

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU
FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE**



THÈSE DE DOCTORAT EN SCIENCE

Spécialité : Electronique

Présentée et soutenue par

Farida BANDOUC épouse AKSOUM

Thème :

CONTRIBUTION À L'ANALYSE DES PERFORMANCES ÉLECTRIQUES ET THERMIQUES DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES DE DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES

Devant le jury d'examen composé de :

| | | | |
|----------------------|------------------------|-------|---------------|
| Ziani Rezki | Professeur | UMMTO | Président |
| HADJ ARAB Amar | Directeur de recherche | CDER | Rapporteur |
| BELKAID Med Said | Professeur | UMMTO | Co-Rapporteur |
| Haddad Salah | Professeur | UMMTO | Examineur |
| Hamidat Abderrahmane | Directeur de recherche | CDER | Examineur |
| Haddadi Mourad | Professeur | ENPA | Examineur |

Année universitaire 2015/2016



Remerciements

Je remercie Dieu de m'avoir donné la santé, le courage et la volonté de faire ce présent travail.

Ce travail a été effectué au laboratoire photovoltaïque du Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) sis à Bouzaréah sous la direction de Monsieur A. Hadj Arab, Directeur de Recherche au CDER et la Co-direction par le Professeur Med Said Belkaid Doyen de la Faculté de Génie Electrique et d'Informatique de l'Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou. Je tiens à leur exprimer mes plus vifs remerciements et ma profonde et respectueuse reconnaissance pour l'intérêt et la bienveillance avec lesquels ils ont dirigé mes recherches.

J'exprime ma reconnaissance au Professeur Rezki Ziani de la Faculté de Génie Electrique et d'Informatique de l'Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, pour l'honneur qu'il a bien voulu me faire en présidant le jury.

Concernant mon travail dans cette thèse, mes remerciements vont principalement au Docteur Pierre-Olivier Logerais, Maître de Conférences en Énergétique au laboratoire CERTES à l'Université Paris-Est Créteil, qui a suivi la progression de mon travail avec beaucoup d'attention et de disponibilité mais aussi pour ses qualités humaines, sa rigueur scientifique, sa disponibilité, ses orientations fructueuses, ses encouragements et ses conseils. Son aide précieuse et son soutien moral et scientifique sans relâche pendant cette période m'ont été d'un très grand apport. Qu'il trouve, à travers cette thèse l'expression de ma profonde gratitude et mon profond respect.

Je tiens aussi à remercier vivement les membres du jury qui m'ont fait l'honneur d'examiner ce travail, Monsieur Haddad Salah, professeur à l'Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou. Monsieur Abderrahman Hamidat, directeur de recherche au Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER), Monsieur Mourad Haddadi, professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique (ENP), Alger, qui ont manifesté l'amabilité d'examiner ce travail.

Mes remerciements sont adressés à l'équipe « Optimisation des Systèmes Énergétiques » (OSÉ) du Centre d'Études et de Recherche en Thermique, Environnement et Systèmes (CERTES) du département GIM (Génie Industriel et Maintenance), qui a participé, d'une manière ou d'une autre à ma formation ainsi qu'à l'élaboration et à l'aboutissement de ce projet. Je cite plus particulièrement Pr. Jean-Félix Durastanti, Dr. Olivier Riou, Dr. Fabien Delaleux et futur Dr. Vincent Guihéneuf de l'Université Paris-Est Créteil. Je remercie aussi Pr. Anne Migan-Dubois du Laboratoire de Génie Électrique et Électronique de Paris (GeePs). Je n'oublie pas mes collègues du Centre de Développement des Énergies Renouvelables et tous les membres du Laboratoire des Technologies Avancées du Génie Electrique (LATAGE) à qui j'exprime ma reconnaissance pour leur amitié et l'aide qu'ils m'ont apportées et à toutes celles et ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

Je tiens également à adresser ma sincère reconnaissance à Mme Wilhelmina Logerais pour avoir corrigé mes articles en anglais en vue de la publication de mon travail.

Un grand merci aussi au professeur Evelyne Géhin, Prêt directrice du laboratoire CERTES et à M. Youssef Sfaxi, chef du département GIM de l'IUT de Sénart, pour m'avoir accueilli dans leurs structures.

Enfin, je remercie ma famille qui m'a soutenu durant toutes ces années de travail et à qui je dédie cette thèse.

Je tiens à remercier mon mari pour m'avoir encouragé lors de la préparation de cette thèse.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Ma chère mère et mon père

Mes frères

Mon mari

Tous mes proches de près ou de loin

Mes beaux parents

Tous mes amis (es).

Table des figures

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure I-1. Types d'irradiations solaires reçues sur une surface plane. | 6 |
| Figure I-2. Éclairement solaire reçu sur un plan horizontal et incliné. Exemple de relevés sur une journée à Bouzaréah (Alger). | 6 |
| Figure I-3. Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère. | 7 |
| Figure I-4. Principaux spectres solaires utilisés dans le domaine photovoltaïque [11]. | 9 |
| Figure I-5. Appareils de mesure de l'irradiation (a) Pyranomètre et (b) Photodiode de référence. | 10 |
| Figure I-6. Génération d'une paire électron-trou. | 11 |
| Figure I-7. Jonction PN. | 11 |
| Figure I-8. Jonction PN d'une cellule photovoltaïque [15]. | 12 |
| Figure I-9. Cellules (a) monocristalline et (b) poly-cristalline. | 13 |
| Figure I-10. Cellule MWT. | 14 |
| Figure I-11. Cellule au silicium amorphe. | 14 |
| Figure I-12. Cellule au tellure de cadmium (CdTe). | 15 |
| Figure I-13. Module di-séléniure de cuivre et indium (CIS ou CIGS). | 15 |
| Figure I-14. Cellule organique. | 16 |
| Figure I-15. Evolution des rendements des cellules de différentes technologies de 1975 à 2015. | 17 |
| Figure I-16. Caractéristiques d'une jonction PN sous éclairage. | 18 |
| Figure I-17. Caractéristique de la convention diode générateur. | 18 |
| Figure I-18. Schéma équivalent électrique d'une cellule photovoltaïque. | 19 |
| Figure I-19. Schéma équivalent électrique d'une cellule PV polarisée en inverse selon Bishop. | 20 |
| Figure I-20. Caractéristique I-V et P-V d'un module PV. | 21 |
| Figure I-21. Caractéristique I (V) pour : (a) deux cellules en série et (b) deux cellules connectées en parallèle. | 23 |
| Figure I-22. Structure d'un module photovoltaïque au silicium cristallin. | 24 |
| Figure I-23. Structure d'un module couche mince Si-amorphe: (a) module PV, b) schéma en coupe. | 25 |
| Figure I-24. Détection de points chauds sur une centrale PV par une caméra infrarouge. | 33 |
| Figure I-25. Image par électroluminescence d'un module PV avec des cellules dégradées. | 34 |
| Figure II-1. Caractéristiques des cellules PV pour un courant donné I_m en présence d'ombrage. | 38 |
| Figure II-2. Module PV avec deux diodes : by-pass et anti-retour. | 39 |
| Figure II-3. Résultats des caractéristiques I-V de différentes situations de l'effet d'ombrage (a) et (b) sur un module PV par rapport au module propre. | 42 |
| Figure II-4. Différents scénarios et résultats des caractéristiques I-V et P-V du module PV sous l'effet d'ombrage par rapport au module propre. | 45 |
| Figure II-5. Situation des cinq modules PV UDTS 50 avant (a) et après (b) après une semaine d'exposition dans le site saharien. | 46 |
| Figure II-6. Résultats des caractéristiques I-V et P-V des cinq modules PV UDTS 50. | 46 |
| Figure II-7. Variation relative des performances électriques des cinq modules après une semaine d'exposition translatée en condition STC. | 47 |
| Figure II-8. Différents scénarios d'ombrage (b) et (c) par rapport au module sans ombrage (a). | 49 |
| Figure II-9. Caractéristiques I-V de 3 et 9 cellules ombragées en série et parallèle respectivement par rapport au module propre. | 49 |
| Figure II-10. Scénario d'ombrage d'un string sur les trois modules branchés en série. | 50 |
| Figure II-11. Caractéristiques I-V des trois modules avec un ou plusieurs strings ombragés. | 50 |
| Figure II-12. Scénarios et résultats des caractéristiques I-V expérimentales du module pour différents types d'ombrage des cellules avec et sans diode by-pass (a, b, c et d). | 52 |
| Figure II-13. Comparaison des pertes de puissance suivant le nombre de cellules ombragées avec et sans diode by-pas. | 54 |

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figure II-14. Dispositif expérimental de mesure des caractéristiques du module PWX 500 sous l'effet d'ombrage partiel..... | 55 |
| Figure II-15. Caractéristiques expérimentales I-V d'un module PV avec une cellule ombragée de 25%, 50%, 75% et 100% par rapport au module sans ombrage. | 56 |
| Figure II-16. Évolution du taux de perte de la puissance en fonction du pourcentage d'ombrage de la cellule PV. | 57 |
| Figure II-17. Images Infrarouges en format normal et en 3D de l'évolution de la température de 1,9 et 18 cellules ombrées par rapport au module sans ombrage. | 59 |
| Figure III-1. Vue d'ensemble de la centrale PV Melouka (région d'Adrar, Algérie)..... | 63 |
| Figure III-2. Schéma général du banc d'essais..... | 64 |
| Figure III-3. Présentation de dispositif de mesures : a) charge électronique, b) cellule calibrée..... | 65 |
| Figure III-4. Modèle de la caractéristique I-V sous Matlab-Simulink. | 66 |
| Figure III-5. Principales dégradations observées pendant l'inspection visuelle sur neuf modules PV après 28 ans de fonctionnement dans un milieu saharien. | 68 |
| Figure III-6. Caractéristiques I-V expérimentales moyennes des sept modules PV (M01-M07) mesurées en conditions extérieures. | 68 |
| Figure III-7. Comparaison des courbes I-V dans les conditions STC des sept modules PV étudiés entre l'état initial (première mise sous exposition) et après 28 années d'exposition sous environnement saharien..... | 72 |
| Figure III-8. Comparaison entre les différents taux annuels de dégradation des performances électriques (I_{sc} , V_{oc} , P_{max} et FF) des sept modules PV. | 73 |
| Figure III-9. Comparaison des taux annuels de dégradation des performances (I_{sc} , V_{oc} , P_{max} and FF).76 | |
| Figure III-10. Générateur de 90 modules photovoltaïques Isofoton installés sur le site du CDER à Bouzaréah..... | 77 |
| Figure III-11. Degré d'apparition des modes de dégradation sur les modules du générateur G1..... | 78 |
| Figure III-12. Configuration des 30 modules dans le générateur G1..... | 78 |
| Figure III-13. De gauche à droite pour chaque module : photo du module dégradé et caractéristiques I-V en conditions STC..... | 80 |
| Figure III-14. Variation relative des performances électriques dues à l'effet d'ombrage par salissure des six modules. | 85 |
| Figure III-15. Comparaison entre les différents taux annuels de dégradation des performances électriques (I_{sc} , V_{oc} , FF, P_{max} , R_s et R_{sh}) des six modules PV avec et sans salissure..... | 87 |
| Figure IV-1. Plateformes expérimentales à ECN..... | 93 |
| Figure IV-2. Présentation du module MWT (a) Cellule MWT, (b) Structure d'un module MWT... | 94 |
| Figure IV-3. Procédés de réalisation du module MWT [145]..... | 95 |
| Figure IV-4. Câblage des cellules PV a) modules PV conventionnels, b) module MWT. | 96 |
| Figure IV-5. Plateforme de mesures : a) Chambre climatique, b) Simulateur solaire (Pasan SS3b) de classe A. | 98 |
| Figure IV-6. Caractéristiques I-V des 14 modules (M01-M14) après 0h, 1000h et 2000h en chaleur humide 85°C/85% humidité relative. | 99 |
| Figure IV-7. Dégradation de la puissance maximale pour les 14 modules MWT sous l'exposition à la chaleur humide (85°C/85% rh)..... | 100 |

Table des tableaux

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tableau I-1. Synthèse des différents modes de dégradations apparaissant sur les modules PV..... | 31 |
| Tableau II-1. Caractéristiques du module Isofoton 100 Wc. | 40 |
| Tableau II-2. Caractéristiques du module UDTS 50 sous conditions STC..... | 44 |
| Tableau II-3. Variation absolue des performances des modules après une semaine d'exposition dans le site sans nettoyage. | 47 |
| Tableau II-4. Caractéristiques du module Isofoton 75Wc. | 48 |
| Tableau II-5. Caractéristiques du module Atersa 75 Wc sous les conditions standards (1000 W/m ² , masse optique: AM 1.5, température de cellule 25 °C..... | 51 |
| Tableau II-6. Pertes de puissance pour différents scénarios d'ombrage d'un module PV..... | 54 |
| Tableau II-7. Pertes de puissance pour différents scénarios d'ombrage d'un module PV simulées avec le logiciel ICAP/4..... | 54 |
| Tableau II-8. Caractéristiques du module PWX 500 sous les conditions standards (1000 W/m ² , masse optique : AM 1.5, température de cellule 25 °C..... | 55 |
| Tableau II-9. Pertes de puissance pour différents pourcentages d'ombrage d'une cellule photovoltaïque ombragée. | 56 |
| Tableau II-10. Résultats des calculs des paramètres du modèle | 57 |
| Tableau III-1. Configuration de la centrale Melouka..... | 63 |
| Tableau III-2. Modes de dégradation observées selon le degré d'apparition et les valeurs mesurées pour l'éclairement (G), la température (T) et la puissance maximum (P _{max}) pour les neuf modules testés dans les conditions réelles. | 69 |
| Tableau III-3. Résultats du calcul d'incertitude de mesures des paramètres (I _{max} , V _{max} , G _{mes} , T et P _{max}). | 75 |
| Tableau III-4. Caractéristiques techniques du module Isofoton. | 77 |
| Tableau III-5. Principaux modes de dégradation et les résultats des mesures pour l'éclairement (G), la température (T) et la puissance maximale (P _{max}) pour les six modules testés avec et sans salissure dans les conditions réelles. | 80 |
| Tableau III-6. L'incertitude de mesures et taux annuel de dégradation de la puissance maximale pour les six modules testés. | 84 |
| Tableau IV-1. Avantages du module MWT par rapport aux modules conventionnels..... | 96 |
| Tableau IV-2. Types des modules fabriqués et testés. | 97 |
| Tableau IV-3. Résultats des mesures I-V sous des conditions STC à T=0..... | 98 |
| Tableau IV-4. Résultats des taux de dégradation des paramètres électriques après l'essai de chaleur humide (85°C/85% rh). | 101 |

Nomenclature

| | |
|-----------|--------------------------------------------------------------|
| θ | Angle ($^{\circ}$) |
| h | Constante de planck ($=6,62.10^{-34} J.s$) |
| ν | Fréquence (Hz) |
| C | Vitesse de la lumière ($=3.10^8 m.s^{-1}$) |
| λ | Longueur d'onde (μm). |
| I_{ph} | Courant photovoltaïque (A) |
| I_0 | Courant de saturation de la diode (A) |
| n | Facteur d'idéalité de la diode |
| R_s | Résistance série (Ω) |
| R_{sh} | Résistance shunt (Ω) |
| k | Constante de Boltzmann ($k = 1,38.10^{-23} J.K^{-1}$) |
| q | Charge de l'électron en Coulomb ($q = 1,302.10^{-19} C$) |
| T | Température de la cellule(K) |
| V_t | Tension thermique : $V_t = \frac{kT}{q} (J.C^{-1})$. |
| V_{br} | Tension d'avalanche de la jonction (V) |
| I_{sc} | Courant de court-circuit (A) |
| V_{oc} | Tension en circuit ouvert (V) |
| I | Courant (A) |
| V | Tension (V) |
| I_{max} | Courant maximum (A) |
| V_{max} | Tension maximum (V) |
| P_{max} | Puissance maximale délivrée par le module PV (W) |
| I_{mp} | Courant au point de puissance maximal (A) |
| V_{mp} | Tension au point de puissance maximal (V) |
| G | Éclairement (W/m^2), |
| S | Surface (m^2) |
| FF | Facteur de forme (%) |
| N_p | Nombre de modules connectés en parallèle |
| N_s | Nombre de modules connectés en série |
| α | Coefficient de température pour le courant ($A/^{\circ}C$) |
| β | Coefficient de température pour la tension ($V/^{\circ}C$) |
| Al | Aluminium |
| Cu | Cuivre |

Abréviations

| | |
|------|---------------------------------------------------|
| AM | Air Masse |
| MWT | Metal Wrap Through |
| CDER | Centre de Développement Énergies Renouvelables |
| EVA | Ethylène-Vinyl-Acétate |
| PPM | Point de Puissance Maximale. |
| PV | Photovoltaïque. |
| PVB | Poly Vinyle Butyrale |
| Wp | Watt crête |
| STC | Standard Test Condition |
| RD | Taux de Dégradation (Rate Degradation) |
| ECN | Energy Research Centre of the Netherlands |
| IBC | Interdigitated Back Contact |
| EWT | Emitter Wrap Through |
| ILD | Inner Dielectric Layer |
| CA | Couches Adhésives |

