de sortie du module), préfèrent recommander une couverture en face arrière qui "respire", en d'autres termes qui puisse restituer le jour le peu de vapeur d'eau qu'il a réussi à pénétrer la nuit.

Les boîtiers de connexion électrique sont en général fixés sous les modules en partie basse. Ils représentent un point critique du module car un endroit favorable à l'accumulation d'eau de condensation, de poussières et d'insectes. L'expérience montre qu'une étanchéité totale des boîtes à bornes n'est pas souhaitable, et qu'un orifice de respiration et d'évacuation de l'eau de condensation doit être ménagé au bas de la boîte. [23]

II.5.2 La caractérisation en laboratoire (Le test des modules)

STC @ 1000 W.m ⁻² -AM 1.5-CELL T 25°C			
MODEL TYPE	MSX60	P _{MAX}	62.5 W
SERIAL NO.	CYTHELTA-01	V _{OC}	21.4 V
MAX. SYS. OPER. VOLT.	600 V	I _{SC}	3.06 A
MIN. BYPASS DIODE I _F	5 A	V _P MAX	17.6 V
SERIES FUSE	5 A	I _P MAX	3.14 A
<hr/>			
AT 800 W.m ⁻² -AM 1.5-CELL T 49°C			
WILL PRODUCE:		P _{MAX}	45.5 W
		I _P MAX	2.90 A

SOLAREX
An Amoco Company

630 Solarex Court
Frederick, MO., 21701, U.S.A.

Figure II.11 Etiquette d'un module « Solarex »

Chez la plupart des fabricants, tous les modules sont testés en usine à l'aide d'un simulateur à flash dont la durée de quelques secondes permet d'obtenir un éclairement de 1 kW/m^2 sans pour autant réchauffer le module. Les tests sont donc effectués suivant les conditions standard (STC). Certains fabricants apposent sur chacun des modules une étiquette individuelle indiquant les paramètres principaux effectivement mesurés dans les conditions standard (STC) et le comportement du module en utilisation réelle (FOC), et donnent en sus une garantie de puissance minimum pour une durée de 10 ans.

II.6 mesures et garanties

II.6.1 Vieillesse accélérée

Dans le but d'estimer la durée de vie des modules et de donner aux clients les garanties auxquelles ils ont droit, des tests d'accélération des contraintes d'environnement ont été systématiquement étudiés dans les laboratoires, discutés en commissions, approuvés dans des comités nationaux et internationaux depuis près de vingt ans.

Les principes admis généralement consistent à accélérer les dégradations connues des modules à travers un stockage haute température, un test de chaleur humide, des cycles chaud-froid, des cycles gel-dégel, une exposition prolongée aux ultraviolets, des tests d'occultation partielle, etc...

Dans tous les cas, comme les énergies d'activation des processus sont mal connues, il est recommandé que les tests d'accélération des contraintes se fassent dans les conditions les plus proches des conditions réelles, afin de ne pas provoquer de défaillances non pertinentes.

D'autres tests s'y ajoutent: inspection visuelle, performances électriques aux conditions standard, isolation électrique, charge mécanique, torsion, robustesse des connexions, mesure de la température de fonctionnement des cellules, etc...

II.6.2 Garanties

La plupart des modules PV sont garantis entre 2 et 5 ans suivant les fabricants. Ces derniers offrent en outre une garantie des performances électriques à plus de 80% (ou 90%) de la valeur indiquée sur l'étiquette au bout de 25 ans (ou de 20 ans).

II.6.3 La caractérisation en extérieur

En pratique, les relevés des courbes I-V des modules se font pour des conditions réelles de fonctionnement qui peuvent varier fortement. Ceci a conduit au concept des conditions de test standards sous lesquelles, les mesures des performances des modules photovoltaïques doivent être effectuées ou corrigées. Trois paramètres fixent les conditions de test standards, à savoir la température, l'irradiation totale et la distribution spectrale. En effet, la température cellule doit être fixée à 25 °C et l'irradiation globale doit être égale à 1000 W/m^2 à un spectre AM1.5. L'utilisation des conditions de test standards (par abréviation STC) permet de faire des comparaisons entre les performances des modules. En général, les constructeurs des modules fournissent les valeurs des points

représentatifs de la caractéristique courant-tension du module (court-circuit, circuit ouvert et point de puissance maximale) pour les conditions STC. [24,25]

Les valeurs du courant et de la tension sont calculées en utilisant les équations suivantes [24,26,27]:

$$I_{STC} = I_{meas} \left(\frac{H_{STC}}{H_{meas}} \right) + \alpha (T_{C.mod} - T_{stc}) \quad 2.4$$

$$V_{STC} = V_{meas} - \beta \cdot (T_{STC} - T_C) - R_s \cdot (I_{meas} - I_{STC}) + V_t \cdot \ln \left(\frac{H_{STC}}{H_{meas}} \right) \quad 2.5$$

avec

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

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

II.6.4 Inclinaison du module par rapport au soleil

Les panneaux solaires doivent être placés perpendiculairement au rayon solaire incident en vue d'obtenir une puissance optimale. Pour convertir un maximum de rayonnement solaire, on doit ajuster à la fois l'orientation et l'inclinaison du panneau solaire. L'inclinaison est l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal. L'ajustement sur le plan horizontal (azimut) s'obtient en pointant les panneaux solaires, vers le sud lorsqu'on est dans l'hémisphère nord, vers le nord lorsqu'on est dans l'hémisphère sud.

L'ajustement sur le plan vertical nécessite de connaître la trajectoire du soleil, en fonction de la saison et du lieu géographique. Aux équinoxes du 21 mars et du 21 septembre, le soleil est perpendiculaire à l'équateur. Au solstice du 21 juin, il est perpendiculaire au tropique du cancer (hémisphère nord). Au solstice du 21 décembre, il est perpendiculaire au tropique du capricorne (hémisphère sud). Le soleil se lève à l'est et se couche à l'ouest et le Québec se situe dans l'hémisphère nord à une latitude environ de 46°C. Le soleil au zénith est donc vers le sud.

Globalement, les rayons du soleil viennent donc plus du sud que des autres directions, d'autant plus qu'à midi, lorsque le soleil est au zénith et donc plein sud, le rayonnement est le plus intense.

II.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les modules photovoltaïques, les facteurs qui les concernent tels que la chaleur et l'humidité et la façon de le traiter tout en liant groupement série ou parallèle ou deux ensemble. Nous avons appris les paramètres les plus importants de performances d'un module photovoltaïque les puissances maximales et le rendement de conversion surtout dans les conditions standards.

Chapitre III :

Dégradation des modules
photovoltaïques

III.1. Introduction

Les modules PV sont souvent considérés comme étant le composant le plus cher d'un système photovoltaïque. Ces dernières années, les recherches sur les modules photovoltaïques se sont plutôt focalisées sur la course au développement de nouvelles technologies sans avoir suffisamment de retour d'expériences sur celles qui sont déjà opérationnelles. Dans ce chapitre, nous allons passer en revue la littérature ayant trait à la dégradation des modules photovoltaïques. Les principaux types de dégradations des modules PV recensés sont présentés.

III.2. Dégradation d'un module photovoltaïque

La dégradation est la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut affecter sa capacité à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est causée par les conditions d'exploitation [28]. Le module photovoltaïque dégradé ne peut jamais perdre sa fonction principale qui consiste à générer de l'électricité à partir de l'ensoleillement, même si son utilisation n'est plus optimale. Cependant, l'état dégradé du module photovoltaïque peut s'avérer problématique lorsque la dégradation dépasse un seuil critique. Selon Wohlgemuth, les constructeurs considèrent que le module PV est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau en dessous de 80% de sa valeur initiale [29].

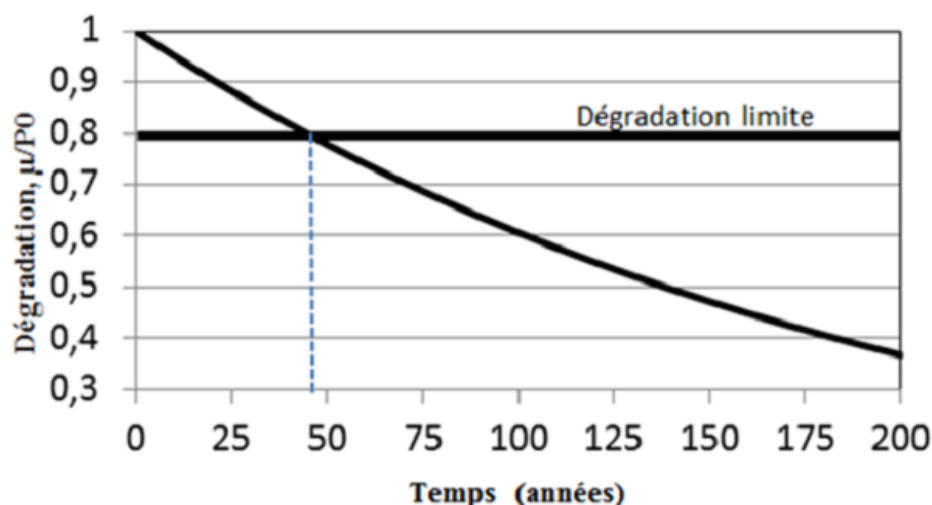


Figure III.1 Dégradation exponentielle de la puissance du module PV [33]

Dans la suite, nous allons présenter les différents types de dégradation des modules les plus représentatifs selon la littérature. La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée à cause de plusieurs facteurs tels que

- l'humidité [29]
- la température [30]
- l'irradiation [31]
- les chocs mécaniques [32]

Chacun de ces différents facteurs cités peut induire un ou plusieurs types de dégradation tels que [33], [32]

- la décoloration
- la délamination
- la corrosion,
- les casses et fissures de cellules

Le NREL (National Renewable Energy Laboratory, Etats Unis) fournit au **Tableau III - 1** une liste des dégradations majeures enregistrées sur les modules photovoltaïques en silicium cristallin [34], [35].

Dégradation	
Module PV en Silicium cristallin	Interconnexions cassées Cellules cassées Corrosion Délamination de l'encapsulant Décoloration de l'encapsulant Vitrage cassé Points chauds Défaillance de la diode bypass Cassure des rubans d'interconnexion

Tableau III - 1. Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin

III.3. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques

La dégradation du module photovoltaïque peut affecter les différentes parties de celui-ci comme le montre la **Figure III.2**. Ces différentes parties sont : le verre, les interconnexions entre les cellules, le matériau encapsulant qui est généralement en Ethylène Vinyl Acétate (EVA), le film polymère de protection qui est généralement en Tedlar et les colles qui assurent l'adhérence entre les différents composants du module.