Table de matières

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Introduction générale..... | 1 |
| CHAPITRE I : Systèmes photovoltaïques : généralités et modes de dégradation..... | 4 |
| I.1. Introduction..... | 5 |
| I.2. Irradiation solaire | 5 |
| I.2.1. Le spectre solaire..... | 7 |
| I.2.2. Masse d'air..... | 8 |
| I.2.3. Mesure de d'éclairement | 9 |
| I.3. Conversion photovoltaïque | 10 |
| I.3.1. Matériau semi-conducteur | 10 |
| I.3.1.1. Formation de la jonction PN | 10 |
| I.3.1.2. Principe de la conversion photovoltaïque | 12 |
| I.4. Les différentes technologies de cellules photovoltaïques..... | 12 |
| I.5. Bilan des rendements des différentes technologies photovoltaïques..... | 16 |
| I.6. Modèle de la cellule photovoltaïque | 18 |
| I.6.1. Circuit électrique équivalent..... | 18 |
| I.6.2. Modèle de Bishop | 20 |
| I.6.3. Modèle explicite..... | 20 |
| I.6.4. Caractéristiques d'un module PV | 21 |
| I.6.5. L'association de cellules photovoltaïques | 22 |
| I.7. Module photovoltaïque..... | 23 |
| I.7.1. L'encapsulation des cellules photovoltaïque..... | 23 |
| I.7.2. La boîte de jonction..... | 25 |
| I.7.3. Cadre en aluminium | 25 |
| I.8. État de l'art sur les modes de dégradation des modules photovoltaïques | 26 |
| I.8.1. Facteurs de stress environnementaux | 26 |
| I.8.2. Différents modes de dégradation d'un module PV | 27 |
| I.9. Suivi de performances et diagnostics | 32 |
| I.10. Conclusion et problématique de la thèse | 34 |
| CHAPITRE II : Effet de l'ombrage sur les performances des modules photovoltaïques | 35 |
| II.1. Introduction | 36 |
| II.2. Influence de l'ombrage sur les performances des modules PV..... | 36 |
| II.3. Déséquilibre au sein d'un module PV avec l'ombrage | 37 |
| II.4. L'effet d'un ombrage partiel (études expérimentales) | 39 |
| II.4.1. Ombrage partiel du module PV en milieu urbain..... | 39 |
| II.4.2. Ombrage partiel du module PV dans un milieu aride | 43 |
| II.5. Détermination de la caractéristique I-V et le comportement de diodes by-pass sous l'effet d'ombrage partiel..... | 48 |
| II.5.1. Comportement des différentes parties ombragées sans et avec diode by-pass..... | 51 |
| II.5.2. Etude comparative..... | 53 |

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| II.6. Ombrage partiel d'une cellule | 55 |
| II.6.1. Description de la plateforme d'expérimentation | 55 |
| II.6.2. Modélisation de la perte de puissance | 57 |
| II.6.3. Détection de l'effet d'échauffement due à l'ombrage dans un module PV | 58 |
| II.7. Conclusion..... | 60 |
| CHAPITRE III : Étude de deux centrales photovoltaïques une, en milieu désertique et une, en milieu méditerranéen | 61 |
| III.1. Introduction | 62 |
| III.2. Évaluation de la dégradation des modules PV en milieu désertique | 62 |
| III.2.1. Description de la station | 62 |
| III.2.2. Présentation de la plateforme expérimentale | 64 |
| III.2.3. Description de la charge électronique | 64 |
| III.2.4. Standardisation des mesures réalisées dans les conditions réelles | 65 |
| III.2.5. Détermination du modèle de la caractéristique I-V..... | 66 |
| III.2.6. Calcul du taux de dégradation..... | 66 |
| III.2.7. Evaluation des modes de dégradations des modules PV | 67 |
| III.2.8. Evaluation des incertitudes de mesures | 74 |
| III.2.9. Etude comparative de la dégradation | 75 |
| III.3. Évaluation de la dégradation des modules PV en milieu méditerranéen..... | 76 |
| III.3.1. Description de la station | 76 |
| III.3.2. Evaluation de l'effet des salissures et de dégradation des modules PV | 77 |
| III.3.3. Résultats et discussion | 81 |
| III.3.4. Incertitudes de mesures | 83 |
| III.3.5. Evaluation de l'effet d'ombrage à la surface des modules PV..... | 84 |
| III.4. Conclusion | 89 |
| CHAPITRE IV : Fiabilité des modules MWT en condition de chaleur humide..... | 91 |
| IV.1. Introduction..... | 92 |
| IV.2. Description de la technologie MWT | 92 |
| IV.2.1. Module MWT | 93 |
| IV.2.2. Protocole de fabrication d'un module MWT..... | 94 |
| IV.2.3. Avantage de la technologie MWT..... | 95 |
| IV.3. Présentation de la plateforme expérimentale et du protocole | 96 |
| IV.4. Présentation des résultats..... | 98 |
| IV.4.1. Etude comparative des différentes structures testées | 101 |
| IV.4.2. Comparaison de la dégradation de puissance maximale entre les différents composants d'un module MWT..... | 104 |
| IV.5. Conclusion | 105 |
| Conclusion générale et perspectives | 106 |
| Références | 109 |

Introduction générale

Au cours des dix dernières années, le marché du photovoltaïque (PV) a connu une croissance très remarquable grâce aux différents facteurs stimulants : telles la réduction des coûts de production et les politiques de soutien. Ces facteurs stimulants rendent le retour sur investissement d'une installation photovoltaïque de plus en plus intéressant. Or, comme tout produit issu d'un processus industriel, un système photovoltaïque peut être soumis, au cours de son fonctionnement, à différentes dégradations et anomalies conduisant à une baisse de la performance du système, voire à l'indisponibilité totale de celui-ci. Toutes ces conséquences défavorables vont évidemment réduire la productivité de l'installation, et donc réduire le profit énergétique et économique, sans compter le coût de la maintenance pour remettre le système en bon état.

Les fabricants garantissent une durée de vie de 20 à 25 ans pour les modules photovoltaïques. La durée de vie est basée sur la garantie de plus de 90% de la puissance initiale après 10 ans d'utilisation et de plus de 80% après 25 ans d'utilisation en tenant compte des conditions de fonctionnement nominales qui sont bien différentes des conditions réelles. Cependant, les concepteurs ne disposent ni de retours d'expériences suffisants, ni d'une méthodologie rigoureuse permettant de valider cette durée de vie. Par conséquent, l'exposition extérieure des modules photovoltaïques regroupe une combinaison complexe de facteurs environnementaux (rayonnement solaire, humidité, vent, pluie, neige, grêle, salissure, etc.) qui affectent les différentes parties constitutives du module : le verre, l'encapsulant qui généralement est en Ethylène Acétate de Vinyle (EVA), les interconnexions entre les cellules, le film polymère de protection (Tedlar) et les colles qui assurent l'adhérence entre les différents composants. Ces facteurs environnementaux engendrent leurs dégradations au cours du temps (jaunissement de l'encapsulant, délamination, bulles, corrosion, cassure des rubans d'interconnexions, hot spot, etc.). En effet, Ces différentes contraintes engendrent les problématiques suivantes auxquelles cette thèse tente de répondre :

- Comment identifier les mécanismes de dégradation d'un module PV en fonctionnement ?
- Quelles sont les dégradations causées par un environnement donné sur une technologie de modules PV ?

Afin de mieux appréhender ces dégradations, des tests dits accélérés permettent de reproduire les différents phénomènes de vieillissement. Ils sont menés dans différents équipements de tests (simulateur solaire, enceinte climatique, caméra infrarouge, etc.) dans des conditions poussées d'éclairement, de température et de pression afin de reproduire en un temps restreint l'évolution du vieillissement des matériaux constitutifs des modules PV. En effet, l'objectif de cette thèse est donc d'identifier les différentes modes de dégradation influant sur le fonctionnement des modules PV dans différents environnement et d'évaluer leurs impacts sur leurs performances électriques.

Dans cette thèse, nous nous sommes intéressés plus particulièrement à l'effet d'ombrage sur la performance des modules PV, puis à l'identification des modes de dégradation avec le vieillissement naturel sur des centrales PV implantées sous différents climats (chaud, humide, aride). Ensuite, un essai accéléré en enceinte climatique a été mené pour tester la fiabilité d'une nouvelle technologie de modules PV.

Cette thèse est constituée de quatre chapitres :

- Le chapitre I est consacré aux généralités sur le système photovoltaïque. Dans un premier temps, quelques notions théoriques sur l'irradiation solaire, la conversion photovoltaïque, les différentes technologies des cellules photovoltaïques, la constitution, le fonctionnement et la modélisation d'un module PV sont rappelées. Dans la seconde partie, un état de l'art est dressé sur les principaux modes de dégradation des différents éléments constitutifs d'un module PV et les différents facteurs de stress environnementaux qui sont responsables des dégradations catalectiques. Le but est d'obtenir une liste exhaustive de dégradations servant aux études sur le vieillissement des modules PV. Enfin, les différents moyens de détection usuels des dégradations des modules PV sont également présentés.
- Le chapitre II est consacré à l'effet d'ombrage sur les performances des modules PV dans différents sites. Il s'agit d'évaluer les comportements des caractéristiques I-V (courant-tension) selon différentes études expérimentales. Les pertes de puissance induites par de tels ombrages et le rôle des diodes by-pass ont été analysées. Enfin, une méthode de détection des cellules ombragées est présentée.

- Le chapitre III expose les résultats des études menées sur deux centrales PV en Algérie, une en milieu désertique et une autre en milieu méditerranéen. La première centrale est la station de Melouka qui a fonctionné pendant 28 ans dans le désert saharien et la deuxième centrale est située à Bouzaréah au « Centre de Développement des Énergie Renouvelable » en service depuis 10 ans. Dans un premier temps, une identification des principaux modes de dégradation des modules PV est réalisée par inspection visuelle. Ensuite, les caractéristiques électriques des performances des modules ont été relevées expérimentalement dans des conditions réelles de fonctionnement. Les taux de dégradation engendrés sont déterminés et comparés aux données de la littérature.
- Le chapitre IV présente une nouvelle technologie de modules photovoltaïques (PV) basée sur l'architecture MWT (Metal Wrap Through), qui a été développée par le centre de recherche ECN (Energy research Centre of the Netherlands). La structure du module MWT et l'avantage de cette technologie par rapport à la structure d'un module standard sont présentés. Ensuite, un essai accéléré de chaleur humide a été effectué sur un ensemble de modules MWT ayant différents assemblages de matériaux constitutifs pour constater les mécanismes de dégradation. Enfin, les résultats de tests ainsi que les nouvelles connaissances acquises sur la fiabilité des matériaux utilisés sont discutés.

Cette thèse sera conclue en effectuant une synthèse de l'apport des différents travaux réalisés. Des perspectives seront proposées pour poursuivre ces travaux de recherche.

CHAPITRE I : Systèmes photovoltaïques : généralités et modes de dégradation

I.1. Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) convertit directement le rayonnement lumineux (solaire) en électricité. Elle utilise pour ce faire des modules PV composés de cellules solaires qui sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs (Si, CdTe, CIGS et a-Si) pour effectuer cette transformation d'énergie. Au cours des dix dernières années, le marché du photovoltaïque (PV) a connu une croissance très remarquable, surtout ces quelques dernières années grâce aux différents facteurs stimulants : réduction des coûts de production et politiques de soutien. Ces facteurs stimulants rendent le retour sur investissement d'une installation photovoltaïque de plus en plus intéressant sans avoir suffisamment d'information sur la fiabilité et la durée de vie des modules PV.

Dans la première partie de ce chapitre, nous allons rappeler quelques notions théoriques sur le rayonnement solaire et nous enchaînerons par la conversion photovoltaïque, les différentes technologies de cellules photovoltaïques, la constitution et le fonctionnement d'un module PV. Dans la seconde partie, nous présenterons un état de l'art sur les principaux modes de dégradation des différents éléments constitutifs d'un module (verre, encapsulant, cellule, etc.) PV. Le but sur site est d'obtenir la liste exhaustive des dégradations ; il est donc nécessaire de les répertorier dans les études existantes sur le vieillissement des installations PV. Les moyens de détection usuels des dégradations des modules PV sont également présentés.

I.2. Irradiation solaire

Les rayonnements du soleil constituent la principale source d'énergie dont nous disposons. Situé à environ 150 millions de kilomètres de la terre, le soleil émet un rayonnement électromagnétique qui peut être assimilé, en première approximation, à celui d'un corps noir (parfaitement émissif) à une température de 6000 °K [1].

Les radiations solaires se propagent dans l'espace sous forme d'ondes électromagnétiques, et parviennent à la surface de la terre en huit minutes. Afin de quantifier l'énergie reçue au niveau de la surface terrestre, il est nécessaire de connaître les différentes composantes de l'irradiation solaire qui sont au nombre de quatre [2] :

- *L'irradiation directe* : c'est l'irradiation reçue directement du soleil au sol.
- *L'irradiation diffuse* : elle est due à l'absorption et à la diffusion d'une partie de l'irradiation solaire globale par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et les aérosols.

- *L'irradiation réfléchie par le sol (l'albédo)* : c'est l'irradiation qui est réfléchie par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. L'albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige, etc.).
- *L'irradiation globale* : c'est la somme de toutes les irradiations reçues à la surface terrestre.

Dans la Figure I-1 ci-dessous, les différentes irradiations solaires reçues sur une surface terrestre sont schématisées [3].

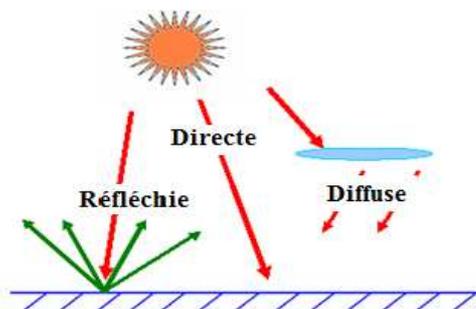


Figure I-1. Types d'irradiations solaires reçues sur une surface plane.

L'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan quelconque à un moment donné est appelée éclairement (noté généralement par la lettre G) ; il est exprimé en watts par mètre carré (W/m^2) [2,4]. La valeur de l'éclairement reçu sur la surface du module PV varie selon la position de ce dernier. L'éclairement solaire atteint son intensité maximale lorsque le plan du module PV est perpendiculaire aux rayons du soleil [3,4]. De façon générale, ces modules ne sont pas posés à plat sur le sol mais plutôt avec un angle d'inclinaison. L'effet de l'inclinaison des modules PV sur l'intensité du rayonnement reçu sur leurs surfaces du lever au coucher du soleil est illustré dans la Figure I-2.

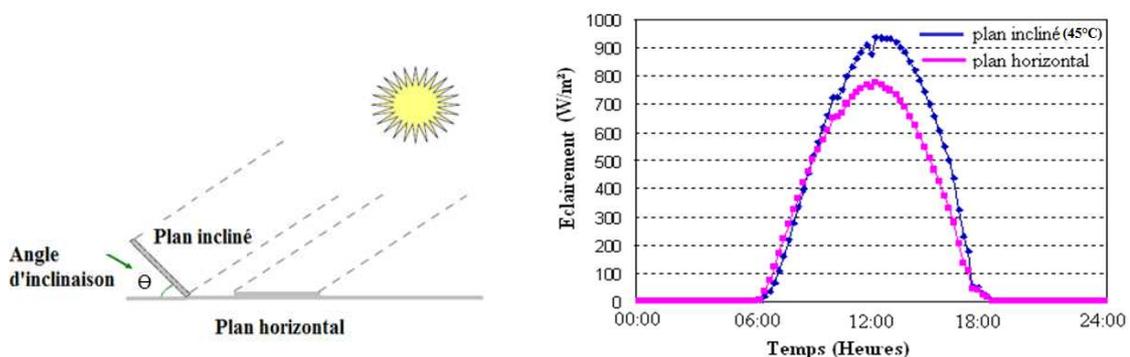


Figure I-2. Éclairement solaire reçu sur un plan horizontal et incliné.
Exemple de relevés sur une journée à Bouzaréah (Alger).

I.2.1. Le spectre solaire

Le rayonnement solaire couvre un domaine très étendu de longueurs d'onde qu'on appelle le spectre solaire, allant de $10^{-4}\mu\text{m}$ jusqu'à 106 cm. Ce spectre comporte trois parties principales [5] :

- ultraviolet (UV) de longueurs d'onde inférieures à $0,4\mu\text{m}$.
- visible de longueurs d'onde comprises entre $0,4\mu\text{m}$ et $0,75\mu\text{m}$.
- infrarouge de longueurs d'onde comprises entre $0,75\mu\text{m}$ et $2,4\mu\text{m}$.

Le rayonnement solaire se situe principalement dans la gamme des courtes longueurs d'onde, c'est-à-dire les longueurs d'onde inférieures à $4\mu\text{m}$ (98%). L'énergie solaire reste donc plus faible dans l'infrarouge. La Figure I-3 illustre la répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère. L'atmosphère absorbe une partie du rayonnement de sorte que l'éclairement atteignant la surface terrestre dépasse rarement $1,2\text{ kW/m}^2$.

Les principaux facteurs impactant le spectre solaire sont [6] :

- Les molécules gazeuses,
- La vapeur d'eau présente dans l'atmosphère,
- Les aérosols,
- Le niveau de pollution.

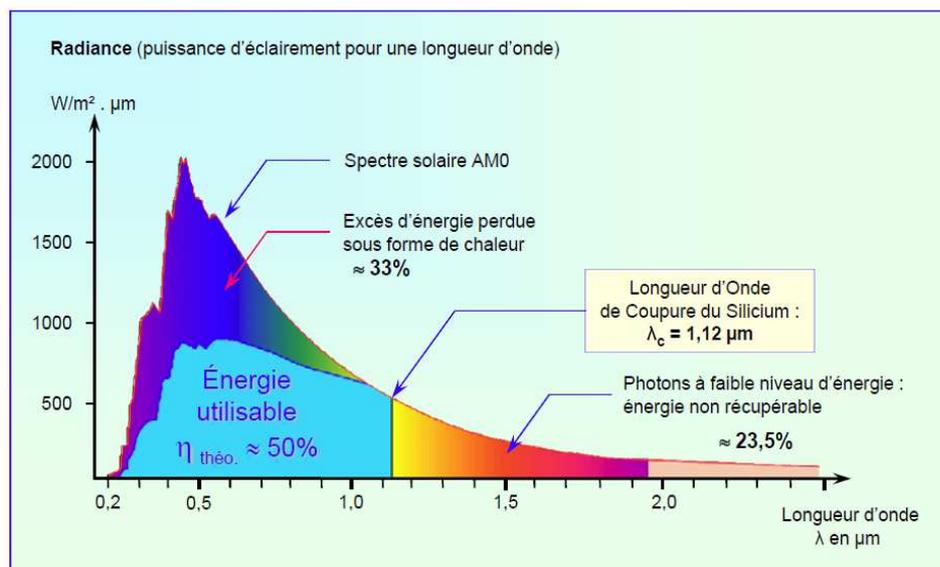


Figure I-3. Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère.

La courbe spectrale de la Figure I-3 montre la zone exploitable du spectre solaire hors atmosphère pour une cellule au silicium. La zone de longueurs d'onde comprise entre 1,12 μm et 2,4 μm , correspond à l'énergie perdue par les photons non absorbés (environ 23,5 %). La zone en bleu correspond à l'excès d'énergie, non utilisée, par les photons d'énergie supérieure (environ 33 %). La perte due à ces deux cas s'élève à 56,5 % pour du silicium cristallin dont le gap est égal à 1,12 eV, s'ajoute celle du facteur de forme, celle due à la réflexion et celle de la surface des collecteurs [3].

I.2.2. Masse d'air

On appelle masse d'air (AM), le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement solaire direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu [7]. Elle quantifie la quantité de puissance absorbée par l'atmosphère en fonction de l'angle θ du soleil par rapport au zénith [8].

$$AM = \frac{1}{\sin\theta} \quad (\text{I.1})$$

Afin d'éviter toute confusion, la communauté scientifique a défini des spectres solaires de références, illustrés sur la Figure I-4. Ces spectres normés sont publiés par une institution américaine, l'American Society for Testing and Material (ASTM). Les trois spectres les plus utilisés sont définis comme suit :

- **AM0** : le spectre ASTM E-490 est le spectre de référence pour le développement de cellules solaires spatiales. Il correspond au spectre mesurable en dehors de notre atmosphère. La puissance intégrée du spectre AM0 est de 1366 W/m^2 .
- **AM1.5G** : le spectre ASTM G173 Global ou AM1.5G correspond au spectre rencontré par les modules photovoltaïques classiques à la surface de la Terre. Représenté en bleu sur la Figure I-4, il se distingue de l'AM0 par les bandes spectrales manquantes en raison de l'absorption par les éléments chimiques composant l'atmosphère terrestre. La puissance intégrée du spectre AM1.5G est de 1000 W/m^2 [9]. Cette puissance est définie comme égale à un soleil. L'indice G pour «global» signifie que le spectre inclus tous les rayons du soleil, même ceux diffusés par l'atmosphère.
- **AM1.5D** : il est défini pour la même inclinaison des modules que le spectre AM1.5G, le spectre ASTM G173 Direct, ou AM1.5D ; ne prend en compte que le rayonnement solaire direct

[10]. Il ne considère que les rayons avec une incidence normale par rapport à la Terre et ne tient pas compte du rayonnement diffus. La puissance intégrée de ce spectre est de 900W/m^2 .

Il existe d'autres termes dans la classification des spectres solaires. Par exemple, l'AOD (de l'anglais, Aérosols Optical Depth) est un indice de transparence de l'atmosphère. Un AOD faible traduit un ciel très clair, sans particule. Un AOD élevé traduit un ciel pollué. Cet indice a été créé pour tenir compte des régions extrêmement polluées, telles que la Chine ou l'Inde. Pour les applications photovoltaïques à concentration, le spectre de référence sera l'AM1,5 D avec un faible AOD [11].

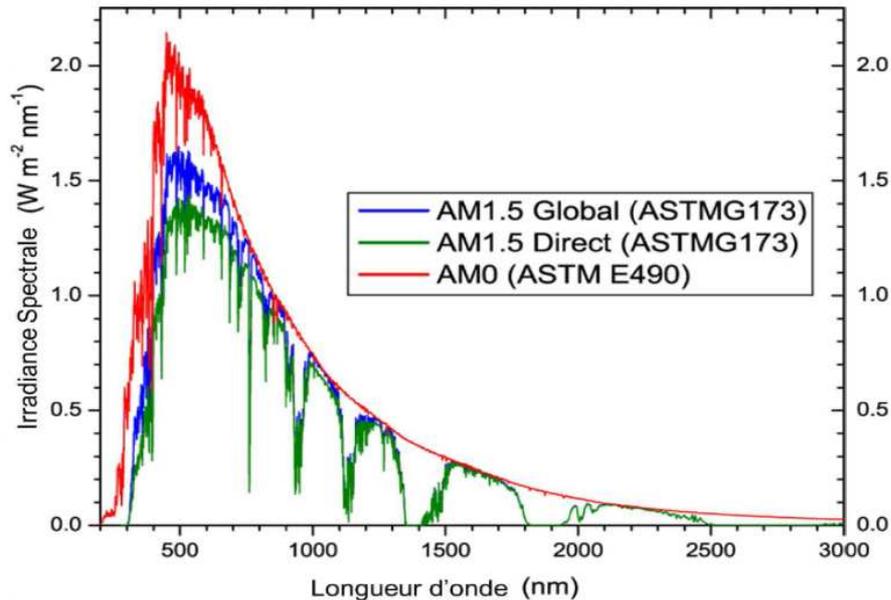


Figure I-4. Principaux spectres solaires utilisés dans le domaine photovoltaïque [11].

I.2.3. Mesure de d'éclairement

Il existe deux types de capteurs d'éclairement qui permettent une acquisition de l'intensité du rayonnement lumineux global :

✚ le *pyranomètre* : c'est un capteur de flux thermique utilisé pour la mesure de la quantité d'énergie solaire en lumière naturelle. Il permet la mesure de la puissance du rayonnement solaire global, en W.m^{-2} par une thermopile protégée sur sa partie supérieure, par deux coupelles hémisphériques de verre destinées, d'une part à sa protection naturelle et, d'autre part, à supprimer les phénomènes de convection (Figure I-5(a)). Il est généralement fixé à proximité des modules PV. Il est sensible dans un domaine spectral de $300\ \mu\text{m}$ à $3000\ \mu\text{m}$ classé selon la norme ISO 9060 : « Energie solaire-Spécification et classification des instruments de mesure du rayonnement solaire » [12].

✚ La photodiode de référence : elle utilise une cellule solaire en silicium cristallin qui présente une résistance de basse impédance, exploitée à la limite du courant de court-circuit, c'est-à-dire dans la partie de la caractéristique où le courant est exactement proportionnel à l'éclairement (Figure I-5(b)). Cette photodiode de référence exposée au soleil est calibrée soit à l'aide d'un pyranomètre soit sous simulateur solaire.



(a)



(b)

Figure I-5. Appareils de mesure de l'irradiation (a) Pyranomètre et (b) Photodiode de référence.

I.3. Conversion photovoltaïque

I.3.1. Matériau semi-conducteur

La filière la plus avancée sur le plan technologique et industriel est la réalisation de cellules à base de silicium. Ce dernier est l'élément semi-conducteur le plus utilisé car il est peu coûteux et il se trouve en très grande quantité sur Terre : il constitue 28% de l'écorce terrestre, sous forme de silice, parfaitement stable et non toxique [13].

I.3.1.1. Formation de la jonction PN

Le silicium, comme tous les matériaux semi-conducteurs, a une bande de valence pleine et une bande de conduction vide. Mais grâce à un apport énergétique suffisant, il est possible de faire passer des électrons de la bande de valence (BV) à la bande de conduction (BC), d'où la génération d'électrons libres (Figure I-6). Cependant, chaque matériau possède son propre gap énergétique E_g (c'est l'écart entre le maximum de la bande de valence (EC) et le minimum de la bande de conduction (EV) comme le montre le Tableau I-1.

Du point de vue énergétique, le rayonnement électromagnétique solaire est constitué de photons d'énergies de longueur d'onde λ transportant une énergie (E) exprimée en électro-volt (eV) donnée par la relation suivante :

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (I.2)$$

avec :

h : constante de Planck ($= 6,62 \cdot 10^{-34}$ J.s),

ν : fréquence (Hz),

c : vitesse de la lumière ($= 3 \cdot 10^8$ m.s⁻¹),

λ : longueur d'onde (m).

| Matériau semi-conducteur | Germanium (Ge) | Silicium (Si) | Arséniure de Gallium (GaAs) | Phosphure de Gallium (GaP) | Sulfure de Cadmium (CdS) | Tellure de Cadmium (CdTe) |
|--------------------------|----------------|---------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|---------------------------|
| E_g (eV) | 0,67 | 1,12 | 1,42 | 2,26 | 1,03 | 1,5 |

Tableau I-1. Énergie de gap des matériaux solaires.

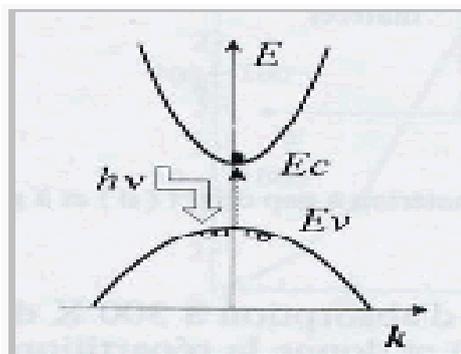


Figure I-6. Génération d'une paire électron-trou.

La présence d'électrons libres dans la bande de conduction d'un matériau n'est pas suffisante pour générer un courant. Il est nécessaire de créer une différence de potentiel aux bornes du photogénérateur afin d'entraîner les charges positives d'un côté et les charges négatives de l'autre (Figure I-7). Cette opération est possible par l'assemblage de deux barreaux de silicium, un de type N dopé en électrons de concentration de l'ordre de 10^{17} cm⁻³ et l'autre de type P dopé en trous (environ 10^3 cm⁻³). La mise en contact des deux couches à dopages opposés dans un semi-conducteur en y ajoutant des contacts métalliques constitue un élément connu : la diode.

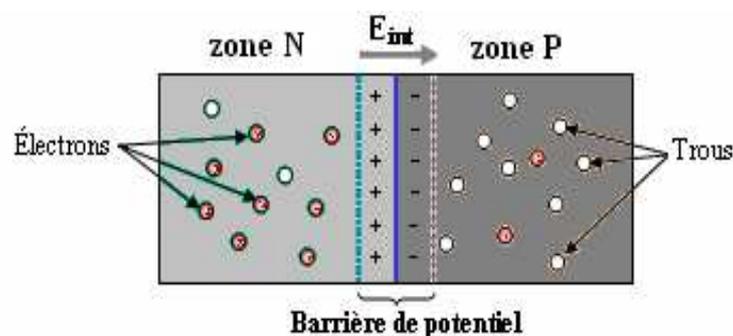


Figure I-7. Jonction PN.

I.3.1.2. Principe de la conversion photovoltaïque

La conversion de l'énergie solaire en énergie électrique repose sur l'effet photoélectrique. Il permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de production et de transport de charges électriques positives et négatives dans un matériau semi-conducteur comme le silicium [14].

Tout photon possédant une énergie inférieure à ce gap et arrivant à la surface du matériau n'aura pas assez d'énergie pour arracher un électron au matériau. A l'inverse, un matériau avec un faible gap absorbe plus de photons mais présente une tension plus faible à ses bornes [15]. Ainsi par exemple, avec un seul matériau, le rendement de conversion maximal théorique est de 31% pour un gap énergétique d'environ 1,4eV. Par comparaison, le gap du silicium qui est aujourd'hui le matériau le plus utilisé pour constituer des cellules dans les capteurs PV terrestres, n'est pas très loin de cet optimum avec 1,12eV et un rendement maximum théorique d'environ 29% pour une simple jonction.

Lorsqu'on illumine une jonction PN, les paires électron-trou qui sont créées dans la zone de charge d'espace de la jonction sont immédiatement séparées par le champ électrique qui règne dans cette région (Figure I-8), et entraînées dans les zones neutres de chaque côté de la jonction. Si le dispositif est isolé, il apparaît une différence de potentiel aux bornes de la jonction et s'il est connecté à une charge électrique extérieure, un courant est établi.

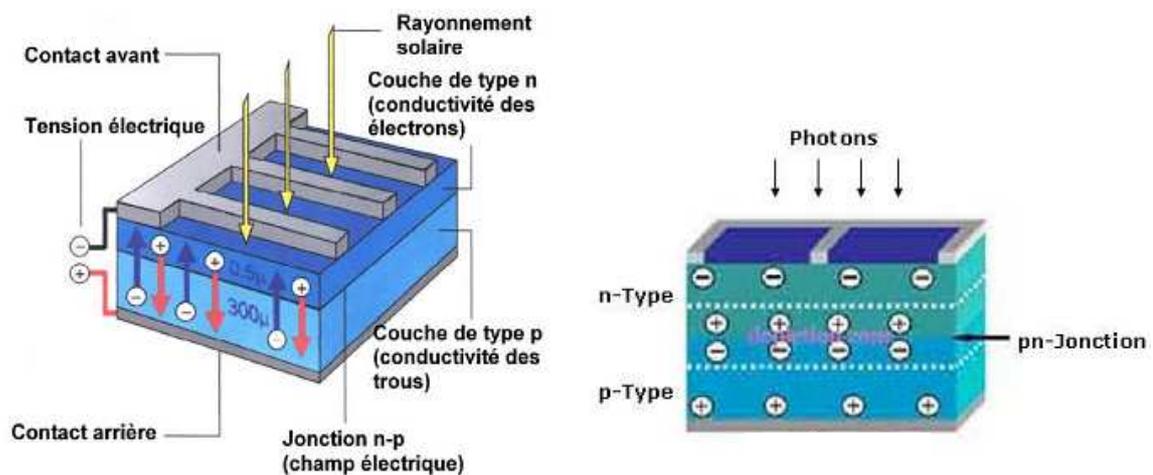


Figure I-8. Jonction PN d'une cellule photovoltaïque [15]

I.4. Les différentes technologies de cellules photovoltaïques

Deux grandes familles de technologies existent actuellement : la première à base de silicium mono ou multi-cristallin qui couvre de l'ordre de 90% de la production mondiale ; la deuxième, celle des couches minces, comprend les cellules au silicium amorphe, poly-cristallin

ou microcristallin, ainsi que celles au tellure de cadmium, au cuivre indium sélénium et à l'arséniure de gallium [16]. En outre, d'autres technologies sont en cours d'expérimentation comme les cellules organiques (polymères ou à base de fullerènes) et les cellules à pérovskite.

- *Le silicium monocristallin (mono c-Si)* : il est constitué d'un seul cristal, avec un aspect uniforme, gris bleuté ou noir (Figure I-9(a)). La technologie monocristalline est coûteuse car elle nécessite des barres de silicium pur. Son rendement est le plus élevé (15 à 25%), ce qui a l'avantage de réduire la taille des modules pour une même puissance, chose utile lorsqu'un gain de place est nécessaire.

- *Le silicium multicristallin (multi c-Si)* : il est fabriqué à partir des résidus provenant de la fabrication du silicium monocristallin. Le procédé de cristallisation consiste en la refonte de ces résidus suivie d'une resolidification unidirectionnelle sous forme de structure colonnaire multicristalline à gros grains. La technologie multi cristalline nécessite deux à trois fois moins d'énergie que la technologie précédente. Son rendement est un peu moindre (12 à 20 %) mais son coût est plus avantageux, ce qui permet à cette technologie de dominer actuellement le marché à 50% des modules PV produits [17]. La Figure I-9 (b) montre les motifs créés par les différents cristaux.

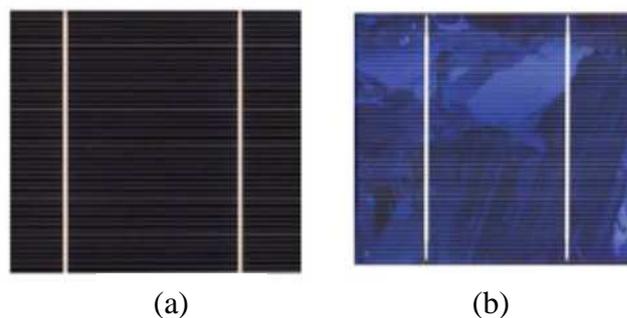


Figure I-9. Cellules (a) monocristalline et (b) poly cristalline.

- *Les cellules MWT (Metal Wrap Through)* : elles sont innovantes et parviennent à améliorer le rendement des cellules PV multicristallin en soudant les connexions électriques sur les faces arrières. Le concept consiste à réduire le nombre de contacts électriques sur les faces avant en transférant une partie de ces contacts sur sa face arrière (Figure I-10). Ces cellules atteignent un rendement supérieur à 20%, soit près de 0,5% de plus que les cellules PV standards [18]. La technologie MWT est celle qui devrait le plus se développer et représenterait en 2020 plus de 60% du marché mondial. L'avantage de cette technique est l'utilisation de substrats à faible coût.



Figure I-10. Cellule MWT

▪ *Les couches minces* : les principales filières sont le silicium amorphe (Si-a) utilisé depuis de longues années dans les montres et calculatrices, le CdTe (hétéro jonction tellurure de cadmium, sulfure de cadmium), le CIS (hétéro jonction de di-sélénure cuivre indium/ sulfure de cadmium) et le CIGS (hétéro jonction de diséléniure cuivre indium et galium) qui possèdent de bons rendements, pouvant aller jusqu'à 19%. La fabrication se réalise en automatique pour les dépôts de couches et à l'aide de laser pour les connexions. Elle est adaptée aux grosses productions. Ces premières technologies ouvrent actuellement d'autres voies, sans que l'on sache laquelle dominera. La technologie à couche mince la plus mature est celle du silicium amorphe (a-Si), qui représentait en 2014 plus de 25% du marché mondial. Plus récemment, l'avantage de cette technique est l'utilisation de substrats à bas coût. Le silicium est déposé à basse température sur un substrat en verre. De plus, il est possible de déposer ces cellules sur des substrats souples et ainsi fabriquer des cellules souples.

▪ *Le silicium amorphe (a-Si)* : c'est un matériau composé de silicium hydrogéné (état non cristallin) déposé sur un substrat de verre (Figure I-11). D'un rendement moins bon que le cristallin (57%), le silicium amorphe (a-Si) est apparu en 1976. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin. Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques. Le coût de la production est bien plus bas que celui des cellules cristallines. Les cellules amorphes peuvent fonctionner sous de très faibles éclaircements. Elles sont très bon marché par rapport aux autres types de cellules. Elles sont moins sensibles aux températures élevées. Elles présentent un rendement de conversion moyen de 5 % par module et de 14 % pour les cellules en laboratoire.