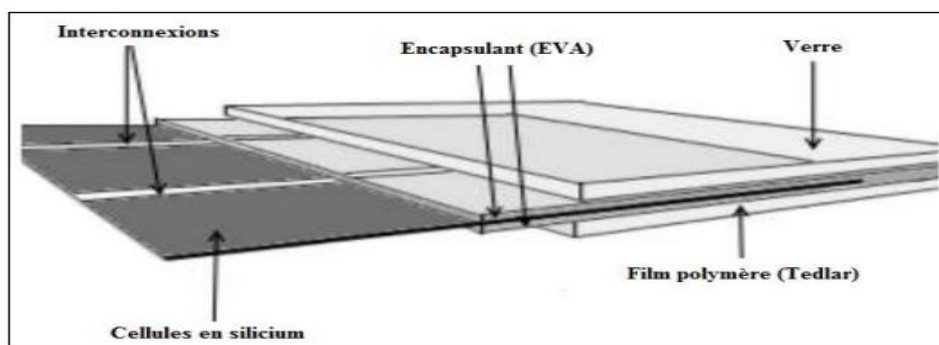


Figure III.2 Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation. [9].

III.3.1. La corrosion

L'humidité pénétrant dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés provoque la corrosion [36]. La rétention de l'humidité dans l'enveloppe du module augmente la conductivité électrique du matériau. La corrosion attaque les connexions métalliques des cellules du module PV provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une perte de performance. La corrosion dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique. La Figure III.3 montre un module PV atteint par la corrosion au niveau de la bordure et de la boîte de jonction [32].

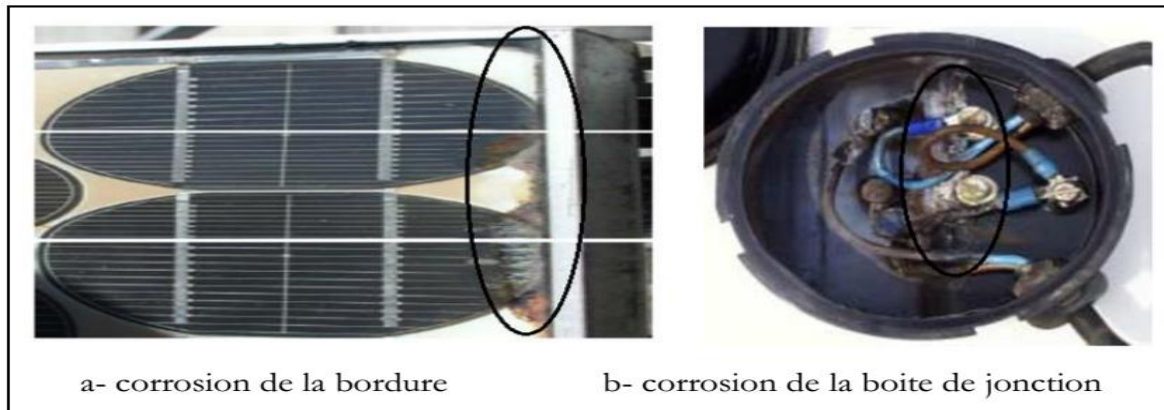


Figure III.3 Module PV atteint par la corrosion. [36]

Wolghemuth et Kurtz ont étudié l'impact de l'humidité et de la température sur la dégradation des modules PV à partir des essais accélérés 85/85 ($T=85^{\circ}\text{C}/\text{HR}=85\%$) selon la norme CEI 61215 [37], [38]. Ils ont trouvé que la corrosion apparaissait au bout de 1000 h d'exposition du module sous une température de 85°C et une humidité relative de 85%. Wohlgemuth a également effectué en 2005 des tests sur des modules de BP Solar à partir des retours d'expérience qui lui ont permis d'affirmer que la corrosion était le mode de dégradation le plus fréquent [29]. Il a exploité la base de données commerciale de BP Solar qui collecte toutes les informations issues du suivi technique de leurs modules cristallins installés depuis 1994. D'autres études [30], [39], [33], affirment également que la corrosion et la décoloration sont les modes de dégradation prédominant des modules photovoltaïques.

Carlson, en collaboration avec le NREL, a montré à l'issue d'essais sur des modules BP Solar que le sodium contenu dans le vitrage qui réagit avec l'humidité constitue un facteur majeur de corrosion au niveau des bords des modules PV comme le montre la Figure (III.3) [40].

Osterwald affirme que les dégradations qui surviennent les premières et qui évoluent le plus rapidement dans les modules PV en silicium sont dues à l'oxygène qui est le premier facteur de corrosion des jonctions en silicium [41].

Kemp a montré que l'humidité dans le module PV présente un fort impact sur le taux de dégradation des modules photovoltaïques, et plus particulièrement dans les zones géographiques chaudes et humides telles que Miami en Floride [36]. En raison de la vitesse de diffusion relativement élevée de l'eau dans l'Éthylène Vinyl Acétate

(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. D'après Kemp [36], la meilleure façon d'empêcher l'infiltration de l'humidité dans le module est d'utiliser des joints bien hermétiques ou des joints de bord à faible diffusivité contenant une grande quantité de déshydratant. Par conséquent, nous pensons qu'il serait plus efficace de se concentrer sur les moyens de réduire les processus de corrosion qui sont accélérés par la pénétration d'humidité. Parmi les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques, nous avons également recensé la délamination du module.

III.3.2. La délamination

La délamination traduit la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre avant. Elle représente un problème majeur car elle entraîne deux effets : l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module [32].

Skoczek a étudié la dégradation des modules photovoltaïques relative à la délamination du module à partir de tests basés sur la norme CEI 61215 [42]. 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. La délamination est plus fréquente dans les climats chauds et humides. Elle favorise une pénétration de l'humidité dans le module et provoque, par conséquent, 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. La Figure (3.4) montre que modules présentant une sévère délamination.

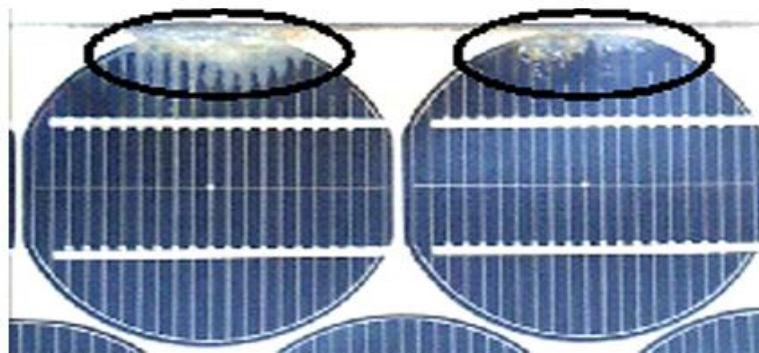


Figure III.4 Module photovoltaïque présentant une délamination. [32]

Jansen et Delahoy ont montré que la pénétration du sel et de l'humidité dans le module photovoltaïque constitue un facteur favorisant la délamination [43]. D'autre part, ils avancent que la liaison interfaciale peut être attaquée chimiquement par l'acide fluorhydrique formée par le fluor et l'oxyde d'étain contenus dans le module.

Parmi les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques, nous avons également recensé la décoloration du module.

III.3.3. La décoloration

La décoloration du module photovoltaïque se traduit par un changement de couleur du matériau utilisé pour son encapsulation qui est généralement en Ethylène Vinyl Acetate (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. Elle provoque une modification de la transmittance de l'encapsulant des cellules et par conséquent la puissance générée par le module est diminuée.

Oreski et Wallner avancent que les causes principales de la décoloration de l'EVA sont les rayons ultraviolets combinés à l'eau sous des températures d'exposition supérieures à 50°C et provoquant ainsi un changement de la structure chimique du polymère [44].

La décoloration peut apparaître dans des zones différentes et non adjacentes d'un même module. Ceci peut être dû d'une part, à des polymères encapsulant d'origine ou de caractéristiques différentes et d'autre part à l'EVA qui n'est pas déployée dans les mêmes zones du module de la même manière. Kojima et Yanagisawa se sont intéressés au jaunissement de l'EVA utilisé comme encapsulant dans les modules photovoltaïques [45]. Pour cela, ils ont soumis des modules PV à un ensoleillement solaire artificiel. Ils se sont uniquement intéressés à la contribution des rayons ultraviolets (longueurs d'onde comprises entre 280 nm et 380 nm). Lorsqu'un ensoleillement de 4000 W.m⁻² est appliqué, une décoloration des cellules apparaît avec une augmentation de la photosensibilité au bout de 400 heures et une augmentation de la transmissivité (facteur de transmission) entre 280 et 380 nm. Ainsi, il apparaît un faible jaunissement au niveau de l'encapsulant EVA qui engendre une perte de puissance du module photovoltaïque. Pour un ensoleillement de 1000 W.m⁻² aucun changement n'est apparu dans la gamme de longueur d'onde 280 nm à 380 nm au bout de 500 heures. Wohlgemuth a effectué des essais aux UV sur des modules PV en silicium cristallin à une température de 60°C, il a trouvé que la décoloration de l'encapsulant apparaît lorsque l'irradiation aux UV totale atteint 15 kWh.m⁻² dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm sans dépasser une exposition de 250 W.m⁻² [37].

Ces dernières années, la plupart des publications sur la dégradation des modules PV en silicium cristallin ont principalement porté sur la décoloration de l'EVA, [46], La Figure (III.5) montre des modules atteints de décoloration (jaunissement) [47].