Figure I-11. Cellule au silicium amorphe

▪ *Le tellurure de cadmium (CdTe) ou encore appelé hétéro jonction cadmium telluride sulfure de cadmium* : composé poly-cristallin déposé sur substrat de verre (Figure I-12). Les premières cellules ont été développées en 1972. Elles ont également de nombreux avantages (faible impact des ombres, bonne production par temps couvert), et s'adaptent particulièrement bien dans les régions du nord. Il y a quelques années, cette technologie semblait être la plus adaptée pour les couches minces. Son principal inconvénient est sans nul doute la limitation naturelle de la quantité de tellurure sur terre qui oblige la recherche à réduire au maximum son épaisseur, qui avoisine aujourd'hui 3 μm . De plus, le cadmium est toxique. Il faut tout de même préciser que celui-ci est dangereux seulement lors de la fabrication et qu'un module PV ne contient que très peu de cadmium, par exemple : un module CdTe de 60W (~12 kg) contient environ 2g de Cd.



Figure I-12. Cellule au tellurure de cadmium (CdTe)

▪ *Le di-séléniure de cuivre et indium (CIS ou CIGS)* : matériau composé de diséléniure de cuivre et d'indium combiné avec du sulfure de cadmium. Cette technologie de couches minces, qui permet d'atteindre des épaisseurs inférieures au micromètre, est présente aujourd'hui dans de nombreux projets industriels (Figure I-13). Par conséquent, ses performances sont légèrement supérieures à celles des modules de type amorphe (90 watts au m^2 environ). Ces modules ont la particularité de produire davantage par temps nuageux ou faible luminosité que les modules polycristallins (à puissance égale). Ils ont aussi la particularité de n'être que très peu affectés par les problèmes d'ombrage. leur stabilité, leur haut rendement par rapport aux autres couches minces (13% pour certains modules commerciaux et 21% pour les cellules en laboratoire) ainsi que leur coût de fabrication relativement peu onéreux permettent à cette technologie de croître rapidement.



Figure I-13. Module di-séléniure de cuivre et indium (CIS ou CIGS).

▪ *Les cellules organiques* : les cellules organiques font aujourd'hui l'objet d'un sujet d'étude très actif en laboratoire. Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules « humides » et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules « plastiques ». Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment annoncés (actuellement près de 10%) (Figure I-14). Un semi-conducteur organique se présente sous la forme d'un cristal ou d'un polymère dont les caractéristiques principales sont la conduction par les électrons et les trous.



Figure I-14. Cellule organique.

▪ *Les cellules photovoltaïques de troisième génération* : il existe d'autres cellules, dites de troisième génération, basées cette fois-ci sur une logique de très hauts rendements, les cellules à multijonctions qui peuvent atteindre un rendement de plus de 40% en laboratoire et une limite théorique de 81%. Ces cellules sont en revanche très onéreuses et ne sont utilisées, pour le moment, que dans le domaine du spatial ou du solaire à concentration [19].

▪ Les cellules en pérovskite offrent un rendement de 20% et pouvant certainement atteindre les 25% car elles captent beaucoup moins bien la partie infrarouge des rayons solaires. L'un des nombreux avantages de ces cellules par rapport aux cellules solaires classiques en silicium est que l'énergie peut être générée même avec de faibles luminosités (conditions nuageuses, ombragées, etc.)

I.5. Bilan des rendements des différentes technologies photovoltaïques

Beaucoup de recherches sont effectuées sur la technologie des cellules photovoltaïques pour améliorer le rendement et en diminuer les coûts [20]. Pour augmenter les rendements, la tendance est aux couches en tandem silicium amorphe-silicium microcristallin et aux multicouches associant deux semi-conducteurs de sensibilités spectrales complémentaires.

La Figure I-15 représente l'évolution temporelle sous forme graphique des différents rendements des cellules de différentes technologies réalisée par le National Renewable Energie Laboratory (NREL). De l'année 1975 à nos jours, on y voit la grande efficacité de cellules monocristallines représentées en bleu dont le rendement dépasse les 25%, pour le c-Si, jusqu'à côtoyer les 45% pour les multijonctions sous concentrateurs représentées en violet. La frontière des 20% est symbolique puisqu'elle délimite approximativement la technologie de c-Si de celle basée sur l'empilement de couches minces. En effet, le CdTe à 19,6% talonne le poly-Si (20,4%) tandis que le CIGS le dépasse de 0,4 points comme représenté en vert. Toutefois, cette figure ne reflète absolument par la réalité industrielle. Par exemple, les cellules organiques ne disposent pas encore de la stabilité physico-chimique nécessaire pour une production d'électricité viable. Le c-Si (environ 87,9%) inonde le marché économique malgré des coûts de production toujours trop élevés liés aux opérations coûteuses de transformation métallurgique du silicium. Les couches minces, arrivées à maturation industrielle, constituent cependant une bonne alternative. Malheureusement, certaines zones d'ombres persistent quand à leur physique et freinent encore leur développement économique.

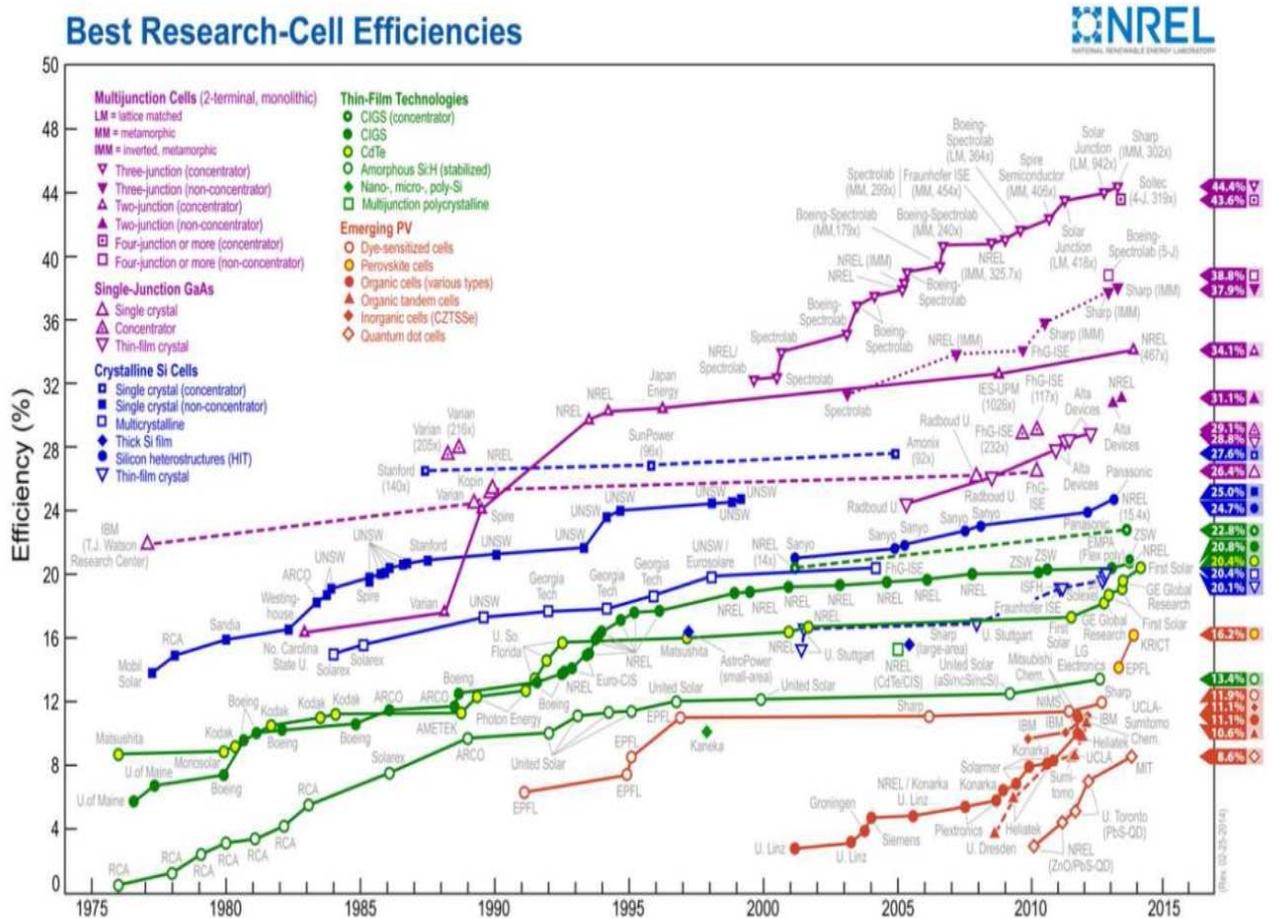


Figure I-15. Evolution des rendements des cellules de différentes technologies de 1975 à 2015.

I.6. Modèle de la cellule photovoltaïque

Une cellule solaire photovoltaïque est une jonction PN de grande surface qui, exposée à la lumière (photons), génère un courant électrique. Les caractéristiques électriques en convention récepteur de la cellule pour différents éclairagements sont données sur la Figure I-16.

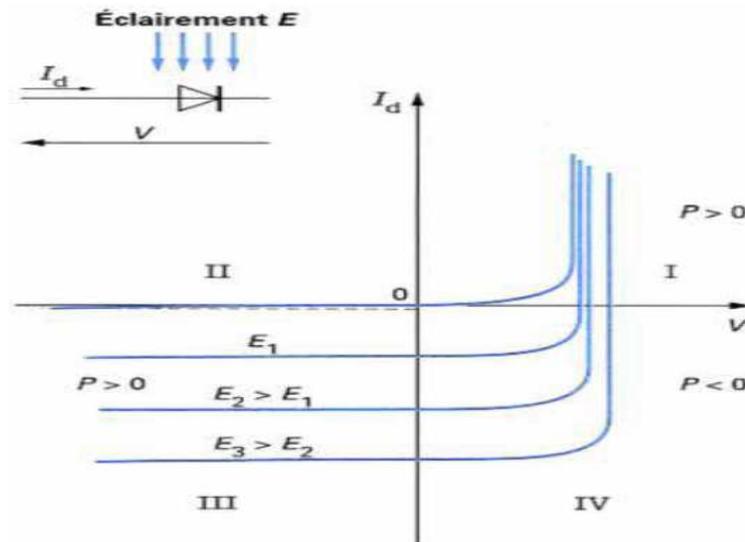


Figure I-16. Caractéristiques d'une jonction PN sous éclairement.

Le quadrant IV correspond à un fonctionnement en récepteur en polarisation inverse (sens bloqué d'une jonction PN). Classiquement, on utilise pour une cellule photovoltaïque plutôt une convention générateur (on inverse la convention sur le signe du courant de la Figure I-16), on obtient alors la caractéristique donnée par la Figure I-17.

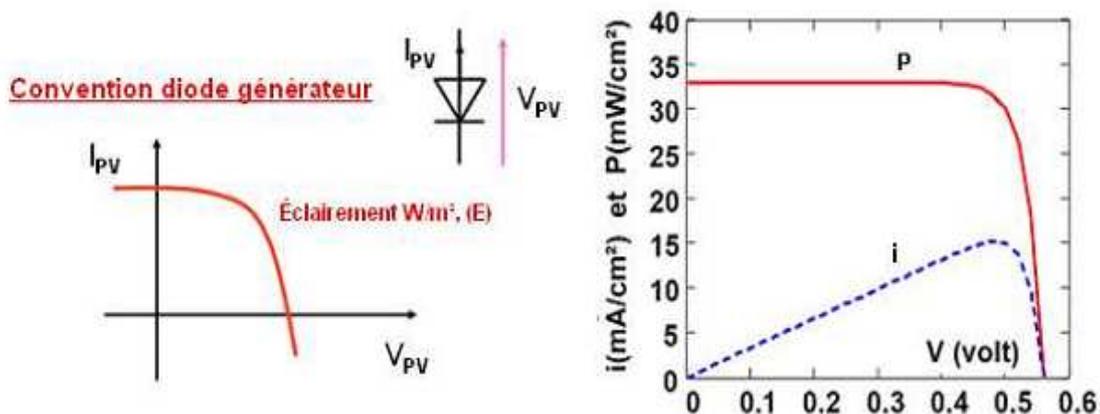


Figure I-17. Caractéristique de la convention diode générateur.

I.6.1. Circuit électrique équivalent

Une cellule photovoltaïque peut être modélisée par le schéma équivalent plus complet (modèle à une diode) présentés par la Figure I-18 [3].

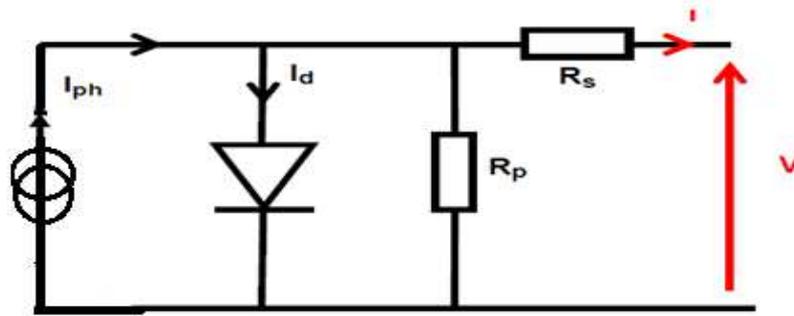


Figure I-18. Schéma équivalent électrique d'une cellule photovoltaïque.

Le modèle est composé d'un générateur de courant dont la valeur du courant est proportionnelle à l'éclairement reçu à la surface de la cellule PV, d'une diode qui modélise la jonction PN présente dans une cellule PV, d'une résistance série R_s qui tient compte des pertes ohmiques des matériaux, des métallisations et du contact métal semi-conducteur, et d'une résistance parallèle R_p qui représente le courant de fuite qui se situe entre le dessus et le dessous de la cellule, au bord en particulier et à l'intérieur du matériau par des inhomogénéités ou des impuretés [21].

L'équation de la caractéristique (Courant-Tension) I-V est donnée par :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{n \cdot V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + I R_s}{R_p} \quad (I.3)$$

avec :

I_{ph} : le courant photovoltaïque (A),

I_0 : le courant de saturation de la diode (A),

n : le facteur d'idéalité de la diode,

R_s : la résistance série (Ω),

R_{sh} : la résistance shunt (Ω),

k : la constante de Boltzmann ($k = 1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J.K}^{-1}$),

q : la charge de l'électron en Coulomb ($q = 1,302 \cdot 10^{-19} \text{ C}$),

T : la température de cellule (K),

V_t : la tension thermique : $V_t = \frac{kT}{q} (\text{J.C}^{-1})$.

I.6.2. Modèle de Bishop

En 1988, J. Bishop a proposé une expression I-V dans laquelle la tension d'avalanche de la cellule (effet Bishop) est exprimée grâce à une diode et un multiplicateur non linéaire ($M(V_1)$) en série avec la résistance parallèle comme l'illustre à la Figure I-19 [22].

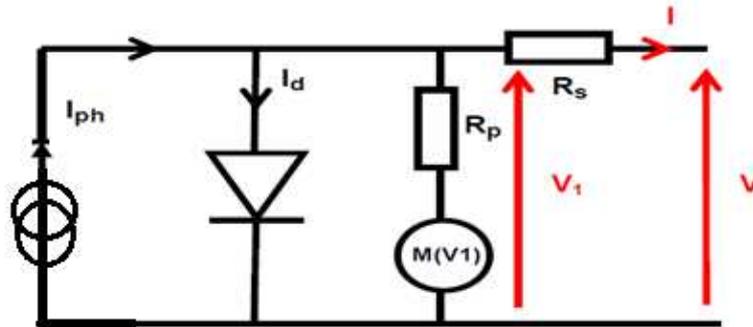


Figure I-19. Schéma équivalent électrique d'une cellule PV polarisée en inverse selon Bishop.

L'équation du modèle à une diode de la cellule devient alors :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left(\frac{V + R_s I}{n V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + I R_s}{R_p} \left[1 + \alpha \left(\frac{V + R_s I}{V_{br}} \right)^{-n} \right] \quad (I.4)$$

$$M(V_1) = \alpha \left(\frac{V + R_s I}{V_{br}} \right)^{-n}$$

Avec V_{br} la tension d'avalanche de la jonction, α et n étant des paramètres d'ajustement.

Le modèle de Bishop est repris par plusieurs auteurs [23,24] pour l'étude de l'effet d'ombrage partiel des générateurs PV et son impact sur les paramètres électriques.

I.6.3. Modèle explicite

Ce modèle établi par Rauschenbach est déduit d'après certaines simplifications effectuées sur le modèle à une diode [25,26]. En effet, le tracé de la caractéristique I-V ne nécessite que trois points : le courant de court-circuit (I_{sc}), la tension à circuit ouvert (V_{oc}) et la puissance maximale (P_{max}) [27]. Le courant I produit par le module PV est calculé comme une fonction de la tension V comme décrit par l'équation(I.5) [28, 29].

$$I = I_{sc} \left(1 - C_1 \left(\exp \left(\frac{V}{C_2 V_{oc}} \right) - 1 \right) \right) \quad (I.5)$$

avec les coefficients C_1 et C_2 qui sont donnés par les relations suivantes [1] :

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

avec I_{\max} et V_{\max} qui sont le courant maximum mesuré (A) et la tension maximum mesurée (V).

I.6.4. Caractéristiques d'un module PV

Les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un module photovoltaïque mettent en évidence son comportement vis-à-vis des charges possibles sous des conditions particulières d'ensoleillement et de température. En effet, c'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La Figure I-20 donne les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un module PV pour un éclairement et une température donnés.

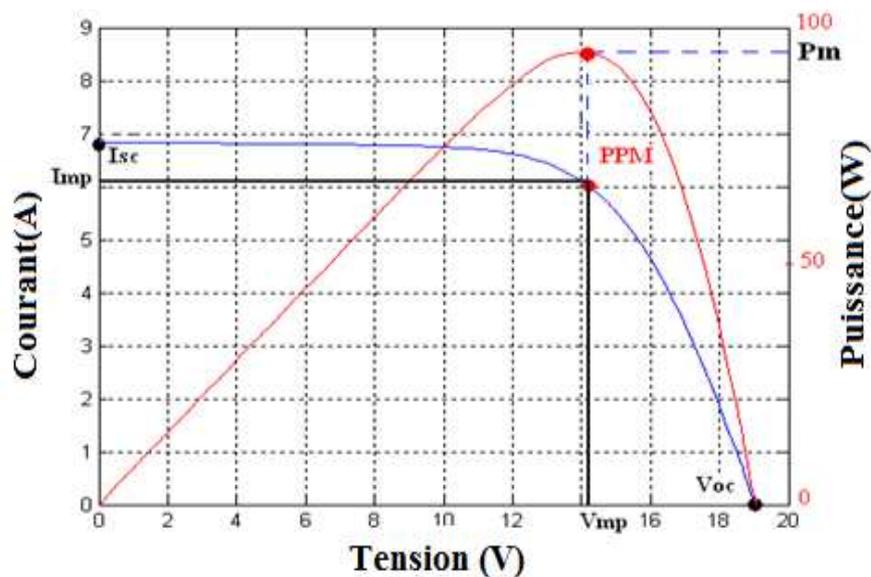


Figure I-20. Caractéristique I-V et P-V d'un module PV.

D'après les caractéristiques I-V et P-V, on peut déterminer les points essentiels suivants [20] :

- Le courant de court-circuit I_{sc} : c'est le courant débité par la cellule quand la tension à ses bornes est nulle. En pratique ce courant est très proche du courant photovoltaïque I_{ph} .
- La tension à circuit ouvert V_{oc} : c'est la tension qui apparaît aux bornes de la cellule quand le courant débité est nul.

- (c) Le point de puissance maximale P_{max} : c'est le point où le générateur travaille en rendement maximal et produit une puissance de sortie maximale.
- (d) I_{mp} et V_{mp} : le courant et la tension correspondant au point de puissance maximale.
- (e) Rendement : le rendement énergétique d'un générateur photovoltaïque est défini par le rapport entre la puissance électrique maximale générée et la puissance incidente sur sa superficie [30].

$$\eta = \frac{P_{max}}{G.S} \quad (I.6)$$

avec :

P_{max} : la puissance maximale délivrée par le module PV (W),

G: l'éclairement (W/m^2),

S: la surface active du générateur photovoltaïque (m^2).

Le facteur de forme indique le degré d'idéalité de la caractéristique I(V). Le facteur de forme d'une cellule de bonne qualité est supérieur à 0,7, il s'exprime par la relation ci-après :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{OC}.I_{sc}} \quad (I.7)$$

I.6.5. L'association de cellules photovoltaïques

Association en série : en mettant des cellules identiques en série, le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre des cellules connectées en série. La Figure I-21 (a) montre l'architecture série des cellules. Association en parallèle : en additionnant des cellules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque cellule et l'intensité du courant augmente proportionnellement au nombre de cellules en parallèle dans la branche.

La Figure I-21 (b) montre l'architecture parallèle des cellules.

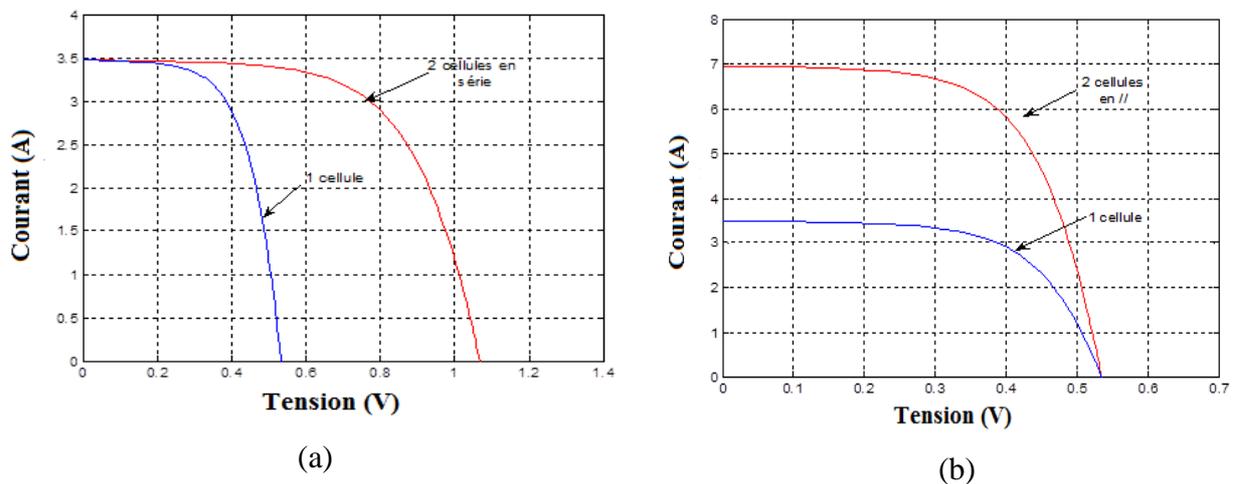


Figure I-21. Caractéristique I (V) pour : (a) deux cellules en série et (b) deux cellules connectées en parallèle.

La puissance d'un module est de quelques watts crêtes à plusieurs dizaines de watts crêtes. Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série-parallèle des modules pour avoir un générateur PV. Le courant et la tension aux bornes d'un générateur PV sont exprimés par la relation suivante :

$$I_{PV} = N_p \cdot I_c \quad (I-8)$$

$$V_{PV} = N_s \cdot V_c \quad (I-9)$$

où :

I_{cc} , V_{co} : sont le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert aux bornes d'une cellule PV.

I_{pv} , V_{pv} : sont le courant et la tension aux bornes d'un module PV.

N_p , N_s : sont le nombre de modules connectés en parallèle et en série.

I.7. Module photovoltaïque

La cellule est le constituant élémentaire du module photovoltaïque. Elle représente un générateur photovoltaïque de faible puissance. Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées en série pour former un module « classique » qui contient 36 ou 72 cellules (Figure I-22) [31].

I.7.1. L'encapsulation des cellules photovoltaïque

L'association de cellules PV ne se fait pas de la même manière pour un module au silicium cristallin et pour un module en couches minces.

- **Modules au silicium cristallin**

Pour connecter les cellules en série, on relie grâce à un contact à base d'étain ou d'argent le contact (-) en face avant d'une cellule au (+) de la face arrière de la cellule suivante. Une fois ces connexions faites, les cellules sont encapsulées dans une résine, la plupart du temps de l'EVA (éthylène-vinyl-acétate), transparente et d'indice optique proche de celui du verre. Cet enrobage est pris en sandwich entre deux supports : en face avant, du verre trempé à haute transmission dans la bande de longueur d'onde de 350 à 1200 nm (si on ajoute une couche anti-réflexion, il en résulte une transmission qui peut aller jusqu'à 96%), en général de 3-4 mm d'épaisseur et en face arrière, un film plastique, souvent une feuille de tedlar-aluminium-tedlar ou encore aussi du verre (Figure I-22). La face avant doit pouvoir résister à la grêle, aux UV et à toutes les intempéries, dans le temps. La durée de vie d'un module au silicium est d'environ 25 ans. Il faut aussi protéger la face arrière, la sortie des connexions ainsi que les bords du module contre toutes les agressions atmosphériques, l'humidité, etc. L'encapsulation affecte également le rendement des modules en raison de ses propriétés optiques qui peuvent parfois se dégrader au cours du temps.

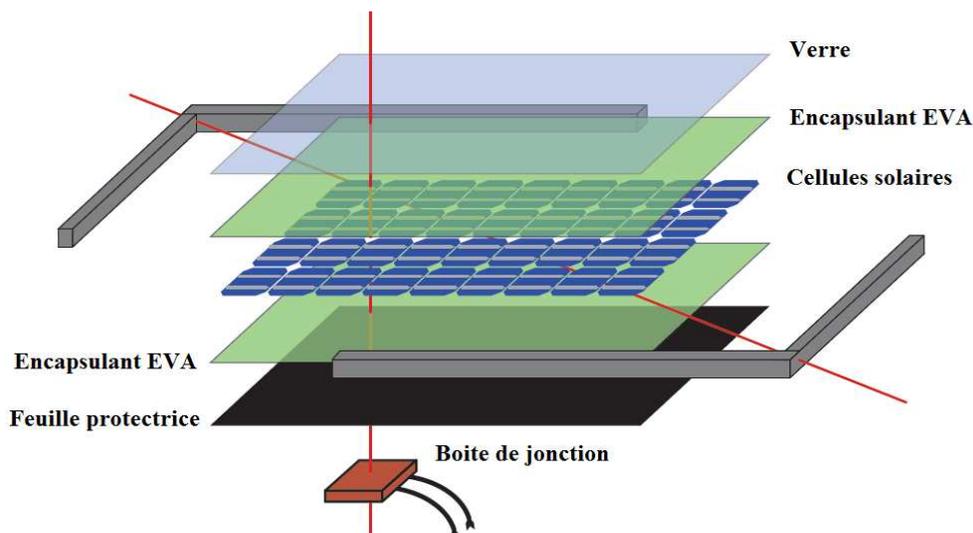


Figure I-22. Structure d'un module photovoltaïque au silicium cristallin.

- **Modules en couches minces**

Le procédé de fabrication des modules en couches minces diffère de celui des modules au silicium cristallin. La mise en série des cellules s'effectue par laser : des rayures très fines sont pratiquées sur la couche mince déposée sur le verre, composée de l'électrode transparente, la jonction p-i-n et l'électrode métallique arrière de manière intercalée (Figure I-23 (a)). Grâce à ce procédé, l'électrode métallique de la couche (-) est reliée à l'électrode transparente de la couche (+) de la cellule suivante. Les cellules sont ainsi mises en série (Figure I-23 (b)). Un avantage de

ce procédé est qu'il permet de séparer les cellules comme l'utilisateur le souhaite et ainsi d'adapter le module en fonction des besoins. Si l'on souhaite un module avec plus de tension alors il suffit de considérer plus de cellules [12]

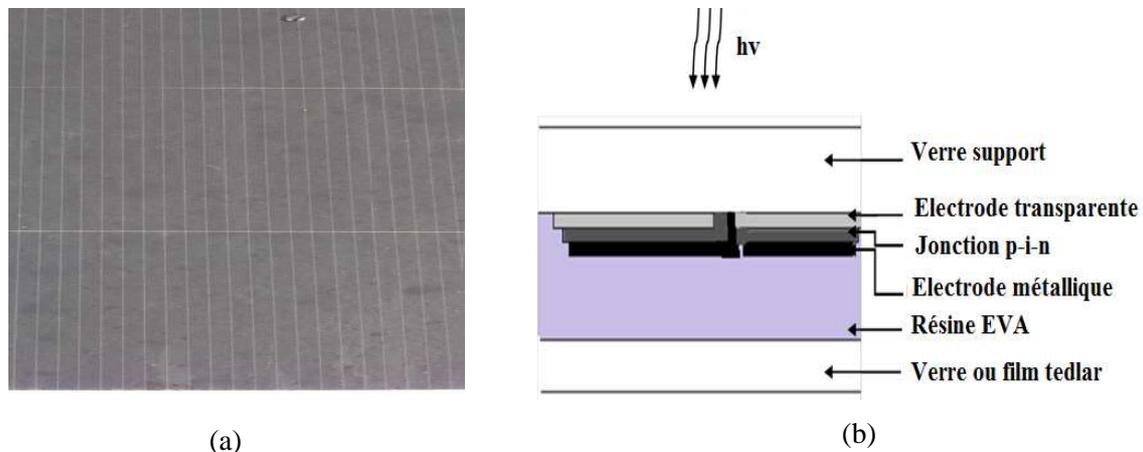


Figure I-23. Structure d'un module couche mince Si-amorphe: (a) module PV, b) schéma en coupe.

Le verre en face avant doit être hautement transparent, résistant à la grêle (trempé thermiquement), texturé et arrondi sur les bords (modules sans cadre) ce qui pose problème pour les technologies à base de silicium amorphe et CdTe car les matériaux actifs sont déposés sur le verre recevant la lumière avec des procédés de dépôts à haute température, qui détrempe la trempe thermique du verre. Il faut donc que la face arrière du module soit particulièrement solide afin que le sandwich face avant/encapsulant/face arrière agisse comme un amortisseur anti-choc. Ce problème ne se pose pas pour le CIS pour lequel on dépose les matériaux actifs sur le verre arrière recouvert de molybdène.

I.7.2. La boîte de jonction

La boîte de jonction contient les deux types de diodes (by-pass et anti retour). Elle est en général fixée à l'arrière de chaque module. Elle représente un endroit malheureusement favorable à l'accumulation d'eau de condensation, de poussières et d'insectes.

I.7.3. Cadre en aluminium

Les modules sont généralement entourés d'un cadre en aluminium (Al) anodisé rigide et résistant à un certain degré de torsion lors de son montage comprenant des trous de fixation. Ce cadre doit être relié à la terre si les modules ont une tension à circuit-ouvert supérieur à 50V.

I.8. État de l'art sur les modes de dégradation des modules photovoltaïques

I.8.1. Facteurs de stress environnementaux

Le module photovoltaïque dégradé peut ne 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 de sa puissance atteint un niveau en-dessous de 80% de sa valeur initiale [32]. Durant sa période d'utilisation, un module PV est exposé à différents facteurs de stress environnementaux. Ce sont ces facteurs qui sont responsables des dégradations catalectiques et d'effets sur le long terme, du vieillissement des modules PV. En effet, voici une liste exhaustive par ordre d'importance.

La température : les lois de la cinétique nous disent qu'une réaction de dégradation est favorisée à plus haute température, et un module PV n'échappe pas à cette règle. Les mécanismes de corrosion de la métallisation, de dégradation photochimique ou de délamination des encapsulants sont influencés par la température de fonctionnement du module [33]. De plus, les propriétés électriques d'un module PV sont directement liées à la température, et sont moins bonnes à mesure que celle-ci augmente. C'est pour cela que toute amélioration de la fiabilité est liée étroitement au développement des nouvelles technologies plus stables.

L'humidité : qu'elle soit due à la pluie, au brouillard, à la rosée ou simplement à l'air ambiant, l'humidité est un facteur de stress déterminant dans les mécanismes de corrosion et de délamination [34]. Ainsi la présence d'eau dans les boîtes de jonctions des modules PV classiques peut entraîner des courts-circuits.

Le rayonnement : Le rayonnement solaire est lui-même un facteur de dégradation et plus particulièrement les rayonnements UV qui peuvent détériorer les polymères encapsulant des cellules [35]. Les rayonnements IR ont aussi un rôle néfaste dans la mesure où, s'ils ne sont pas convertis par les cellules, ils sont absorbés par les autres éléments du module, ce qui a pour effet d'en augmenter la température. Cela s'explique par le fait que les radiations affectent plus les matériaux organiques utilisés, comme les isolants ou diélectriques. Sur les matériaux inorganiques, les radiations peuvent changer leurs structures moléculaires.

Le vent : un module PV n'est jamais posé à plat sur le sol : il offre une prise au vent. Les petites vibrations du système induites par des rafales de vent ont leur importance sur le long terme [36]. A plus courte échelle, il n'est pas rare de voir des modules arrachés de leurs

emplacements lorsque le vent est trop important. Mais le vent peut avoir des aspects positifs puisqu'il facilite les échanges thermiques entre le module et l'extérieur, contribuant ainsi à la diminution de sa température de fonctionnement.

La grêle : si la grêle n'entraîne pas la destruction pure et simple des modules, elle peut les fragiliser et créer des points faibles qui seront un chemin d'accès pour d'autres mécanismes de dégradation. Le problème est jugé suffisamment important pour que des tests dédiés soient réalisés lors de la qualification des modules PV [37].

La neige : mis à part le fait que la neige bloque le rayonnement solaire et rend la production énergétique d'un module nulle, elle induit une charge mécanique statique, qui peut entraîner des lésions physiques au sein du module ou de son support. A sa fonte, elle rejoint le facteur de stress humidité et les effets associés [37].

Contamination atmosphérique : le sable, la poussière et le sel sont les principales contraintes de contamination qui peuvent affecter le comportement des modules photovoltaïques [38]. Notons que toutes les installations PV ne peuvent bénéficier d'un entretien régulier pour diverses raisons, que ce soit l'isolement du site d'installation, le manque de personnel qualifié ou encore le coût. Une accumulation de poussière aura pour effet de diminuer la puissance produite par le module. Un ordre de grandeur au-dessus, le sable est lui aussi néfaste, notamment lorsqu'il se combine avec le vent pour former des tempêtes de sable abrasives et susceptibles d'endommager les faces avant des modules.

Vibrations et chocs : le rôle de l'homme sur la fiabilité d'un module est prépondérant. Son action peut prendre plusieurs formes. Des vibrations dues au transport et au manque de rigueur lors de l'installation des systèmes peuvent être la cause de défaillances précoces ou de dégradations accélérées sur le long terme.

Chacun de ces différents facteurs de stress environnementaux cités peut induire un ou plusieurs types de dégradation tels que la décoloration, la délamination, la corrosion, etc. [39-40].