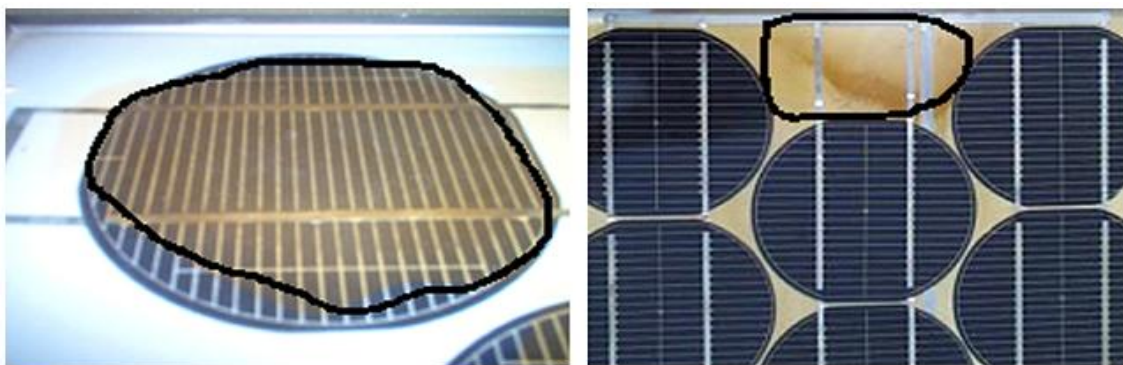


Figure III.5 Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées. [47]

Realini a réalisé une étude expérimentale basée sur le monitoring de modules photovoltaïques en silicium cristallin en fonctionnement entre 1982 et 2003. A travers cette étude, il a fait la corrélation entre les caractéristiques électriques et la décoloration de l'encapsulant des modules PV. La décoloration du module dégrade le courant de court-circuit (I_{cc}). Cette dégradation du courant de court-circuit peut varier de 6% à 8% en dessous de la valeur nominale pour une décoloration partielle de la surface du module et de 10% à 13% pour une décoloration totale du module. La puissance maximale (P_{max}) qui représente le paramètre de performance le plus important du module se retrouve également dégradée par la décoloration de l'encapsulant du module photovoltaïque [39].

III.3.4. Les fissures et bris de verre

Les bris de verre et fissures constituent un facteur important de dégradation des modules PV. Ils surviennent dans la plupart des cas lors des opérations d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules sur les sites d'installation [37]. Le module présentant des fissures ou des cassures peut toutefois continuer à produire de l'énergie. La Figure (3.6) montre un module photovoltaïque en silicium polycristallin fissuré lors de sa première mise en service et qui a fonctionné pendant cinq ans en association avec d'autres modules. Cependant, le risque de choc électrique et de pénétration de l'humidité devient 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 [30].

Afin d'économiser le silicium et réduire les coûts de fabrication des cellules solaires, les producteurs ont fait varier l'épaisseur et la surface des cellules ces dernières années.

L'épaisseur des cellules PV en silicium est passée de 300 μm à moins de 200 μm et parfois à moins de 100 μm . En plus cette diminution de l'épaisseur des cellules, la surface des cellules cristallines a augmenté pour passer de 155 mm x 155 mm à 210 mm x 210 mm [48]. Ceci rend les cellules PV encore plus fragiles et plus sensibles aux cassures lors de leur manipulation (laminage et stockage).

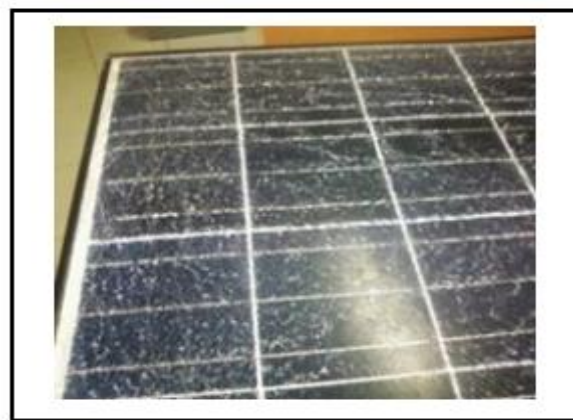


Figure III.6 Module photovoltaïque présentant des bris de verre. [30]

III.3.5. Les points chauds ou Hot-spots

Un module photovoltaïque est une association de cellules en série/parallèle. Sa caractéristique globale peut varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'un ombrage ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule défectueuse ou faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et elle se comporte en récepteur. Ainsi, elle se retrouve en siège d'une dissipation thermique relativement élevée pouvant conduire à sa destruction totale : c'est le phénomène du point chaud ou « hot-spot » [48], dont le module montré en Figure III.7 est atteint. Pour remédier à ce phénomène, les modules photovoltaïques sont équipés de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives (défectueuses ou ombragées). La diode by-pass lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du module, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du module. La dégradation d'une seule cellule peut provoquer celle du groupe de cellules associé. Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis tels que l'ensoleillement inhomogène, la température élevée, les dépôts de poussière, la neige, la pluie et les dépôts de feuilles mortes représentent des facteurs favorisant l'apparition des points chauds ou hot-spots dans un module photovoltaïque.



Figure III.7 Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs. [48]

III.3.6. Les bulles

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. Ce type de dégradation est similaire à la délamination, mais dans ce cas, la perte d'adhérence de l'Éthylène Vinyl Acetate (EVA) affecte uniquement une petite surface du module et est combinée à un gonflement de la surface dont l'adhérence a été dégradée. 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 [50]. La Figure (III.8) montre un module présentant un nombre important de bulles sur la face arrière. Elles

apparaissent généralement au centre de la cellule et peuvent être dues à une mauvaise adhérence de la cellule provoquée par la température élevée [32]. Il peut arriver que le détachement de la cellule du verre soit à l'origine des bulles. Les bulles situées sur la face avant du module peuvent produire une réduction de l'éclairement arrivant sur le module. Elles provoquent la réflexion d'une partie de la lumière qui atteint le module [32]

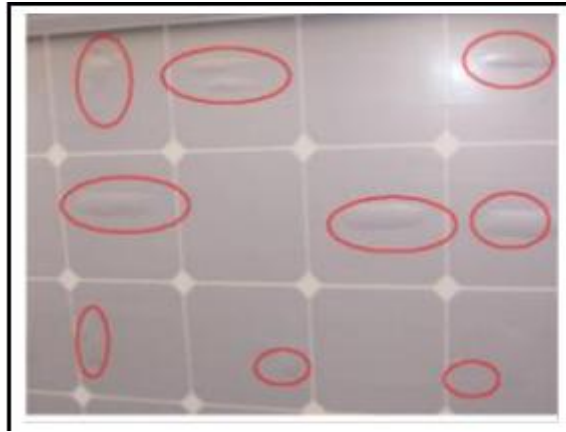


Figure III.8 Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV. [32]

III.3.7. Le PID- Potentiel Induced Degradation

Cette « nouvelle maladie » du module photovoltaïque, mise en évidence en 2010, commence à toucher de plus en plus de modules photovoltaïques. Le premier symptôme de ce phénomène est une dégradation rapide et inexplicée de la puissance. Cette diminution du rendement des modules, pouvant atteindre plus de 20% en quelques mois, n'est ni due à un vieillissement classique des modules, ni à une mauvaise installation du module. Les modules individuels dans les systèmes PV sont souvent connectés en série afin d'augmenter la tension du système. La différence de potentiel de la chaîne ainsi formée peut parfois atteindre quelques centaines de Volts [51]. Afin de protéger les personnes contre les chocs électriques, toutes les structures métalliques des modules sont souvent mises à la terre. Ainsi, il peut arriver des courants de fuite dus à un défaut d'isolation entre la structure et les couches actives (cellules PV) [52]. De ce phénomène peut découler une polarisation susceptible de dégrader les caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques. Ce phénomène connu sous le nom de Potentiel Induced Degradation (PID) se caractérise par la dégradation progressive des performances des modules photovoltaïques, à base de silicium cristallin, due à la présence d'un courant électrique induit au cœur même du module [53], [54].

III.4. Représentativité des différents modes de dégradation

Nous avons effectué une revue bibliographique assez exhaustive sur les différents modes de dégradation des modules photovoltaïques. Cette revue de l'état de l'art sur la dégradation des modules PV s'est focalisée, à ce stade de nos travaux, sur l'identification des principaux types de dégradations. Les travaux de recherche qui mettent en évidence leur impact sur le fonctionnement du module ainsi les facteurs qui les favorisent ont été également présentés. Il nous semble pertinent de terminer cette partie sur les

principaux modes de dégradation des modules PV par une synthèse en termes de représentativité de chacun des modes de dégradation selon la littérature. La Figure III.9 donne un récapitulatif sur la représentativité de chacun des principaux modes de dégradation des modules PV en silicium présentés dans ce chapitre .

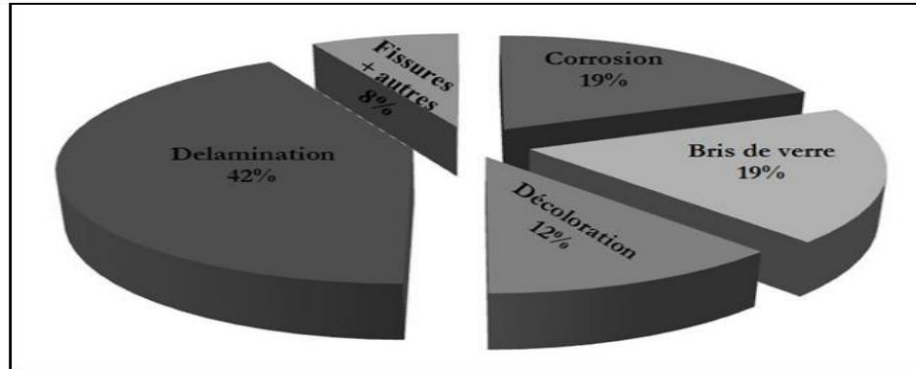


Figure III.9 Représentativité des différents modes de dégradation.

Les taux de représentativité des modes de dégradation donnés sur la Figure (III.9) et relatifs à la technologie cristalline montrent bien la prédominance de la délamination et de la corrosion. Néanmoins, les bris de verre restent bien présents avec 19%. La décoloration reste un type de dégradation à bien prendre en compte. Durant notre étude bibliographique, nous avons noté que ces trois modes de dégradation sont principalement provoqués par les paramètres environnementaux tels que la température, l'humidité et la radiation ultraviolette.

III.5. Les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque

Il est important de pouvoir détecter ces différents types de dégradation lorsqu'ils affectent le module. Il y a plusieurs méthodes pour faire de la détection de la dégradation du module photovoltaïque,

III.5.1. Inspection visuelle

L'inspection visuelle est la première technique de détection des dégradations d'un module photovoltaïque. Elle peut permettre de détecter à l'œil nu certaines dégradations tels que la décoloration, la délamination, les bulles, les fissures dans les cellules et les points chauds. L'inspection visuelle doit être effectuée dans des conditions naturelles sous la lumière du soleil pour avoir une lumière intense de bonne qualité. L'inspection visuelle doit être effectuée dans des conditions naturelles sous la lumière du soleil pour avoir une lumière intense de bonne qualité. Un éclairage d'au moins 1000 Lux est requis selon les conditions de test de. Les réflexions doivent être évitées, car ils peuvent conduire à une mauvaise image. L'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. Une seule photo prise depuis une seule position ne suffit pas car il pourrait contenir une image réfléchie et conduire à une fausse interprétation. C'est la technique que nous utilisons dans la

suite de nos travaux pour identification des défauts responsables de la dégradation des performances des modules photovoltaïques.

III.5.2. Mesure de la puissance

Le principal indicateur de la dégradation d'un module photovoltaïque est la diminution de la puissance produite. Cependant, la baisse de puissance n'est pas toujours détectée au sein d'un système PV constitué d'un ensemble de modules. Pour ce faire, un test de puissance doit être plutôt appliqué individuellement aux modules PV suspects. Afin de détecter une chute de la puissance d'un module, une mesure de puissance dans les conditions standards de test (STC) doit être effectuée. Les conditions standards de test sont caractérisées par :

- Irradiance : 1000 W.m^{-2}
- Température du module : $25 \text{ }^\circ\text{C}$,
- Répartition spectrale du rayonnement : AM1.5.

Les conditions standards de test (STC) sont différentes des conditions de fonctionnement réel des modules photovoltaïques. En effet, habituellement la température des modules sera supérieure à 25°C , et le rayonnement n'aura pas le même spectre ni la même intensité durant les mesures. Ainsi, une méthode plus réaliste basée sur des mesures effectuées dans des conditions plus proches du fonctionnement réel et différentes des conditions standards de test. Néanmoins, la réalisation des tests dans les conditions STC est le meilleur moyen pour comparer différents modules dans les mêmes conditions.

La technique basée sur la mesure de la puissance permet de détecter facilement une dégradation par l'analyse des mesures de la puissance, des courants (courant de court-circuit, courant maximale) et des tensions (tension en circuit-ouvert et tension maximale) mais également à partir de la caractéristique I-V. Cependant, il est impossible d'identifier la nature de la dégradation détectée à partir de cette technique. L'utilisation de cette technique pour remonter à la nature de la dégradation reste confrontée à deux difficultés. Le premier verrou porte sur la difficulté à réaliser les mesures dans les conditions standards de test, La deuxième difficulté est relative à la non-disponibilité d'une base de données pertinente (dans le temps et dans l'espace) à partir de laquelle les causes de dégradation peuvent être déduites à partir des caractéristiques du module (Courbe I-V, Puissance, courants, tensions) testé.

III.5.3. Imagerie infrarouge

Cette technique de test non destructive, permet la détection des zones à haute température qui sont, généralement, la conséquence du phénomène de Hot-spot (point chaud). La méthode utilisée 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.

Le système utilisé pour la détection des émissions infrarouges d'un module photovoltaïque, est une caméra vidéo basée sur un détecteur à couplage de charge (CCD) spécifiquement

orientés vers la détection infrarouge (IR-CCD). Aujourd'hui les caméras infrarouges disposent d'une bonne résolution et d'une grande précision qui permettent la détection de points ou de vastes zones dans les cellules et les modules photovoltaïques.

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 $5\mu\text{m}$.

III.5.4. Thermographie

La technique par la thermographie est une variante de la méthode infrarouge présentée précédemment. 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

III.5.5. Imagerie par électroluminescence et photoluminescence

Cette technique permet de détecter les fissures situées dans les zones de la cellule difficilement explorables par la plupart des autres techniques.

Les images obtenues à l'aide de la technique par électroluminescence et photoluminescence sont également de type infrarouge. Elles peuvent être détectées par un détecteur de type IR-CCD (Infrarouge - Charge Coupled Detector) comme dans le cas de la technique par thermographie. Cependant, les images obtenues présentent une meilleure résolution que celles obtenues par thermographie.

III.5.6. 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.

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.

Malgré l'existence de ces techniques de détection des dégradations des modules photovoltaïques, la nécessité de développer des modèles qui permettent de mieux cerner la question reste encore une problématique de recherche pertinente et actuelle. En effet, les modèles de dégradation des modules aideraient à comprendre l'évolution des différents types de dégradation dans le temps et ceci faciliterait l'évaluation de la durée de vie des modules dans différents environnements. Ainsi la section suivante est consacrée aux modèles de dégradation des modules photovoltaïques.

III.6. Détermination de la dégradation

la dégradation globale (DG) et le taux annuel de dégradation (TAD) des caractéristiques de performance des modules photovoltaïques sont déterminées.

La dégradation globale (DG) et le taux annuel de dégradation (TAD) d'une caractéristique du module PV considéré à partir de la première mise en service de celui-ci sont exprimés par les relations (Equation 3.1 et 3.2)

$$DG(\%) = \frac{x(t_n) - x(t_0)}{x(t_0)} * 100 \quad (3.1)$$

$$TAD(\%) = \frac{DG}{\Delta T} * 100 \quad (3.2)$$

$x(t_n)$ et $x(t_0)$ représentent la valeur du paramètre considéré dans les conditions standards de test (STC) respectivement aux instants t_n et t_0

t_0 représente l'instant initial correspondant à la première exposition du module sous un ensoleillement. t_n correspond à l'instant d'exécution des tests. ΔT (années) représente la durée d'exposition sous ensoleillement du module depuis la première mise en service jusqu'au moment des tests.

III.7. Conclusion

Dans ce chapitre, une revue des différents modes de dégradation des modules photovoltaïques a été présentée. 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. Et on choisit la méthode L'inspection visuelle pas que la première technique de détection des dégradations d'un module photovoltaïque. Parce qu'il est le moyen le plus approprié afin de détecter les problèmes affectant la cellule photovoltaïque de la rentabilité. Ensuite, nous définissons les autres techniques de détection des dégradations d'un module photovoltaïque avec leurs fonctionnalités et spécificités

Chapitre IV :

Résultat et discussion

IV.1. Introduction

Les modules PV sont souvent considérés comme le composant le plus fiable d'un système photovoltaïque, La fiabilité présumée a conduit à la longue période de garantie pour les modules jusqu'à 25 ans. Dans ce chapitre, nous allons mesurer les propriétés électriques I-V des différentes cellules solaires de type UDTS 50, Amorphe, ISofoton-75 et ISofoton-100, ainsi que la détermination de leurs performances (puissances maximales, facteur de forme et le rendement). Ces derniers, nous permettrons d'extraire les taux de dégradation de ces modules et identifier les défauts responsables de la dégradation des performances.

IV.2. Présentation de l'environnement expérimental

Dans le cadre de cette étude un dispositif expérimental a été mis en place. il est installé sur le site de L'Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien Adrar.

IV.2.1. Le site de mesures

Les tests se sont déroulés dans le site d'Adrar, qui est situé dans le sud-ouest de l'Algérie. Cette région désertique de l'Algérie dispose d'un important gisement solaire. Le nombre d'heures d'ensoleillement est d'environ 3500 heures / an. La mesure de l'irradiation quotidienne annuel moyenne sur une surface inclinée dépasse les $7\text{kWh} / \text{m}^2 / \text{jour}$ [54].

IV.2.2. Présentation de la plateforme de mesures

La plateforme de mesures présentée sur la Figure (IV.1) est opérationnelle depuis le mois d'Avril 2017. Elle est constituée de deux modules photovoltaïques, d'un pyranomètre, d'un ordinateur, d'un traceur de courbes et d'un thermocouple (pour mesurer la température des panneaux).

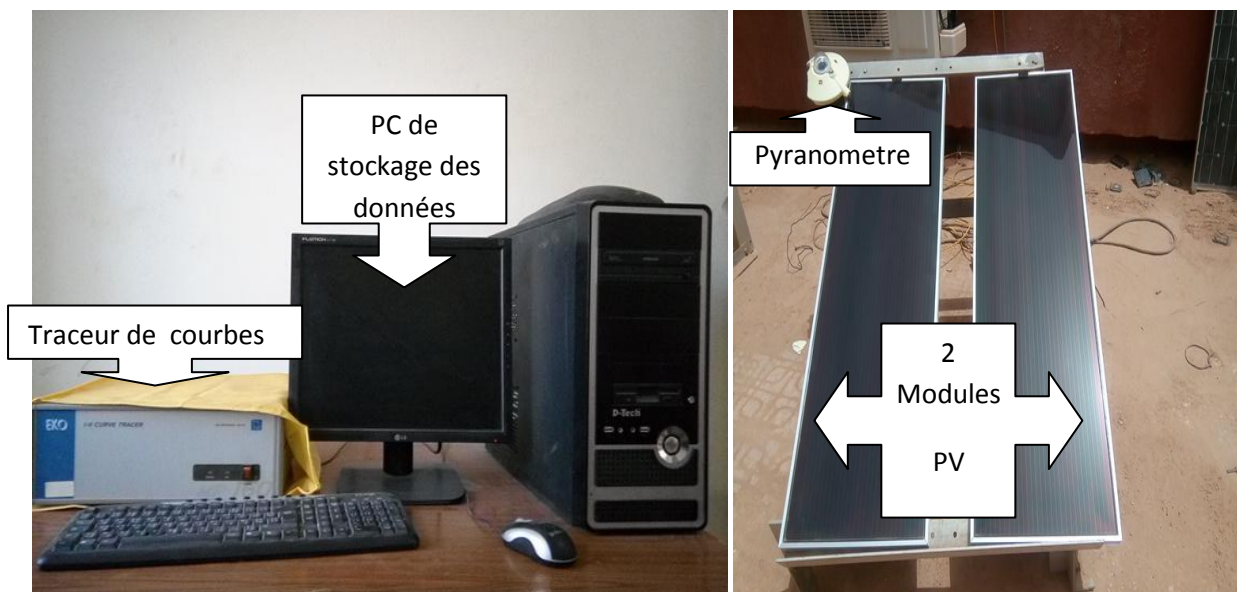


Figure IV.1 : dispositif expérimental

IV.2.3. Présentation des modules étudiés

La figure IV.2 montre les différents panneaux que nous avons utilisés pendant les tests dans de bonnes conditions météorologiques.