I.8.2. Différents modes de dégradation d'un module PV

La dégradation est la modification, au fil du temps et/ou de l'utilisation, des performances électriques de modules photovoltaïques qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de services

[32]. Néanmoins, pour une meilleure compréhension, il est alors important de distinguer les modes de dégradation décrit ci-après.

a. Dégradation de verre

Le verre utilisé à une face avant texturisée (structure pyramidale) pour augmenter la collecte du rayonnement diffus et la collecte aux grands angles d'incidence. Dans les modules PV, la teneur en ions sodium du verre en face avant peut avoir des conséquences sur le vieillissement du module [41,42]. En présence d'eau, les ions sodium forment de la soude qui va fragiliser les structures silicatées du verre et des cellules c-Si sur le long terme. Cette soude se concentre généralement aux interfaces verre/encapsulant et encapsulant /cellule diminuant la force d'adhésion de l'encapsulant et entraînant la délamination de celui-ci. En effet, le bris de verre est un facteur de dégradation important de modules PV [33]. Cependant, le risque de choc électrique et l'infiltration d'humidité augmente les ruptures. Les fissures sont généralement suivies par d'autres types de dégradation tels que la corrosion, la décoloration et la délamination [43].

b. Dégradation de l'encapsulant

L'encapsulant assure la cohésion mécanique du module et protège les cellules de l'humidité et de la poussière. Il assure aussi une continuité dans les indices optiques et diminue les pertes par réflexion. Les encapsulants les plus utilisés dans l'industrie des modules PV sont l'Éthylène Vinyle Acétate (EVA) et le Poly Vinyle Butyrale (PVB). La première observation de photo-dégradation a suscité l'inquiétude de la communauté scientifique avec le brunissement de certains types d'EVA. En effet, la décoloration du module est un changement de couleur du matériau qui devient jaune et parfois brun. Elle modifie la transmission de lumière atteignant les cellules PV et donc entraîne une perte de puissance de plus de 50% [44,45]. Les produits de dégradation de la photo-oxydation de l'EVA en présence d'humidité produisent de l'acide acétique moteur de la corrosion de la métallisation de la cellule [33]. Ces dernières années, la plupart des articles sur la dégradation EVA affirment que les dégradations du module lentes à long terme sont linéairement corrélées à l'exposition des modules PV sous le rayonnement UV [46-50].

c. Perte d'adhésion des couches

La dégradation d'adhérence du module PV généralement appelé délamination (décollement) due à la détérioration de l'adhérence entre la matière d'emballage de la surface adjacente (verre, EVA, cellule, etc.) représente un problème majeur, car il provoque deux effets :

l'augmentation de la réflexion de la lumière et de la pénétration d'eau à l'intérieur de la structure de module [51]. La délamination est plus grave quand elle se produit sur les bords du module car elle provoque des risques électriques pour l'installation toute entière [53].

d. Dégradation de la face arrière

Les faces arrière des modules PV doivent garantir une isolation électrique et une protection contre la pénétration de l'humidité et l'oxygène de façon générale. Lorsqu'elle n'est pas en verre, comme dans les modules PV couches minces, elle est faite d'une structure composite de plusieurs polymères dénommée (en anglais « backsheet ». Un mode de dégradation des « backsheets » serait sa fissuration par hydrolyse [54] ou par photo-dégradation UV [55]. Une autre conséquence de l'hydrolyse, accélérée par la température, est la délamination des différentes couches du « backsheet » avec les conséquences associées (corrosion de la métallisation, risque électrique, etc.). Les bulles qui se produisent sur le backsheet du module rendront plus difficile la dissipation de chaleur des cellules [56]. Les bulles qui se trouvent sur le côté avant du module peuvent produire une réduction d'éclairement incident sur le module ; elles provoquent aussi un découplage de la lumière et l'augmentation des réflexions.

e. Dégradation des interconnexions

Les différents contacts et la métallisation des cellules sont des points sensibles avec les principaux modes de défaillances que sont les courts-circuits, les circuits ouverts (rupture de contact) ou les pertes de performances par augmentation de la résistance série. Les mécanismes de dégradation ont pour moteur la corrosion sous différentes formes ou simplement un problème lié aux processus de fabrication. Les métallisations des cellules c-Si et les interconnexions sont, elles aussi, sujettes à la corrosion en présence d'humidité [57-63]. La fatigue thermo-mécanique des interconnexions peut conduire leur rupture créant des circuits-ouverts et des arcs électriques si le module est en fonctionnement. Le problème des circuits ouverts se présente également au niveau des boîtiers de jonction ou encore dans les câblages internes [39].

f. Point chaud (hot spot)

Des cellules ombragées ou fissurées peuvent donner naissance à un phénomène qui surchauffe localement le module entraînant sa perte. Ce phénomène s'appelle point chaud (hot spot). Le point chaud est caractérisé par la surchauffe de la cellule induite par le court-circuit de la connexion en série [64,65]. Généralement, un module PV est constitué de plusieurs chaînes, et chaque chaîne contient plus de deux cellules connectées en série. Si une des cellules connectées en série est ombragée ou fissurée, le courant d'exploitation produit par toute la chaîne

va baisser de façon dramatique et s'approcher du courant de court-circuit de la cellule défectueuse. Dans ce cas, la connexion en série est court-circuitée et la tension sur la cellule défectueuse devient négative et soumise à la tension cumulée de toutes les autres cellules [66]. Une telle tension élevée est polarisée en inverse et peut entraîner une énorme dissipation de puissance sous forme de chaleur. La chaleur accumulée peut induire l'apparition des points chauds sur les cellules et endommager les matériaux d'emballage des modules PV [67].

➤ **Fissuration**

Une fissure cellulaire arrive quand les cellules solaires subissent une force extérieure ou stress thermique. Aujourd'hui beaucoup de fabricants de PV tentent de minimiser l'épaisseur de cellules solaires afin de réduire le coût. Par exemple, l'épaisseur d'une cellule solaire a diminué de 300 μm à moins de 200 μm tandis que la zone peut être jusqu'à 210mm×210 mm. Cette mince et large structure fait des modules PV plus fragile et sensible à la fissuration [43]. Les microfissures sont constituées de nombreuses petites fissures qui ne sont pas souvent visibles par la vue mais peuvent affecter les performances du module. Ces derniers peuvent conduire une perte de cohérence de cellule et déclencher des problèmes de recombinaison [68].

➤ **Ombrage**

[1] Lorsque des cellules PV sont associées en série, le courant circulant dans l'ensemble est limité par le courant généré par la cellule la moins performante ou la moins éclairée. Ainsi, une cellule qui ne recevrait pas la même quantité de lumière que le reste de l'ensemble, produirait un courant plus faible, c'est ce qu'on appelle l'ombrage partiel. A cause de l'ombrage partiel, la cellule recevant le moins de flux se retrouve à dissiper une partie d'énergie produite par le reste de l'ensemble. Plus l'ombrage est important, plus l'énergie dissipée est grande. Dans les faits, la cellule ombrée voit à ses bornes une tension inverse qui, si elle est suffisamment élevée, lui permet de franchir sa tension de claquage entraînant sa destruction [69]. Afin de se protéger contre ce mode de défaillance, une diode by-pass est placée en parallèle des cellules. Dans ce cas, si la tension aux bornes d'une cellule ombrée devient négative, la diode de by-pass est passante et le courant y circule [70]. Et cet effet d'ombrage est dû généralement à plusieurs facteurs extérieurs tels que ceux liés à une feuille d'arbre, à des déjections d'oiseaux ou bien même à la salissure, ces derniers pouvant conduire à des dégradations des cellules. Une synthèse en termes de représentativité de chacun de ces modes de dégradation des composants du module PV provoqué par les paramètres environnementaux est donnée en résumé dans le Tableau I-1.

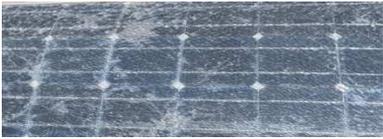
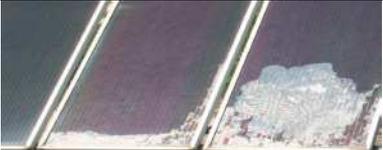
| Composant /Dégradation | Facteurs de dégradation | Effets de dégradation |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  Rupture et bris de verre | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Manipulation, transport ➤ Installation, ➤ Maintenance ➤ Grêle/neige | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Choc électrique ➤ Pénétration d'humidité ➤ Corrosion ➤ Délamination (verre/encapsulant) |
|  Décoloration (jaune ou brun) de l'encapsulant | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Photo-oxydation (humidité) ➤ Rayons UV ➤ Absorption de la chaleur | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Perte de puissance ➤ Corrosion des contacts ➤ Changement de la structure interne |
|  Délamination des couches | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Diffusion de vapeur d'eau ➤ Réaction chimique dans l'encapsulant ➤ Photo oxydation thermique ➤ L'extension de chaleur | <ul style="list-style-type: none"> ➤ L'augmentation de la réflexion de la lumière ➤ Pénétration d'humidité ➤ Perte de puissance ➤ Délamination |
|  Fissuration / Bulles sur le tedlar | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Fissuration par hydrolyse ➤ Formation des bulles dues aux réactions chimiques ➤ Température élevée | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Corrosion de la métallisation ➤ Risque électrique ➤ Faible dissipation de chaleur des cellules ➤ Bulles sur la face avant augmentent la réflexion de la lumière. |
|  Corrosion des interconnexions | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Humidité ➤ Processus de fabrication ➤ Oxygène | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Court-circuit ➤ Circuits ouverts ➤ Perte de performances ➤ (variation de résistances sériées) |
|  Corrosion de la boîte de jonction | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Humidité (corrosion) ➤ Effets climatiques | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Oxydation et rupture des connectiques ➤ Défaillance de diodes |
|  Point chaud sur les cellules | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Ombrage ➤ Température élevée ➤ Corrosion d'encapsulant | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Court-circuit de la connexion en série ➤ Dissipation thermique ➤ Destruction de cellules et des matériaux d'emballage. ➤ Perte de puissance |
|  Fissuration des cellules | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Choc extérieur ➤ Contraintes thermiques ➤ Mince structure | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Perte de cohérence de cellule ➤ Problèmes de recombinaison ➤ Perte de performance |
|  Ombrage du module | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Accumulation de sable ➤ Salissure ➤ Déjection d'oiseau ➤ Neige | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Dissipation d'énergie ➤ Destruction des cellules ➤ Point chaud |

Tableau I-1. Synthèse des différents modes de dégradations apparaissant sur les modules PV.

I.9. Suivi de performances et diagnostics

Le suivi de performances sur le long terme d'un système PV est la seule méthode fiable disponible pour mesurer le taux de dégradation (R_d), exprimé en % par an des performances électriques (I_{sc} , V_{oc} , P_{max} et FF). Le suivi de performances se base sur des mesures faites in situ et n'est pas sujet à la modélisation ou à la prédiction. A titre d'exemple, afin de garantir 80% de la puissance nominale d'un module sur 25 ans, il faut un R_d inférieur à 0,8%/an en puissance [61]. Le taux de dégradation d'un système PV reflète l'effet des modes de dégradation décrits précédemment. Il existe de nombreuses références dans la littérature rapportant des taux de dégradation pour différentes technologies : par exemple, des taux de dégradation de puissance compris entre 0,3% et 3,58% par an pour des modules c-Si, a-Si, p-Si et CIS mesurés sous différents climats (montagnard, désertique et tempéré) [71], et d'autres taux de dégradation de 12,6% et 18,8% mesurés sur des modules a-Si et CIS. De telles valeurs sont dues aux propriétés de ces technologies qui se dégradent très vite sous la lumière avant de se stabiliser [72]. Diverses études montrent que le taux de dégradation annuel moyen est de 0,8 % [61]. Pour le suivi permanent de la production, il est essentiel d'utiliser d'autres méthodes et outils de détection de dégradation au niveau du module PV, qui sont généralement utilisées dans la phase de développement des modules ou de supervision et de contrôle. Ces techniques offrent les possibilités de localiser des dégradations au niveau des installations PV.

➤ **Inspection visuelle** : l'inspection visuelle est la première méthode de détection des dégradations sur un module photovoltaïque. Elle peut permettre de détecter à l'œil nu sous un éclairage d'au moins 1000 lux certaines dégradations, telle que la décoloration, la délamination, les bulles, les fissures dans les cellules et les points chauds [73]. C'est généralement la première étape pour décider si un module PV doit être soumis à d'autres types de tests.

➤ **Détermination de la puissance maximale** : l'objet de cet essai est de déterminer la puissance maximale de la caractéristique I-V du module avant et après les divers essais d'environnement. En effet, le principal indicateur de la dégradation d'un module photovoltaïque est la diminution de la puissance produite par rapport à la puissance initiale. 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) (1000 W.m^{-2} , 25°C et AM1, 5) doit être effectuée. Ce test peut être effectué dans un simulateur solaire indoor (mesure intérieure) ou outdoor (mesure extérieure).

➤ **Thermographie infrarouge** : cette méthode de test non destructive est réalisée à l'aide d'une caméra thermique ayant un détecteur à couplage de charge (Charge Coupled Detector) (CCD) [74]. Elle permet de localiser précisément des défauts sur la cellule et 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 apparente du module pour un angle variant entre 45° et 60° , des anomalies (cellules endommagées, connectiques défectueuses au niveau de la boîte de jonction, diodes by-pass défectueuses et craquement de cellules, etc.) peuvent être détectées par contraste. La Figure I-24 suivante présente l'image obtenue par la caméra infrarouge d'une cellule PV au silicium, les zones de hautes températures représentées par des points rouge correspondent à des défauts (cellules endommagées lors d'un échauffement et apparitions de points chauds).

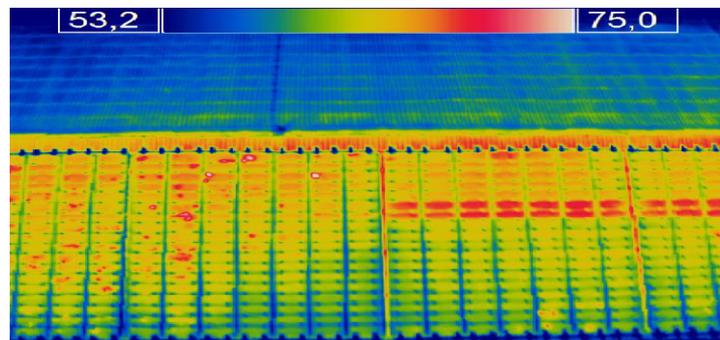


Figure I-24. Détection de points chauds sur une centrale PV par une caméra infrarouge.

▪ **Imagerie par électroluminescence et photoluminescence** : cette méthode permet de détecter les fissures situées dans les zones de la cellule difficilement explorables par la plupart des autres méthodes de détection. 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 Couplet Detector). La gamme de longueur d'onde correspondante est de $8 \mu\text{m}$ avec un temps d'acquisition qui varie entre 5 à 30 s. Elle permet de détecter les premiers signes d'une dégradation future telle que les fissures partielles et les lignes ou zones sombres des cellules. Une image par électroluminescence est obtenue à partir des photons émis par la recombinaison des porteurs excités dans une cellule solaire [74]. L'excitation peut être réalisée avec un courant injecté, ce qui provoque un effet électroluminescent. Elle peut également être obtenue à partir d'un rayonnement incident sur la cellule solaire, dans ce cas, une lumière est obtenue par un effet photoluminescent [75]. La Figure I-25 suivante présente des aspects plus ou moins sombres acquis par la technique, qui détecte des cellules dégradées.

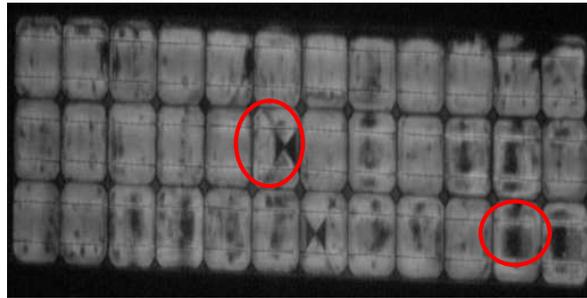


Figure I-25. Image par électroluminescence d'un module PV avec des cellules dégradées.

I.10. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes notions théoriques sur le rayonnement solaire, les modules photovoltaïques et les différentes technologies de cellules PV, ainsi qu'une revue des modes de dégradation rencontrés au cours des années d'exploitation de modules photovoltaïques. Il est important de retenir la grande diversité de ces modes de dégradation et l'interdépendance de leurs mécanismes. Les principaux modes de dégradation des modules PV recensés dans la littérature sont : la corrosion des interconnexions, la décoloration d'encapsulant, la délamination des couches adhésives, les bris de verre et les fissures de cellules. Les facteurs de stress environnementaux peuvent augmenter les cinétiques de dégradation, mais rarement les empêcher. Tous ces modes de dégradation surviennent à différentes périodes de la vie du module, mais une fois identifiés et compris, il est possible de réaliser des tests de vieillissement accéléré capables de les faire apparaître. Si ces dégradations se confirment, nous pourrions alors modifier la conception d'un module avant sa commercialisation.

CHAPITRE II : Effet de l'ombrage sur les performances des modules photovoltaïque

II.1. Introduction

Le développement du marché photovoltaïque (PV) nécessite de connaître parfaitement la production électrique de ces systèmes sur différents sites en particulier pour estimer leur rentabilité économique. Cette estimation précise ne peut se faire qu'en prenant en compte les effets d'ombrage qui ont des conséquences dramatiques sur les performances électriques. Lors de l'installation d'un système PV, il arrive parfois que l'emplacement des modules PV soit imposé par le milieu. Dans ces conditions, on peut se retrouver dans des situations où des modules PV ou des parties de cellules soient ombragés. Quand un module est partiellement ombragé, certaines de ses cellules peuvent devenir polarisées en inverse, fonctionnant comme des charges au lieu d'être génératrices. Cela produit des points chauds (hot spots) qui peuvent détériorer le module.

Ce chapitre est consacré à l'étude de certains déséquilibres qui peuvent se produire au sein d'un module PV, aux comportements des cellules sous l'effet d'ombrage dans différents sites et à l'évaluation de l'effet d'ombrage sur une ou plusieurs cellules d'un module PV. Les caractéristiques I-V (courant-tension) sont relevées en conditions standards de test (STC) pour ces différents cas d'étude avec et sans ombrage pour déterminer les pertes de puissance induites par de tels ombrages et le rôle des diodes by-pass. Ensuite, une étude comparative par rapport à la simulation de l'effet d'ombrage sur un module PV par logiciel ICAP/4 a été menée. Enfin, une méthode de détection des cellules ombragées est présentée.

II.2. Influence de l'ombrage sur les performances des modules PV

Malgré l'intérêt croissant pour améliorer les performances de systèmes PV, il n'y a que peu de travaux effectués sur le diagnostic des pannes. L'ombrage fait partie des causes de pannes des modules PV. La cellule peut devenir polarisée en inverse, fonctionnant comme une charge au lieu d'un générateur. Cela induit par conséquent une déformation globale de la caractéristique I-V, la réduction de la puissance de sortie du module et des risques d'échauffement puis de dégradations qui sont à redouter (hots spots). Les cellules PV des modules doivent par conséquent être protégées par des diodes by-pass [76-78]. Il peut s'avérer qu'au niveau des diodes by-pass utilisées pour ces défauts d'ombrage, des problèmes de surchauffe ou de sous-dimensionnement des cellules peuvent apparaître.

Les installations PV dans un milieu urbain sont soumises à des phénomènes d'ombrage partiel ou temporaire, tels que ceux liés à une feuille d'arbre, à des déjections d'oiseaux, à la salissure (polluant émis par des activités humaines et atmosphériques), à la présence de cheminées, ou bien même à une partie de construction, qui peuvent conduire à une réduction de

l'ensoleillement [79-80]. Cela a pour conséquence de causer une perte de puissance des modules.