Figure IV.2 : module photovoltaïque sous test (A) isofoton (B) amorphe (C) UDTS

Le tableau 4.1 suivant présente les Technologie et caractéristiques électrique des modules PV sous test

Tableaux 4.1 :technologie et parametre caracteristique de module PV sous test

Modul PV	Technologie	Paramètres initiaux	Valeur
Isofoton	- Isofoton I-100 Monocristallin Si EVA (ethylene vinyl acetate) Tadlar	P_{max}	100W
		$I_{cc,c}$	3.27A
		$V_{co,c}$	43.2V
		FF	70.8%
	- Isofoton I-75 Monocristallin Si EVA (ethylene vinyl acetate) Tadlar	P_{max}	75W
		$I_{cc,c}$	4.76A
		$V_{co,c}$	21.6V
		FF	74.4%
Amorphe	silicium amorphe PECVD: (Plasma Chemical Vapor Déposition).	P_{max}	45W
		$I_{cc,c}$	2.3 A
		$V_{co,c}$	29 V
		FF	74.4%
UDTS	Silicium monocristallin EVA (ethylene vinyl acetate) Tadlar	P_{max}	49.4W
		$I_{cc,c}$	3.38A
		$V_{co,c}$	20.9V
		FF	74.4%

IV.3. Présentation des résultats de mesure

La plateforme de mesure nous a permis de mettre en place une base de données dont les caractéristiques sont présentées dans le Tableau 2. On distingue deux types de données : les mesures des paramètres environnementaux et caractéristiques électriques dans les conditions naturelles d'une part et les mesures des caractéristiques électriques dans les conditions de test standard d'autre part (un éclairage de 1000 W/m^2 et une température ambiante de 25°C) . Les mesures électriques sont relatives au courant de court-circuit, à la tension en circuit-ouvert et à la puissance maximale des modules. Ces deux types de mesures sont effectués simultanément pour chaque module photovoltaïque mesuré séparément pendant une minute

Tableaux 4.2 : Caractéristiques de la base de données

Parametres mesurés	Temps d'arrêt des mesures
- Condition réelles : Ensoleillement global (E) Température des modules (Tmod) Courant de court-circuit (Icc) Tension en circuit-ouvert (Vco) Puissance maximale (Pmax) Facteur de forme courant en puissance Maximale (Imp) tension en puissance Maximale (Vmp) efficacité de conversion (η) - Condition de test standar 1000w/m^2 25°C : le même parametre mais dans (stc)	1 minute pour module photovoltaïque

IV.4. La caractérisation I-V des différents types de modules PV (condition réelles)

Les courbes ci-dessous représentent les caractéristiques I-V de chaque module dans les conditions réelles (les courbes sont tracées par le logiciel **Origin 8**)

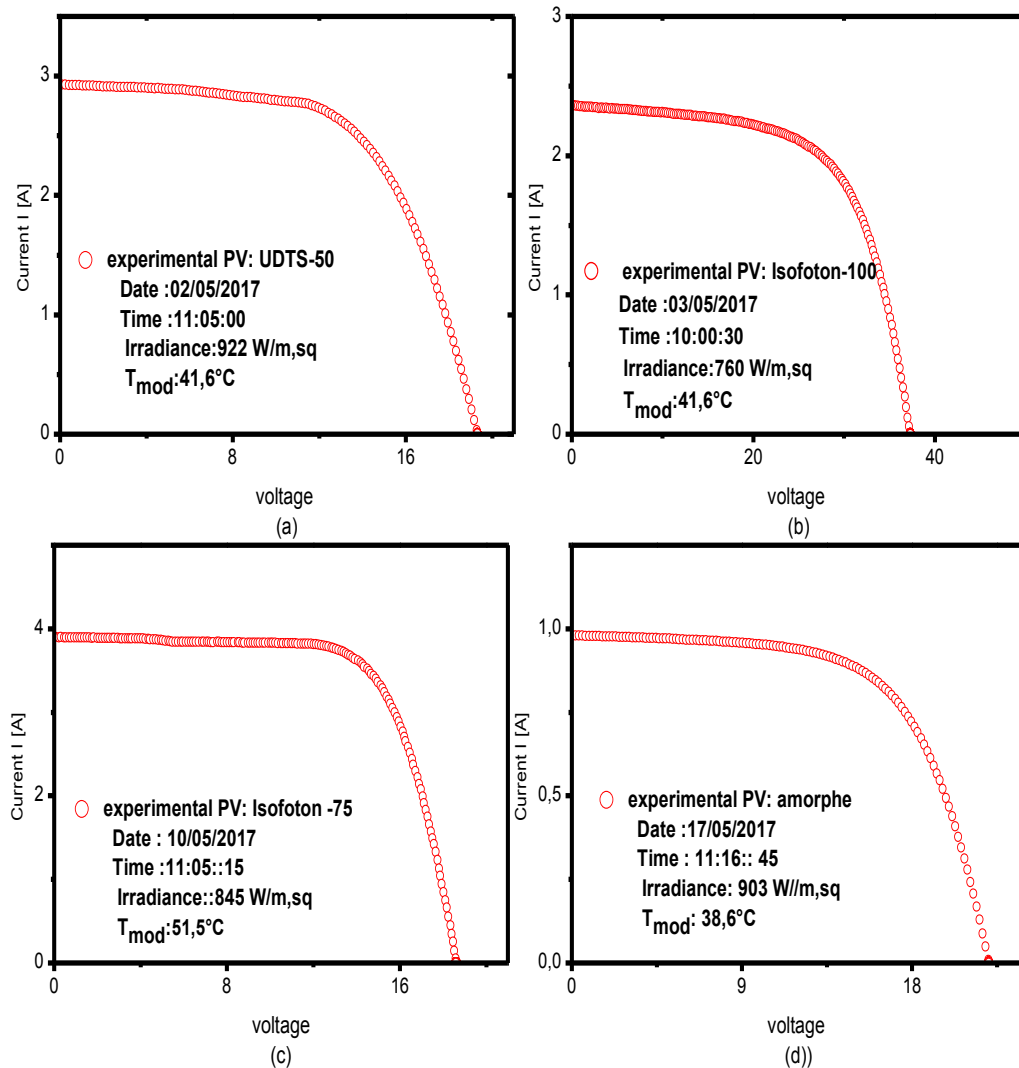


Figure IV.3 : La caractérisation I-V des différents types de modules PV (condition réelles)

On remarque que les courbes suivent logiquement les caractéristiques I-V connues dans la littérature c. à d. que les équipements de mesure sont bien étalonnés et donnent des résultats logiques, ces résultats nous conduisent vers la prochaine étape qui sera basée sur le calcul de I_{STC} et V_{STC} dans les conditions standards à partir des équations (4.1) et (4.2) pour la standardisation des mesures réalisées dans les conditions réelles.

$$I_{STC} = I_{meas} \left(\frac{H_{STC}}{H_{meas}} \right) + \alpha (T_{C.mod} - T_{stc}) \quad (4.1)$$

$$V_{STC} = V_{meas} - \beta \cdot (T_{STC} - T_C) - R_s \cdot (I_{meas} - I_{STC}) + V_t \cdot \ln \left(\frac{H_{STC}}{H_{meas}} \right) \quad (4.2)$$

Les mesures en fonctionnement réel ainsi standardisées sont utilisées pour l'évaluation de la dégradation des paramètres de performance du module PV tels que le courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert et la puissance maximale.

Tableaux 4.3 : Coefficients de température de chaque module PV

Type de module	Udts	Amorphe	Isofoton
Coefficient de température en tension α (V/°K)	$8.7 \cdot 10^{-3}$	$27.8 \cdot 10^{-3}$	$1.748 \cdot 10^{-3}$
Coefficient de température en courant β (A/°K)	$-72.5 \cdot 10^{-3}$	$-1002.4 \cdot 10^{-3}$	$-80 \cdot 10^{-3}$

IV.4.1. La caractérisation I-V des différents types de modules PV (conditions standards)

Après le calcul des deux paramètres I_{stc} et V_{stc} nous avons obtenus les résultats suivants (fig IV.4):

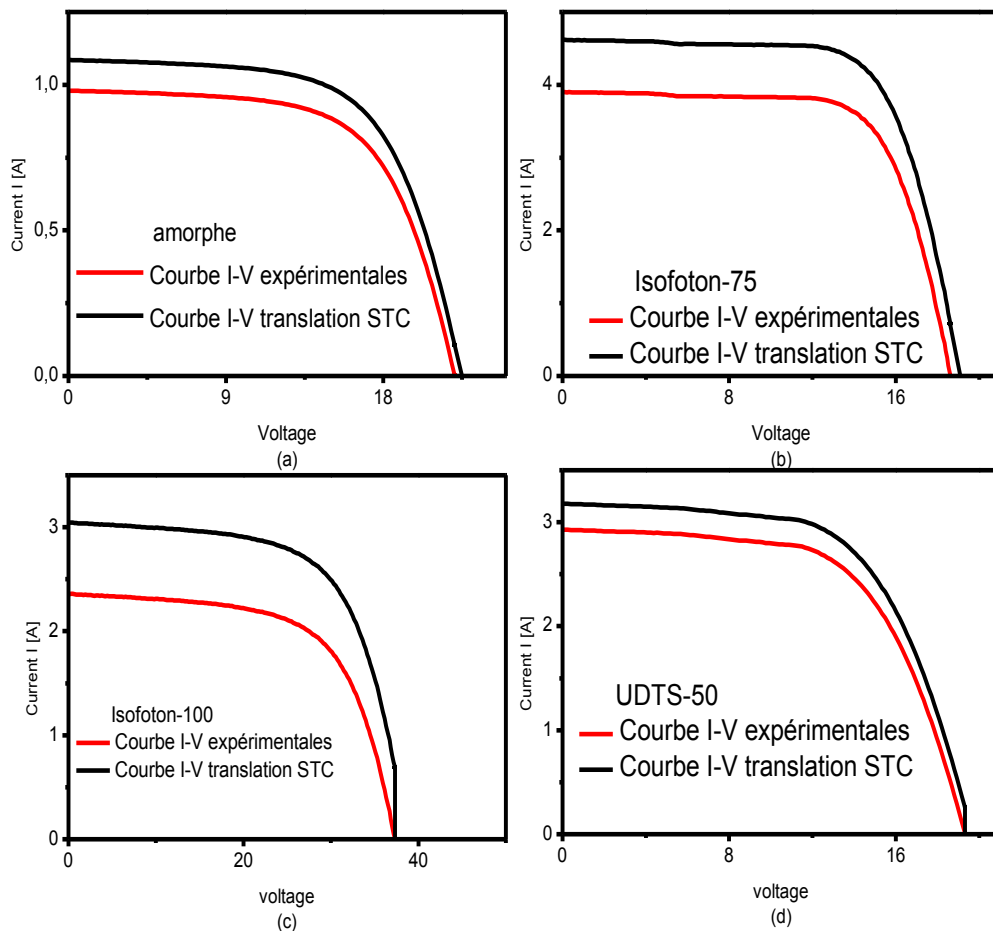


Figure IV.4 : La caractérisation I-V des différents types de modules PV (condition réelles et STC)