Plusieurs études ont été réalisées sur l'effet d'ombrage sur les performances des modules PV. La première étude sur l'impact de la poussière sur les systèmes solaires réalisée entre le 9 mai et le 1^{er} juillet 1940 dans une zone industrielle aux Etats-Unis a montré une dégradation maximale des performances de 4,7%, avec une perte moyenne de rayonnement solaire incident inférieure à 1% [81]. Une autre étude a montré que plusieurs mois de fonctionnement d'un module PV sans nettoyage induit une perte de puissance de 40% à Chicago et 12% à New York causée par l'effet de la salissure [82]. La perte moyenne annuelle de puissance d'un module PV varie de 1% à 4% [83]. Dans les zones où les pluies sont fréquentes, il a été montré que la pluie pouvait nettoyer les modules PV à un point de restauration de la performance à 1% de perte sur la pleine puissance [84].

Malheureusement, les régions sahariennes, qui sont les plus adaptées à la production d'électricité PV en raison de la disponibilité abondante du rayonnement solaire tout au long de l'année sont caractérisées par des vents de sable qui provoquent l'accumulation de particules de sable sur la surface des modules, ce qui engendre une réduction des performances électriques [85] et des projections provoquant l'abrasion du verre.

Il y a plusieurs études qui ont été faites sur l'effet du sable sur les performances des modules. Par exemple une étude réalisée à Dubaï sur le dépôt de la poussière de sable a montré que la puissance du module PV est réduite de 39% pendant un mois et de 85,32 % après une année sans nettoyage. Cela montre que lorsque l'accumulation de poussière augmente d'environ 35%, la puissance maximum diminue d'environ 75%. Cependant, le nettoyage simple avec de l'eau apporte une augmentation de la puissance de 3,2% [86]. Pour un utilisateur d'un système PV, il serait intéressant de savoir la fréquence de nettoyage des modules et l'endroit le plus avantageux de leur implantation [79].

II.3. Déséquilibre au sein d'un module PV avec l'ombrage

Les caractéristiques courant-tension des cellules ou modules sont généralement considérées identiques vis-à-vis de l'éclairement et de la température. Mais ces conditions sont idéales et ce n'est pas toujours le cas en pratique. Les problèmes rencontrés sont liés au fait qu'une cellule peut être amenée à travailler comme récepteur électrique au lieu de générer de l'énergie, cela se produit notamment si elle est ombragée. Elle aura donc à dissiper de l'énergie électrique qui va s'ajouter à l'énergie du rayonnement solaire puisque cette cellule ne travaillera pas en convertisseur. Des risques d'échauffement puis de dégradations sont alors à

redouter, comme les points chauds. Une telle situation est illustrée sur la Figure II-1 dans le cas de trois cellules connectées en série.

Figure II-1. Caractéristiques des cellules PV pour un courant donné I_m en présence d'ombrage.

Si la rangée de cellules travaille à un point de fonctionnement correspondant à un courant I_m au-delà du courant de court-circuit de la cellule ombragée (*cellule 2*), le point de fonctionnement du module correspond à une tension négative aux bornes de la cellule ombragée (*cellule 2*), c'est dans ce cas que la diode by-pass rentre en compte en devenant passante. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du module PV [67,87].

Les relations suivantes permettent de calculer les données électriques courant et tension d'un module sous l'effet d'ombrage.

$$I_{\text{module}} = I_{\text{donné}} + I_{\text{by-pass}} \quad (\text{II.1})$$

$$V_{\text{module}} = \sum V_{\text{cellule}} \quad \text{si} \quad \sum V_{\text{cellule}} \geq 0$$

$$V_{\text{module}} = 0 \quad \text{si} \quad \sum V_{\text{cellule}} < 0$$

❖ Protection par diodes parallèles (by-pass)

La tension inverse à laquelle est soumise une cellule ombragée est plus élevée lorsqu'il s'agit d'un champ de modules où le nombre de cellules connectées en série devient très important. Une solution est de court-circuiter par une diode parallèle (by-pass) qui devient passante lorsque la cellule est polarisée en inverse tout en restant bloquée lorsque la cellule fonctionne normalement.

Malheureusement, il serait très onéreux de doubler toutes les cellules par une diode d'où la solution utilisée pour les modules commerciaux actuels qui consiste à partager un module PV en deux groupes et de protéger chaque groupe par une diode parallèle.

❖ Protection par diodes en série

Pour empêcher un ensemble de cellules connectées en série dans une branche d'un générateur PV de recevoir de l'énergie électrique provenant d'autres branches mises en parallèle, il faut connecter une diode en série sur chacune des branches. Ces diodes doivent supporter le courant généré par la branche lorsqu'elle fonctionne normalement. La Figure II-2 montre un exemple de générateur PV contenant ces diodes by-pass, ainsi que les diodes anti retour. Le rôle de ces diodes ne se limite pas à protéger les cellules PV car, dans le cas où le générateur débite sur une batterie d'accumulateurs, elles ont aussi la tâche d'empêcher un retour de l'énergie stockée lorsque les conditions atmosphériques sont défavorables ou durant la nuit.

Figure II-2. Module PV avec deux diodes : by-pass et anti-retour.

II.4. L'effet d'un ombrage partiel (études expérimentales)

Afin d'illustrer l'influence de l'ombrage sur le comportement d'un module PV, trois études expérimentales ont été conduites sur un ensemble de modules PV sous différentes conditions d'ombrage dans différents milieux d'implantation.

II.4.1. Ombrage partiel du module PV en milieu urbain

Pour mieux comprendre l'impact de l'ombrage sur la performance des modules PV, on caractérise le comportement d'un module PV en se plaçant dans différentes situations d'ombrage :

- a) ombrage par les salissures
- b) ombrage par la présence d'un arbre à proximité
- c) ombrage par une construction au voisinage.

Nous avons utilisé un module Isofoton en silicium monocristallin 100 Wc contenant 72 cellules en série implanté au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) à Bouzaréah avec une inclinaison de 27°. Les caractéristiques électriques du module Isofoton 100 Wc sous les conditions standards (1000W/m², masse optique: AM 1,5, température de cellule 25°C) fournies par le constructeur sont données dans le Tableau II-1.

| Caractéristique | Valeurs |
|--------------------------------------------------|---------|
| Puissance maximale (P _{ppm}) | 100 Wc |
| Tension à puissance maximale (U _{ppm}) | 34,8 V |
| Courant à puissance maximale (I _{ppm}) | 2,87 A |
| Courant de court-circuit (I _{sc}) | 3,27 A |
| Tension à circuit ouvert (V _{oc}) | 43,2 V |

Tableau II-1. Caractéristiques du module Isofoton 100 Wc.

Les caractéristiques courant-tension sont obtenues avec une charge électronique de type PVPM 2540C de précision $\pm 1\%$ relié à un ordinateur pour le traitement des données et une cellule de référence est utilisée pour récupérer les mesures de l'irradiation du soleil et de la température du module.

Dans un premier temps, nous avons caractérisé le comportement du module PV sans ombrage (référence) sous conditions extérieures pour un éclairage et une température donnés. Ensuite, dans les mêmes conditions réelles d'utilisation, on répète l'opération avec une partie de ce module qui est ombragée selon les différentes situations données dans la Figure II-3 (a et b) et qui donne un ordre de grandeur de la surface ombragée. Pour restituer le dépôt de poussière (salissures), de la terre légèrement mouillée a été étalée sur la surface. Ensuite, le module a été rapproché d'une construction, puis d'un arbre.

On fait varier le pourcentage d'ombrage de la surface du module de 5% à 20% par la salissure, de 15% par la construction au voisinage et de 20% à 90% par les feuilles de l'arbre proche.

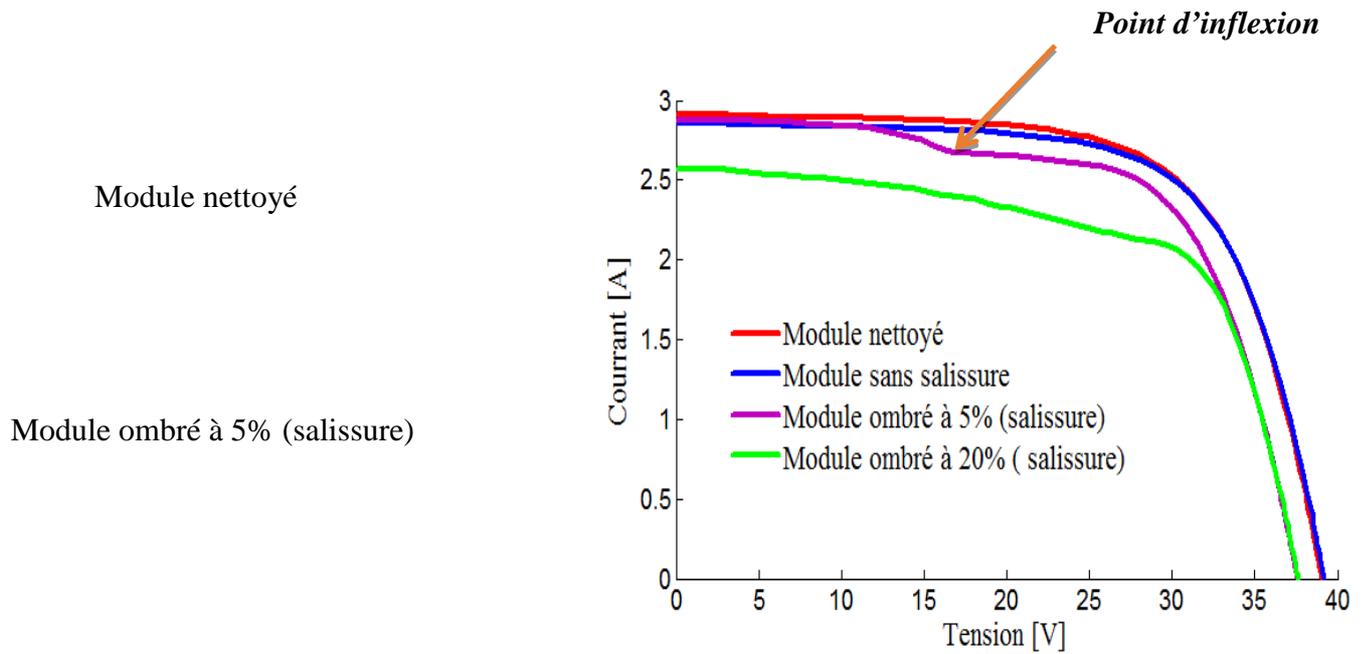
La Figure II-3 représente les résultats expérimentaux des caractéristiques I-V délivrée par le module en fonction de différentes situations d'ombrage partiel par rapport au module propre. On constate que la caractéristique I-V du module de référence nettoyé avec de l'eau est supérieure à celle du module en fonctionnement normal de 1%. Ce résultat est en accord avec l'étude faite à Phoenix en Arizona, qui a montré que la propreté d'un module PV peut devenir économiquement intéressante, puis qu'il peut récupérer 1% de sa puissance après le nettoyage

et que les effets de dépôt de saleté dépendent de l'angle d'inclinaison des modules dans le site d'implantation [88]. Dans une autre étude faite à Ouagadougou sur le dépôt de poussière, il a été montré que les modules perdent de 2 à 12% de leur rendement du fait de l'accumulation de saletés sur leur surface de captation. Cependant le nettoyage simple avec de l'eau, apporte un gain moyen journalier en puissance de 7% par rapport aux modules non nettoyés [89].

Sous l'effet de la salissure qui ombre la surface du module de 5% à 20%, on constate la déformation des caractéristiques I-V qui révèlent des diminutions des courants de court-circuit et de la puissance maximale s'élevant à 6%, 16% et à 20%, 45% respectivement. On note que l'effet de la salissure a été abordé dans plusieurs études, par exemple dans une étude réalisée à Palo Alto, en Californie, la salissure déposée sur un module PV a causé 2% de réduction du courant par rapport à celle du module propre [90].

Un point d'inflexion apparaît sur la caractéristique I-V du fait de l'activation d'une diode by-pass car les cellules ne reçoivent pas le même pourcentage d'insolation. Plus l'ombrage est important, plus le courant au point d'inflexion diminue. Une petite diminution est aperçue au niveau de la tension en circuit-ouvert (V_{oc}) due à l'échauffement au niveau de quelques cellules ombragées [91].

On constate des déformations sur les caractéristiques I-V obtenues après l'exposition à des différents pourcentages d'ombrage : de 20% et 90% par les feuilles d'un arbre et de 15% par la construction à proximité. Ces derniers induisent une diminution de la puissance maximum de 45%, 98% et 65% respectivement. Ainsi les courbes I-V présentent des « marches d'escalier » typiques du déclenchement des deux diodes by-pass. Cela explique que les diodes by-pass protègent les cellules contre les effets néfastes d'une ombre et permettent aux autres cellules de continuer à fonctionner [87]. Dans ce cas, les cellules reçoivent très peu de lumière et la différence d'irradiation est très forte. Si l'ombrage persiste pour une longue période de fonctionnement du module, cela induit le phénomène d'échauffement (hot spot) [67].



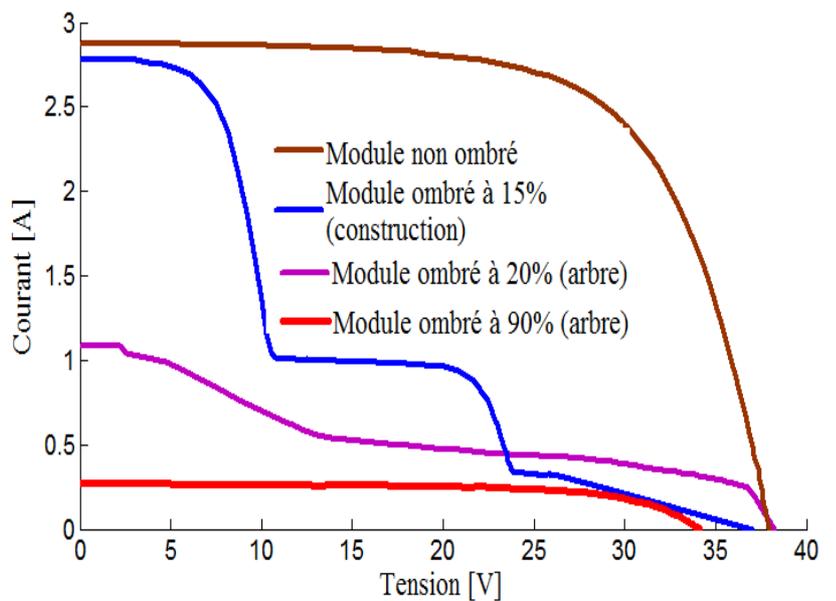
Module ombré à 20% (salissure)

(a) effet de la salissure

Module ombré à 15%
(Construction à proximité)

Module ombré à 20 %
(Arbre à proximité)

Module ombré à 90 %
(Arbre à proximité)



(b) effet de la construction, salissure et d'arbre à proximité

Figure II-3. Résultats des caractéristiques I-V de différentes situations de l'effet d'ombrage (a) et (b) sur un module PV par rapport au module propre.

II.4.2. Ombrage partiel du module PV dans un milieu aride

L'accumulation des particules de sable sur la surface du module peut affecter les performances électriques dans les régions arides qui sont caractérisées par un fort ensoleillement tout au long de l'année à cause d'une faible couverture nuageuse et des précipitations réduites. Dans cette étude, nous avons étudié l'impact de l'influence de dépôts de poussières de sable sur la caractéristique I-V des modules UDTS 50. Dans un premier temps, nous avons caractérisé un module UDTS 50 sans ombrage avec un angle d'inclinaison de 17°C en conditions réelles. Ensuite, nous avons simulé quatre scénarios a, b, c et d en étalant de la poussière de sable sur la surface du module comme présenté

Figure II-4. Des expériences sont effectuées dans les mêmes conditions de test réelles en utilisant une charge électronique (PVPM 2540C).

- a) Scénario (a) : module sans ombrage
- b) Scénario (b) : ombrage à 10% de la surface du module par des particules de sable de diamètre 0,5 mm et de densité $0,5 \text{ g.m}^{-2}$.
- c) Scénario (c) : ombrage à 90% de la surface du module par la poussière fine de sable de diamètre environ 0,05 mm et de densité de $0,2 \text{ g.m}^{-2}$.
- d) Scénario (d) : ombrage à 30% de la surface du module par des particules de sable de diamètre 0,5 mm et de densité $1,5 \text{ g.m}^{-2}$.

Dans un second temps, nous avons caractérisé cinq modules UDTS 50 installés dans le site d'Adrar après avoir été bien nettoyés avant d'être exposés sous une tempête de sable pendant une semaine (Figure II-5) afin de reprendre les mesures à des fins de comparaison. Enfin, les résultats de l'évaluation de cet effet de la poussière de sable sur les performances électriques telles que : les courbes I-V et P-V en condition réelle, la tension à circuit-ouvert (V_{oc}), le courant de court-circuit (I_{cc}), le facteur de forme (FF) et la puissance maximale (P_{max}) sous conditions STC des modules PV sont présentés.

Les caractéristiques du module PV «UDTS 50» au silicium monocristallin aux conditions STC sont consignées dans le Tableau III-2.

| Caractéristiques | Valeur |
|--------------------------------------------------|---------------------|
| Puissance maximale (P _{ppm}) | 49,4 W _c |
| Tension à puissance maximale (U _{ppm}) | 17,5 V |
| Courant à puissance maximale (I _{ppm}) | 2,9 A |
| Courant de court-circuit (I _{sc}) | 3,18 A |
| Tension à circuit ouvert (V _{oc}) | 21,6 V |

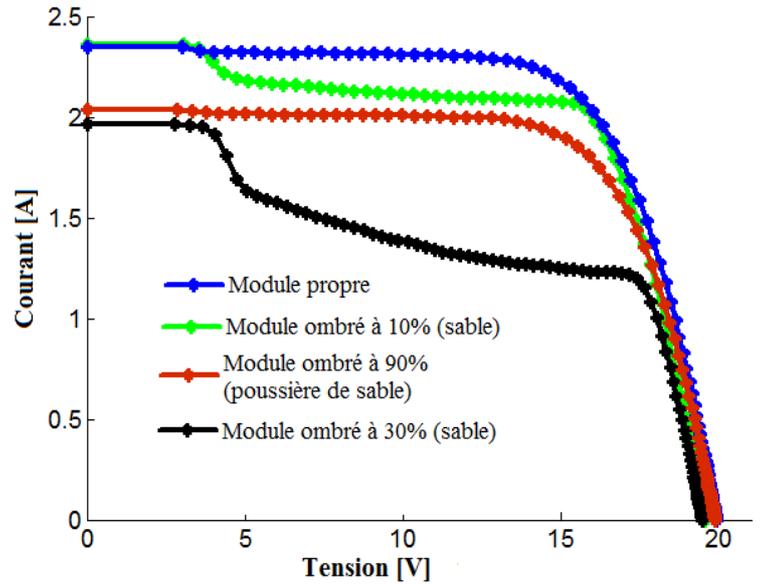
Tableau II-2. Caractéristiques du module UDTS 50 sous conditions STC.