On remarque bien qu'il y a une différence entre les caractéristique I-V dans les conditions réelles et les conditions standards. Nous remarquons que le I_{cc} calculé est supérieur à la valeur expérimentale à cause des conditions d'expérimentation (exemple : l'éclairement expérimental est inférieur à celui du théorique qui est de 1000 W/m^2). Alors que le V_{co} varie légèrement car les paramètres de dégradation Coefficient de température en tension α et Coefficient de température en courant β entrant dan le calcul de V_{cc} sont de l'ordre de 10^{-3} . L'application des équations (4.1) et (4.2) de translation aux conditions standards pour le cas des modules photovoltaïques testés a permis d'aboutir à de nouvelles courbes les **figures IV.5-8)**

IV.4.2. La translation des courbes expérimentales aux conditions des tests standards

IV.4.2.1. Module type UDTS

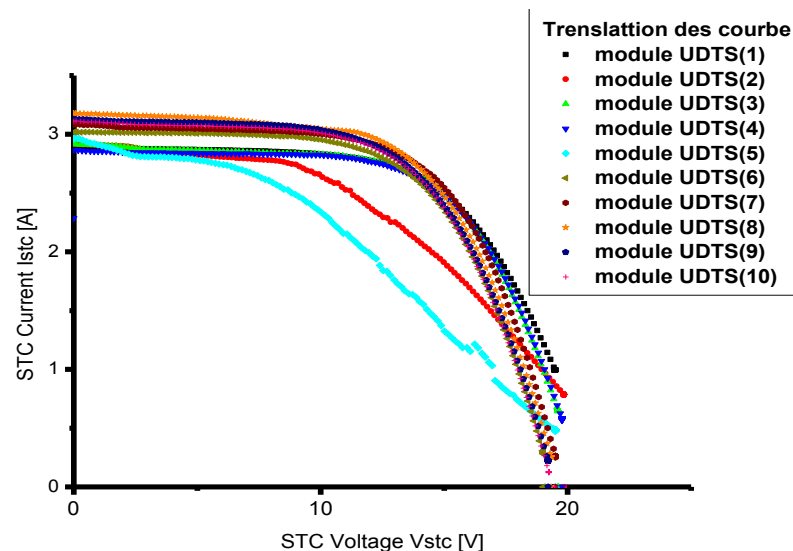


Figure IV.5 : Caractéristiques I-V de certains modules UDTS (STC)

A partir de la figure **IV.5** on observe que le moitié des modules sont dégradés avec une valeur importante surtout leur I_{cc} . Lorsque des changements dans l'intervalle [2.8-3.2], Bien que la valeur de $I_{cc,c}$ égal 3.38, et on remarque aussi que le module UDTS-7 est le plus dégradé par rapport aux autres modules. On peut dire que ce type de modules photovoltaïques sont plus sensibles aux conditions météorologiques du site par rapport aux autres types de modules testés. Sachant que les modules solaires ont du même type et de la technologie (Si), mais il y a une différence dans leur performances des caractéristiques IV après une période estimée de 21 ans.

IV.4.2.2. Module type Isofoton-100

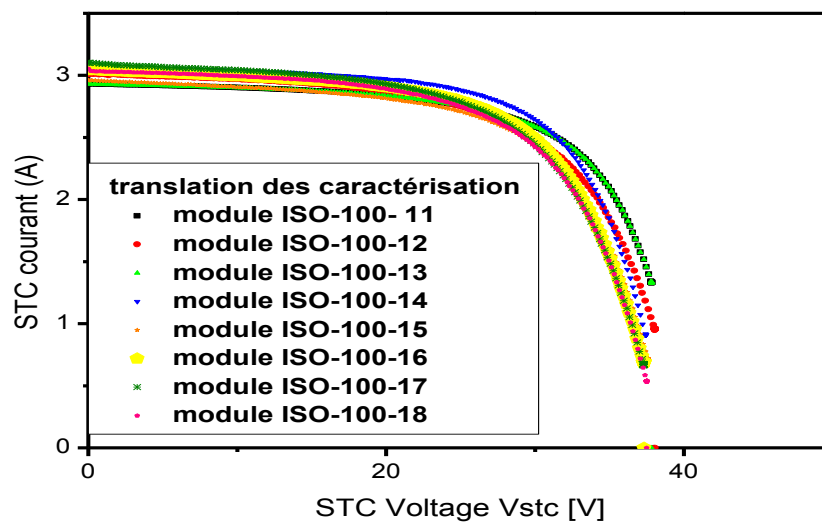


Figure IV.6 : Caractéristiques I-V de certains modules isofoton-100(STC)

La figure IV.6 représente l'ensemble des caractéristiques I-V (STC), on remarque bien qu'il y a une légère dégradation dans tous les modules soit en V_{co} et en I_{cc} . Où les valeurs de ces derniers varient entre $[2.9A - 3.2A]$ pour I_{cc} et $[30.6V - 30.7V]$ pour V_{co} . (Sachant que les valeurs du constructeur sont: $I_{cc,c} = 3.27 A$ et $V_{co,c} = 43.2 V$) L'exposition des modules est de moins de 10 ans et le module le plus dégradé est le module Isofoton -12

IV.4.2.3. Module type Isofoton -75

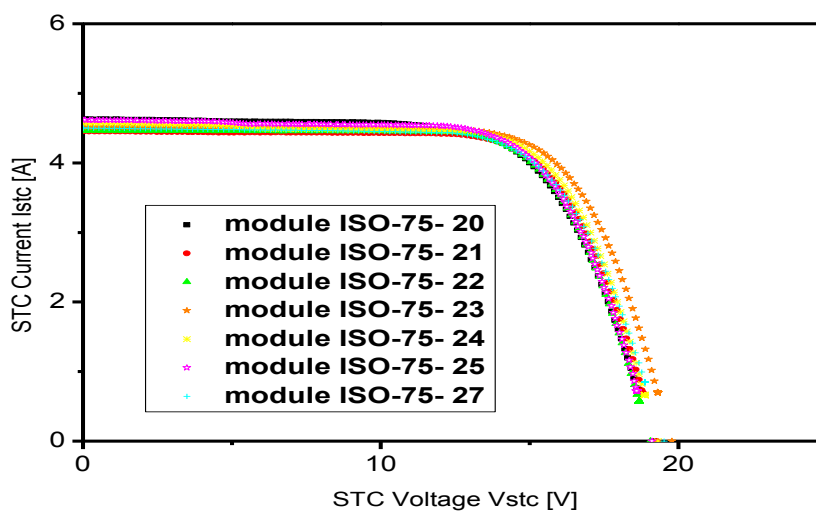


Figure IV.7 : Caractéristiques I-V de certains modules isofoton-75(STC)

Le même comportement est remarqué dans la figure **IV.7** et montre que les caractéristiques des différents modules sont relativement près les uns des autres. Ceci peut être considéré comme logique car les modules sont de même type que ceux précédemment utilisés. Nous notons aussi la convergence des valeurs I_{cc} qui a changé en fonction du module dans l'intervalle [4.6A-4.3A] (valeurs constructeurs: $I_{cc,c} = 4.76 A$ et $V_{co,c} = 21.6 v$). Notant aussi que les modules solaires Isofoton 100 ont été exposés au soleil pendant dix ans. Le module le plus dégradé est le module Iofoton-22.

IV.4.2.4. Module Amorphe

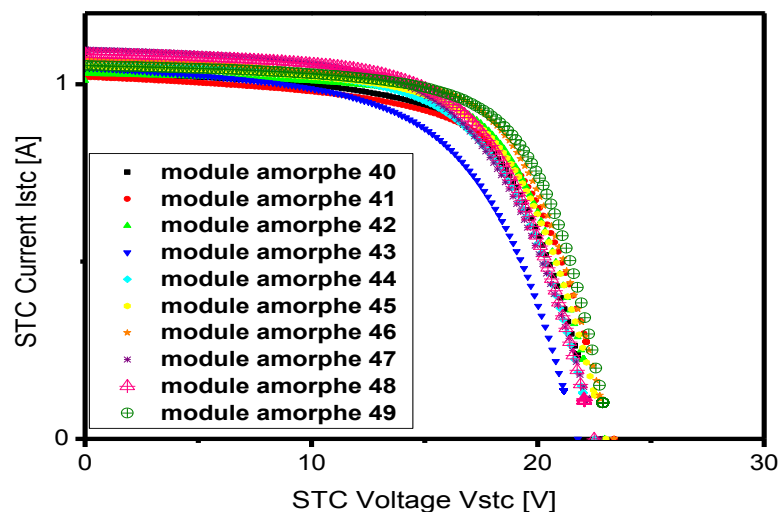


Figure IV.8 : Caractéristiques I-V de certains modules amorphe (STC)

Concernant les modules du type amorphe on observe d'après la figure **IV.8** qu'il y a une importante dégradation au niveau de I_{cc} et une légère dégradation au niveau de V_{co} et le module amorphe 43 est le plus dégradé par rapport aux autres modules.

Nous notons qu'il y a un manque de performance des modules solaires de type amorphe. Cela est dû au fait qu'après une exposition d'une année, ils ont été stockés et c'est à mon arrivée que nous les avons exposés de nouveau dans le cadre de mon travail.

IV.5. Détermination des performances des modules PV

Le tableau 4.3 représente les paramètres des performances des différents modules photovoltaïques testés dans les conditions standards à savoir, la puissance maximale (P_{max}), le facteur de forme (FF_{STC}) et le rendement (η).

Tableaux 4.3 : paramètres des performances de certains différents modules

Type	Module	$P_{\max,STC}$ (w)	FF_{STC} (%)	η (%)
UDTS-50	Udts-1-	37.58	60.3	8.80
	Udts-2-	29.36	43.3	6.87
	Udts-3-	37.92	61.3	8.88
	Udts-4-	37.08	62.5	8.68
	Udts-5-	23.46	34.7	5.49
	Udts-6-	36.27	61.9	8.49
Isofoton-100-	I-100-11	78.68	64.1	9.19
	I-100-12	81.97	63.4	9.57
	I-100-13	74.94	60.9	8.75
	I-100-14	79.36	65.3	9.72
	I-100-15	73.27	62.9	8.56
	I-100-16	74.96	63.1	8.75
Isofoton-75-	I-75-20	60.53	68.3	9.70
	I-75-21	61.12	71.2	9.16
	I-75-22	60.83	71.0	9.12
	I-75-23	64.05	71.7	9.60
	I-75-24	61.92	70.8	9.28
	I-75-25	61.36	69.6	9.20
Amorphe	A-40-	14.81	62.9	6.28
	A-41-	14.79	62.9	6.35
	A-42-	15.55	65.8	6.02
	A-43-	13.02	57.8	5.60
	A-44-	14.77	61.3	6.27
	A-46-	15.36	63.5	6.52

Nous notons dans le tableau 4.3 précédent, une nette diminution de la valeur des performances dans toutes les classes de cellules du tableau 4.3 pour des modules solaires de type UDTS et une diminution significative de la valeur de la puissance max et le rendement 10% de la première valeur (valeur de constructeur) . Même remarque pour les modules solaires de type Isofoton 100 et Isofoton 75.

Le tableau 4.4 suivant représente Les taux de dégradation de certains modules existants sur le site d'Adrar. La dégradation des paramètres de performance est déterminée à partir de l'équation 3.1. Le Tableau 4.4 présente la dégradation globale (DG) pour chaque module photovoltaïque testé.

Tableaux 4.4 : Les taux de dégradation globale

Type	Module numéro	Dégradation global
UDTS-50-	Udts-1-	23.9%
	Udts-2-	40.5%
	Udts-3-	23.2%
	Udts-4-	24.9%
	Udts-5-	52.1%
	Udts-6-	25.5%
Isofoton -100-	I-100-11	21.3%
	I-100-12	18.03%
	I-100-13	25.06%
	I-100-14	20.6%
	I-100-15	26.7%
	I-100-16	25.04%
Isofoton-75-	I-75-20	19.2%
	I-75-21	18.5%
	I-75-22	18.8%
	I-75-23	14.4%
	I-75-24	17.4%
	I-75-25	18.1%
Amorphe	A-40-	68.4%
	A-41-	67.13%
	A-42-	65.44%
	A-43-	71.06%
	A-44-	67.17%
	A-46-	65.86%

On remarque d'après le tableau 4.4 que la dégradation globale des modules de type UDTS Varie de 52,1% à 23,6%, cependant les attentes du fabricant indiquent qu'au cours de cette période de travail, la dégradation globale est de 16,8%, donc on constate qu'il y a une différence majeure entre le résultat obtenu et les attentes du fabricant.

On remarque aussi que pour les modules du type d'ISO-100 la dégradation globale (malgré la similarité des modules dans leur fabrication et leur période de travail) varie entre 26,7% et 18,3%, tandis que l'estimation du fabricant est de 8%. Tout ce qui a été dit sur les types des modules ISO-100 s'applique au type ISO-75. Néanmoins, nous remarquons que pour ce type de panneaux les performances sont proches des attentes du fabricant (de l'ordre de 10%).

L'estimation des taux de dégradation par rapport aux informations fournies par le constructeur est déterminée à partir de l'équation 3.1et 3.2. Le Tableau 4.5 présente le taux annuel de dégradation (TAD) pour la puissance maximale.

Tableaux 4.5 : Taux annuel de dégradation

Type de module	Technologie	Durée d'exposition (années)	Taux annuel de dégradation
A	Udts	21	1.25 % /ans
B	Isofoton-100-	10	3.13 %/ans
C	Isofoton-75	10	0.96 %/ans
D	Amorphe	1	1.35 %/ans

Les modules A et C qui ont été exposés moins longtemps (21 et 10 années) présentent les taux annuels de dégradation le plus faible pour le paramètres de la puissance maximale. Le fabricant a estimé que la moyenne de dégradation annuelle est de 0,8% par rapport au coefficient de tension. L'analyse du taux de dégradation annuel (TAD) a montré que les modules Isofoton100 présentent le taux le plus élevé tandis que le taux le plus bas a été atteint pour les modules Isofoton 75.

IV.6. Identification des défauts responsable de la dégradation

Les modules photovoltaïques sont soumis à plusieurs contraintes environnementales qui causent des pertes de performance qui influent sur la performance électrique et économique du système. A ce stade de la recherche, nous devons identifier les causes principales de la détérioration du groupe responsable des propriétés qui reflètent les performances des panneaux solaires, en utilisant la méthode d'observation à l'œil nu (inscription Visual), à condition que nous connaissions ces problèmes. Sachant que le résultat de l'analyse des spécifications était bon et réaliste, cela n'a pas permis d'identifier un grand nombre de causes de dégradation des panneaux solaires utilisés dans le test vu que l'ont avez un nombre réduit (10 panneaux par type de panneau).

IV.6.1. Dépôts de poussière sur la surface des modules

L'accumulation des particules de poussière sur la surface du module PV peut affecter grandement sa performance surtout dans les zones désertiques. Cependant, les régions désertiques sont les plus adaptées à la production d'électricité photovoltaïque en raison de la disponibilité abondante du rayonnement solaire tout au long de l'année. Ceci est le plus grand problème auquel sont confrontées les unités solaires dans cette région.

**Figure IV.9 :** dépôts de poussière sur la surface des modules

IV.6.2. La décoloration

La décoloration des modules solaires de couleur brune. Ce problème est souvent retrouvé dans les régions désertiques. A cause du climat qui se caractérise par une température supérieure à 50°C pendant la journée, des taches ou des traces de brûlures apparaissent. Ceci limite l'absorption du rayonnement solaire donc moins de courant produit et donc un mauvais rendement. Ce problème a été observé plus dans les modules solaires du type UDTS. La figure **IV.10** suivante nous montre ça.

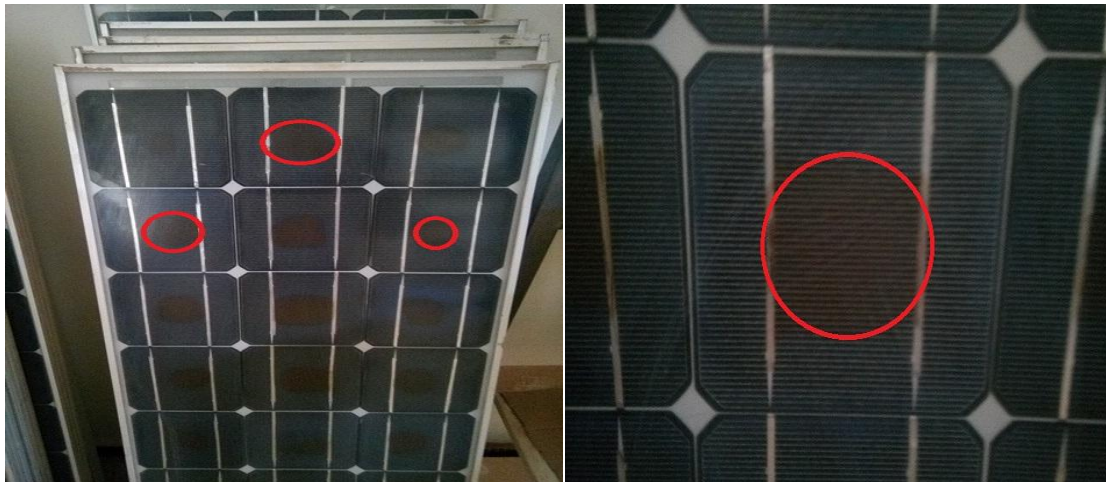


Figure IV.10 : Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées UDTS-50-

IV.6.3. La délamination

Elle représente un grand danger pour la durée vie des modules photovoltaïques car elle conduit à un manque significatif des performances. Elle permet une augmentation de la valeur de la réflexion de la lumière et peut également conduire à l'entrée de l'eau à l'intérieur pendant le processus de nettoyage ou lors des périodes de pluies de l'automne. Ce type de défaut est illustré dans la figure **IV.11** ce problème est présent dans les modules de type UDTS.



Figure IV.11 : La délamination (UDTS)

IV.6.4. Bulles

A causes de réactions chimiques, certains gaz peuvent être libérés dans le matériau constituant le panneau. Ceci qui conduit à l'apparition de bulles derrière le panneau. J'ai remarqué ce genre de problème lors d'un test, mais la tache évidente dans la figure ci-dessous indique l'existence de ce problème, qui n'a pu être détectée que par Imagerie infrarouge.

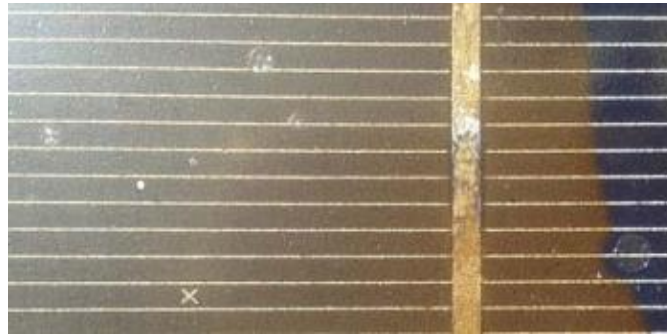


Figure IV.12 :Bubbles dans le module UDTS-50



Figure IV.13 : décolorées de Module photovoltaïque Isofoton-100-et UDTS-50-

IV.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats obtenus des tests de performances de quatre types de panneaux. Les courbes obtenues par la modélisation (utilisation du programme Origin8), simplifient la compréhension de ces phénomènes.

Conclusion général

Le travail présenté dans ce mémoire constitue une contribution à la maîtrise du comportement des modules photovoltaïques en silicium cristallin après leur cycle de vie d'exposition dans un environnement saharien (région d'Adrar)

La première étape de ce travail est consacrée aux généralités sur la filière photovoltaïque. Celles-ci ont porté dans un premier temps sur la ressource solaire et ses principales caractéristiques. Les caractéristiques, le fonctionnement et la modélisation de la cellule photovoltaïque sont présentés. Enfin, Une revue des différentes technologies photovoltaïques existantes a été effectuée. Cette revue sur les technologies photovoltaïques a abouti sur une classification en termes de rendement et de part de marché.

Dans un deuxième temps, une présentation spéciale sur les modules photovoltaïques et une revue des différents montages des modules photovoltaïques. L'influence des principaux paramètres météorologiques (ensoleillement, température.. etc) sur le comportement du module photovoltaïque est présentée

La troisième partie, une revue des différents modes de dégradation des modules photovoltaïques a été présentée avec les méthodes de détections associées. 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, la corrosion et la décoloration.

Dans la quatrième partie, a porté sur l'étude expérimentale. Cette étude a principalement porté sur les caractéristiques électriques de performance en l'occurrence le courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert, le facteur de forme, la puissance maximale, le courant et la tension maximal. Dans cet partie, on va présenter quelques résultats obtenus lors de l'analyse des caractéristiques I-V de quelques modules photovoltaïques testés dans les conditions réelles du milieu saharien (région d'Adrar). Les tests expérimentaux ont touché 35 de modules photovoltaïques de 4 type différent, ainsi obtenues, ont été translatées pour les conditions de tests standards. Ces caractéristiques STC nous ont permis d'effectuer une estimation des performances des modules sous testés. Identifie les défaut responsable de la dégradation ont été déterminés par la méthode L'inspection visuelle.

L'étude expérimentale de la dégradation des modules PV a montré que des modules identiques (mêmes caractéristiques nominales, même âge et même constructeur) exposés dans les mêmes conditions de fonctionnement présentent des taux de dégradation annuel de leurs caractéristiques de performances différents.

Bibliographie

- [1] BENJAMIN DESSUS ET FRANCOIS PHARABOD. L'énergie solaire. Presses Université de France, septembre 1996.
- [2] Mukund R.P. Wind and solar Power Systems. Ph D, Université Merchant Marine, 1999.
- [3] Dahbi M. Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne. Thèse de Doctorat, Université de Bechar, 2007
- [4] RICAUD A. Photopiles solaires. Presses polytechniques et universitaires romandes, pp313, 1997
- [5] Ndong N. Modélisation du potentiel solaire par temps claire à Dakar. Mémoire de DEA, ESP, UCAD, 55 p, 2003.
- [6] Jannot Y. Thermique solaire. 57p, octobre, 2003.
- [7] Royer J., Djiako T., Schiller E., Sy B. S. Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens. 194p, 1998.
- [8] C.Delerome « Revue internationale d'héliotechnique »année 1997.
- [9] Boukhalfa Yaïci . FORMATION POUR INSTALLATEURS ET MAINTENEURS DESSYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES. Expert en énergies renouvelables
- [10] Riordan C., Hulstron R. "What is an air mass 1.5 spectrum? (Solar cell performance calculations)". Photovoltaic Specialists Conference, Conference Record of the Twenty First *IEEE*;
- [11] A. Attar, "Les énergies renouvelables" ancien PDG de Sonatrach et ancien Ministre des Ressources en Eau.
- [12] M. G. Villalva and J. R. Gazoli, and E. R. Filho 'Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays',Jornal of power electronics, ,May 2009.
- [13] HELALI KAMELIA : «Modélisation d'une cellule photovoltaïque : Etude comparative» Université Mouloud Mammeri de TIZI-OUZOU 2012.
- [14] « Conception et réalisation d'un logiciel de dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes » Université Djillali Liabes de Sidi Bel Abbés.
- [15] A. Labouret, M. Viloz « Energie solaire photovoltaïque » Dunod 3eme édition 2006.
- [16] K. Benlarbi , L Mokrani , M S Nait said {A fuzzy efficieny opimization of a photovoltaic water pumping system } Solar Energy ,77(2004), pp.203 216
- [17] Petibon Stéphane « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques » Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [18] BENIS HALOUMA : « Contribution à la modélisation du problème de « Hot Spot » dans les modules solaire photovoltaïques occultées » UNIVERSITE DE MENTOURI CONSTANTINE 2008
- [19] Alain Ricaud : « Convertisseur photovoltaïque » Président de SCREEN SOLAR , Professeur Associé à l'Université de Savoie. Nov 2007
- [20] A. LABOURET , P.CUMUNEL , J -P.BRAUN, B.FARAGGI « cellules solaires : les bases de l'énergie photovoltaïque » 3eme édition 2001.
- [21] LAUGIER J.A. ROGIE (les photopiles solaire) technique et documentation lavoisier 1981.
- [22] jean caillaud « l'energie de la metallurgie et de la vente ».
- [23] La norme française NF EN 50380 de Juin 2003 « Spécifications particulières et information sur les plaques de constructeurs pour les modules photovoltaïques » définit clairement les spécifications techniques obligatoires pour un module

- [24] M. Sadok, 'Détermination des Paramètres, Performances et Etude de la Dégradation des Modules Photovoltaïques en Milieu Saharien', Thèse de Doctorat en Sciences Physiques, Université de Tlemcen, Algérie, 2011.
- [25] A. Luque and S. Hegedus, 'Handbook Photovoltaic Science and Engineering', Ed. John Wiley & Sons Ltd, Chichester, England, 2003.
- [26] T. Markvart and L. Castaner, 'Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications', Ed. Elsevier, England, 2003.
- [27] C. Leboeuf and H. Ossenbrink, 'PV Module Power Output: Sensitivity and Uncertainty in Non-STC Measurements', In Proceedings of the 22th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), pp. 614 - 619, Las Vegas, NV, 7 -11 Oct. 1991.
- [28] W. Knaupp, 'Power Rating of Photovoltaic Modules from Outdoor Measurements', In Proceedings of the 22th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Vol. 1, pp. 620 -624, Las Vegas, NV, 7-11 Oct. 1991.
- [29] Lannoy, A., Procaccia, H., 2005. Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel. Edition Lavoisier .
- [30] Wohlgemuth J., Cunningham D., Nguyen A.M., Miller J. "Long Term Reliability of PV Modules". Proc. 20 th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1942-1946, 2005.
- [31] Quintana, M.A., King, D.L., McMahon, T.J., Osterwald, C.R., 2002. Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. In: Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1436– 1439.
- [32] Osterwald, C.R., McMahon, T.J., 2009. History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: a literature review. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 17 (1), 11–33.
- [33] Munoz, M.A., Alonso-Garcia, M.C., Nieves, V., Chenlo, F., 2011. Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. Solar Energy 85, 2264–2274.
- [34] Vazquez, M., Ignacio, R.S., 2008. Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 16, 419–433.
- [35] Bosco, N., 2010. Reliability Concerns Associated with PV Technologies. http://www.nrel.gov/pv/performance_reliability/pdfs/failure_references.pdf
- [36] Wohlgemuth, J.H., Cunningham, D.W., Nguyen, A.M., Kelly, G., Amin, D., 2010. Failure Modes of Crystalline Silicon Modules. In: Proceedings of PV Module Reliability Workshop. http://www1.eere.energy.gov/solar/pv_module_reliability_workshop_2010.html
- [37] Kemp, M.D., 2005. Control of moisture ingress into photovoltaic modules. In: 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference and Exhibition, Lake Buena Vista, Florida
- [38] Wohlgemuth J.H., Kurtz S. "Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic's Progress Toward Grid Parity". IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California, April 10-14, 2011.
- [39] Commission Electrotechnique Internationale (CEI). Standard IEC61215: Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules. Design Qualification and Type Approval IEC Central Office, Geneva, Switzerland, 2005.
- [40] Realini A. Mean Time before Failure of Photovoltaic Modules. Final Report (MTBF Project), Federal Office for Education and Science Tech. Rep., BBW 99.0579, 2003.
- [41] Carlson D.E., Romerol R., Willing F., Meakin D., Gonzalez L., Murphy1 R., Moutinho H.R., Al-Jassim M. "Corrosion Effects in Thin-Film Photovoltaic Modules". Progress Photovoltaics: Research and Applications, 11:377–386, 2003. DOI: 10.1002/pip.500.
- [42] Osterwald C.R., Anderberg A., Rummel S., Ottoson L. "Degradation Analysis of Weathered Crystalline-Silicon PV Modules". Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002.

- [43] Skoczek A., Sample T., Dunlop E.D., Ossenbrink H.A. “Electrical performance results from physical stress testing of commercial PV modules to the IEC61215 test sequence”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 92, 1593–1604, 2008.
- [44] Jansen K.W., Delahoy A.E. “A laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates”. *Thin Solid Films*, 423:153–160, 2003.
- [45] 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.
- [46] Kojima T., Yanagisawa T. “The evaluation of accelerated test for degradation a stacked a-Si solar cell and EVA films”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 81, N^o. 1, 119-123, 2004.
- [47] Kempe M.D. “Modelling the moisture ingress into photovoltaic modules”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 90, 2720–2738, 2006.
- [48] Kaplanis S., Kaplani E. “Energy performance and degradation over 20 years performance of BP c-Si PV modules”. *Simulation modeling practice and theory*, 19, 1201-1211, 2011.
- [49] Dallas W., Polupan O., Ostapenko S. “Resonance ultrasonic vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers”. *Measurement Science and Technology* 18,852–858, 2007.
- [50] Herrman W., Wiesner W., Vaaben W. “Hot spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes”. *PVSC 26th*, Anaheim, 1997.
- [51] Stephan M., Thomas K., Wolfgang J., Hurbert F. “Quality testing for PV-modules according to standards and performance control for supporting manufacturing”. *Proceedings of the 19th EU PVSEC*, 2004, Paris.
- [52] Schütze M., Junghänel M., Friedrichs O., Wichtendahl R., Scherff M., Müller J., Wawer P. “Investigations Of Potential Induced Degradation Of Silicon Photovoltaic Modules”. *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany, 5–9 September 2011.
- [53] Schütze M. and al. “Laboratory Study of Potential Induced Degradation of Silicon Photovoltaic Modules”. *37th IEEE PVSC*, 2011.
- [54] Berghold J. and al. “Potential Induced Degradation of solar cells and panels”. *25th EUPVSEC*, 3753–3759, 2010.