Figure II-4, on remarque que l'ombrage de la surface du module PV provoque la déformation des deux courbes I-V et P-V par rapport au module propre, causée par le fait que le courant diminue à partir des points de court-circuit. Cette diminution augmente lorsque la densité de la poussière de sable augmente, mais la tension à circuit-ouvert n'est pas sensible à la quantité de particules de poussière de sable accumulée sur la surface du module [18]. Ce qui nous amène à calculer la variation relative des performances électriques du module ombragé par rapport au module propre.

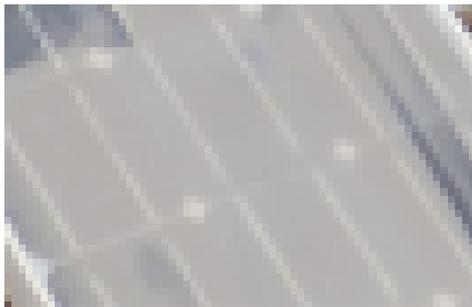
- l'ombrage partiel à 10 % de la surface du module par le sable provoque des pertes en courant de 5,5% et de 0,2% pour la puissance maximale.
- l'ombrage par poussières fines uniformes à 90% induit des pertes en courant de 2,4% et il en résulte une perte de puissance de 3%.
- L'ombrage à 30 % de la surface du module par le sable entraîne des pertes en courant de 14,6 % d'où une perte de puissance très importante de 36 % et une diminution élevée de la résistance shunt.

Cette expérience nous montre également que l'ombrage par la poussière de sable a plus d'impact sur la perte de puissance que celui avec des grains de sable de grosses tailles (diamètre supérieur à 100 μm). Cela montre que la diminution de puissance du module dépend de la densité et de la taille des particules [67].

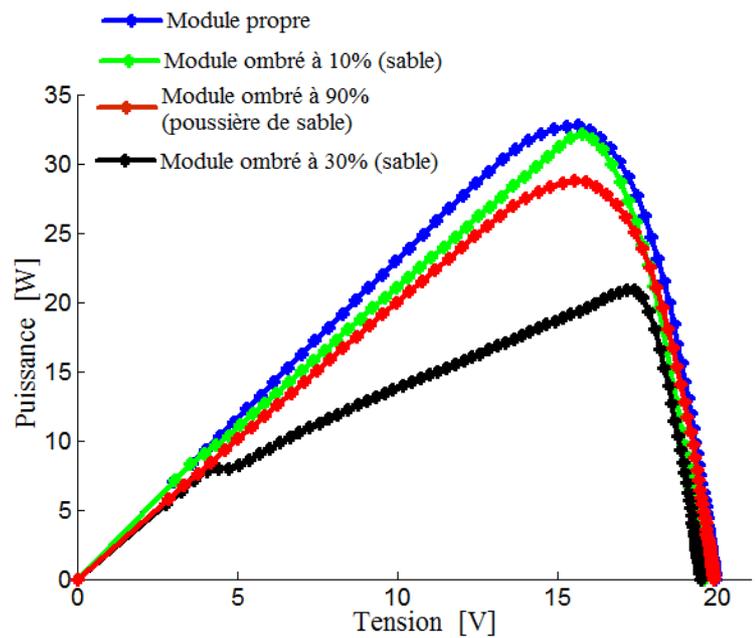
a) Module sans ombrage



b) Module ombré à 10% (sable)



c) Module ombré à 90% (poussière de sable)



d) Module ombré à 30% (sable).

Figure II-4. Différents scénarios et résultats des caractéristiques I-V et P-V du module PV sous l'effet d'ombrage par rapport au module propre.

(a) avant l'exposition

(b) après exposition

Figure II-5. Situation des cinq modules PV UDTS 50 avant (a) et après (b) après une semaine d'exposition dans le site saharien.

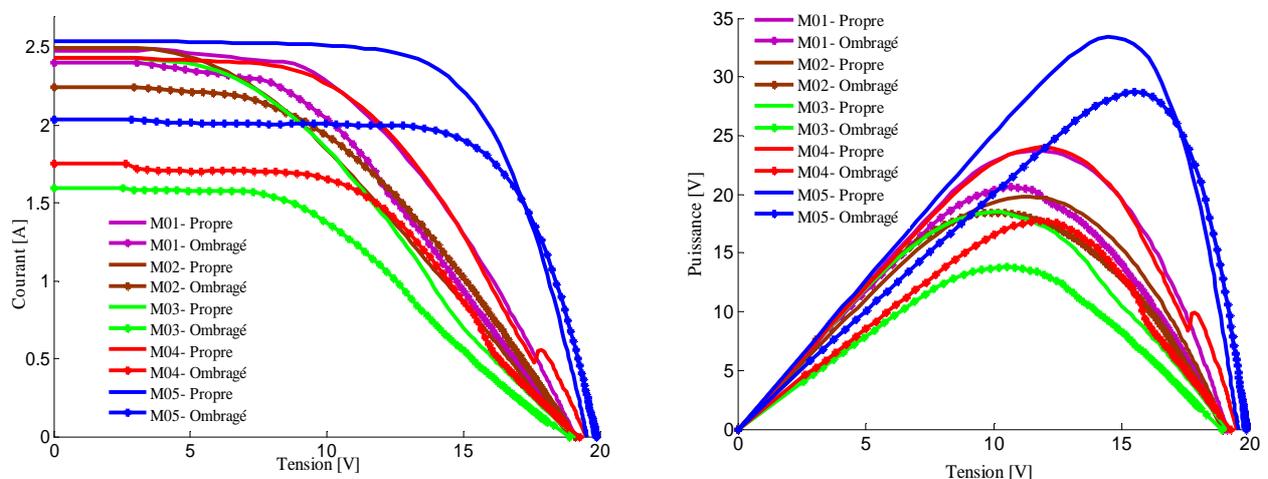


Figure II-6. Résultats des caractéristiques I-V et P-V des cinq modules PV UDTS 50.

Les résultats de la Figure II-6 présente les caractéristiques I-V et P-V de cinq modules dans deux états : modules nettoyés et modules avec une semaine d'accumulation de poussières de sable sur la surface sur site. On constate que les caractéristiques I-V et P-V correspondant aux modules propres ne présentent pas une forme usuelle sauf pour le cinquième module (M05) neuf. Par conséquent, ils n'ont plus le même comportement dû à la dégradation naturelle dans le site [93], qui a été indiquée par la présence de cellules décolorées détectées par inspection visuelle sur les quatre modules (M01-M04) et la présence des micro-rayures sur les surfaces des modules suite à des frottements par les grains de sable. Ces micro-rayures changent les propriétés optiques du verre, en modifiant les propriétés de réflexion et de transmission, en rendant le verre absorbant. Cependant la tension à circuit-ouvert V_{oc} n'est pas affectée par l'accumulation de poussières de sable sur la surface des modules, par conséquent I_{sc} et P_{max} ont des diminutions. On note que les motifs des courbes des résultats trouvés dans cette étude sont cohérents avec les résultats prédits par Al-Hasan [94].

| Paramètres électriques | Module (M01) | | | Module (M02) | | | Module (M03) | | |
|------------------------|--------------|---------|-------------------|--------------|---------|-------------------|--------------|---------|-------------------|
| | propre | ombragé | Variation absolue | propre | ombragé | Variation absolue | propre | ombragé | Variation absolue |
| P_{\max} (W) | 28,31 | 25,23 | 3,08 | 25,24 | 22,85 | 2,39 | 23,54 | 21,85 | 1,69 |
| V_{\max} (V) | 12,6 | 11,68 | 0,92 | 11,85 | 10,73 | 1,12 | 10,65 | 11,04 | -0,39 |
| I_{\max} (A) | 2,27 | 2,16 | 0,11 | 2,13 | 2,13 | 0 | 2,21 | 1,98 | 0,23 |
| I_{sc} (A) | 2,74 | 2,76 | -0,02 | 2,92 | 2,71 | 0,21 | 2,92 | 2,38 | 0,54 |
| V_{oc} (V) | 20,57 | 19,58 | 0,99 | 19,54 | 19,69 | -0,15 | 19,73 | 19,5 | 0,23 |

| Paramètres électriques | Module (M04) | | | Module (M05) | | |
|------------------------|--------------|---------|-------------------|--------------|---------|-------------------|
| | propre | ombragé | Variation absolue | propre | ombragé | Variation absolue |
| P_{\max} (W) | 29,77 | 24,06 | 5,71 | 48,59 | 46,61 | 1,98 |
| V_{\max} (V) | 12,33 | 10,71 | 1,62 | 15,85 | 16,01 | -0,16 |
| I_{\max} (A) | 2,41 | 2,25 | 0,16 | 3,06 | 2,91 | 0,15 |
| I_{sc} (A) | 2,91 | 2,64 | 0,27 | 3,41 | 3,23 | 0,18 |
| V_{oc} (V) | 20,13 | 17,38 | 2,75 | 21,35 | 21,38 | -0,03 |

Tableau II-3. Variation absolue des performances des modules après une semaine d'exposition dans le site sans nettoyage.

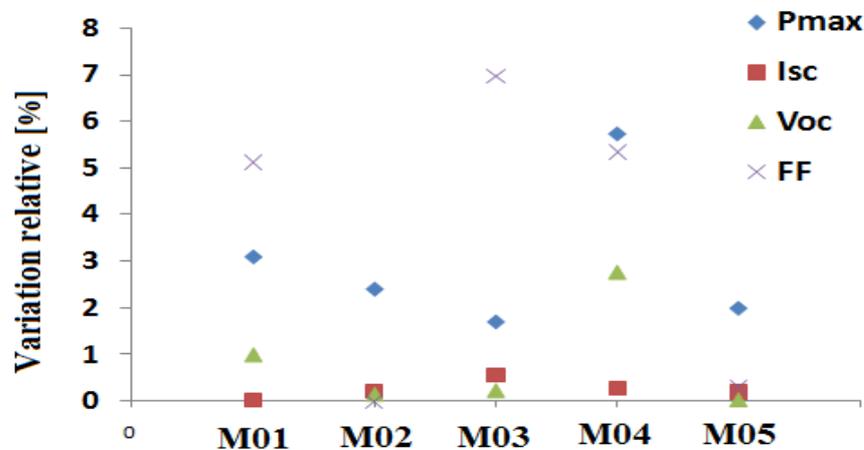


Figure II-7. Variation relative des performances électriques des cinq modules après une semaine d'exposition translattée en condition STC.

La Figure II-7 présente les résultats de la variation relative des performances électriques des cinq modules après une semaine d'expositions translattés aux conditions STC. On constate que le dépôt de poussière induit la diminution importante de la puissance maximale (P_{\max}) et du facteur de forme (FF) de 7,3% et 8,5% respectivement. En effet, dans une étude récente, il a été enregistré que le dépôt d'une densité de poussière de 30,5 mg sur un module monocristallin

induit une diminution du courant de court-circuit de 30% et de 26% pour la puissance au bout de six semaines d'exposition sans nettoyage [95]. Une étude en Egypte a montré une diminution de puissance due à la poussière atteignant 35% après seulement deux mois sans nettoyage [96] et dans un village près de Riyad (Arabie Saoudite), une autre étude a montré que l'accumulation de la poussière sur un système photovoltaïque installé induit une réduction de 32% de la performance au bout de huit mois sans que les modules ne soient nettoyés [97]. Une réduction de la puissance photovoltaïque de 17% sur des modules installés dans la ville de Koweït City a été notée après six jours sans nettoyage des modules [98].

II.5. Détermination de la caractéristique I-V et le comportement de diodes by-pass sous l'effet d'ombrage partiel

La plupart des modules PV commercialisés comportent deux voire trois diodes « by-pass » pour réduire le risque de destruction dans les conditions d'ombrage partiel d'une ou plusieurs cellules dans un module. Cet effet montre l'activation d'une ou de deux diodes by-pass, cela n'empêche pas les autres cellules de fonctionner en inverse. L'effet de la caractéristique inverse de ces cellules est visible sur la caractéristique I-V [99].

Pour mieux comprendre le comportement des diodes by-pass sous l'effet d'ombrage sur un module PV, les tests expérimentaux sont effectués sur un module Isofoton75 Wc possédant deux diodes by-pass. Chacune est connectée en parallèle à un groupe en série de 18 cellules. Ce module a été exposé au CDER. Les caractéristiques électriques du module Isofoton 75 Wc sous les conditions standards (1000W/m², masse optique : AM 1,5, température de cellule 25 °C), fournies par le constructeur sont consignées dans le Tableau II-4.

| Caractéristique | Valeurs |
|--------------------------------------------------|---------|
| Puissance maximale (P _{ppm}) | 75 Wc |
| Tension à puissance maximale (U _{ppm}) | 17,3 V |
| Courant à puissance maximale (I _{ppm}) | 4,34 A |
| Courant de court-circuit (I _{sc}) | 4,64 A |
| Tension à circuit ouvert (V _{oc}) | 21,6 V |

Tableau II-4. Caractéristiques du module Isofoton 75Wc.

Dans le premier scénario, nous avons caractérisé le module sans ombrage. Après nous avons occulté trois cellules en série puis neuf cellules en parallèle à l'aide d'un papier noir opaque apposé sur les modules PV. Les caractéristiques I-V sont mesurées sous conditions réelles à l'aide d'une charge électronique (de type PVPM 2540C) (Tableau II-9). Ensuite, dans

le second scénario, nous avons fait varier le pourcentage d'ombrage des strings de trois modules connectés en série selon les trois configurations suivantes (Figure II-10) :

- un string ombré d'un module sur trois
- deux strings ombrés de deux modules sur trois
- trois strings ombrés de chaque module.

Les résultats des caractéristiques I-V de ces tests sont présentés Figure II-9 et Figure II-11.

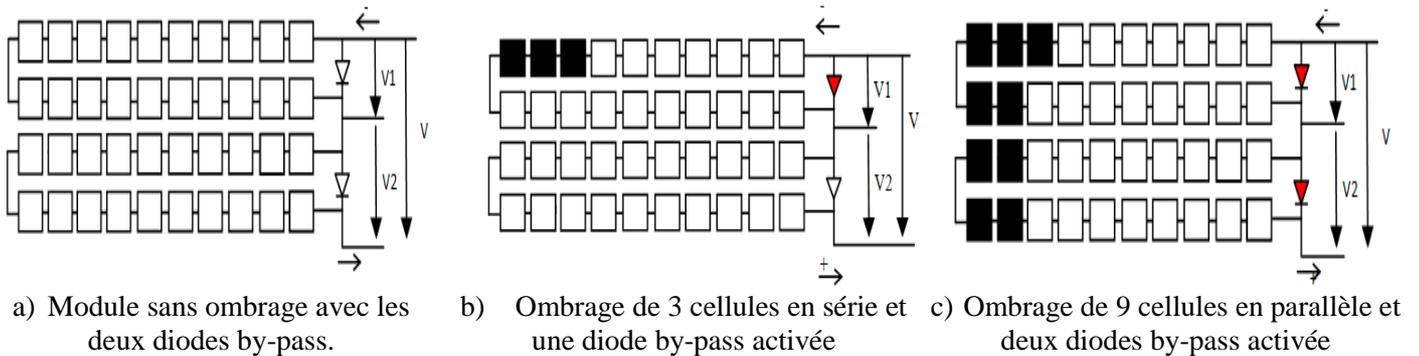


Figure II-8. Différents scénarios d'ombrage (b) et (c) par rapport au module sans ombrage (a).

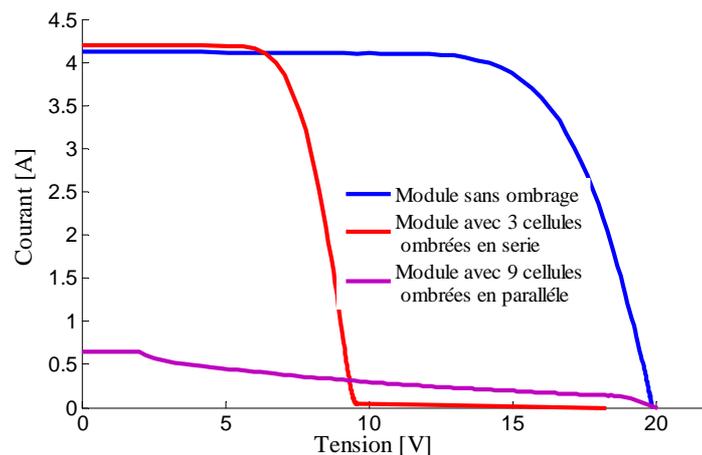


Figure II-9. Caractéristiques I-V de 3 et 9 cellules ombragées en série et parallèle respectivement par rapport au module propre.

La Figure II-9 présente les résultats concernant les courbes I-V de l'expérimentation d'un ombrage partiel de trois cellules en série puis neuf cellules en parallèle dans un module PV. On constate que l'ombrage partiel de trois cellules en série provoque une chute de tension d'environ 10 V et une perte en puissance d'environ 53%, qui est dissipée sous forme de chaleur. Lorsque les neuf cellules sont ombragées en parallèle, on a constaté qu'on perd presque tout le courant, ce qui veut dire que les deux diodes sont activées (juste un faible courant est suffisant pour mettre en conduction les deux diodes).

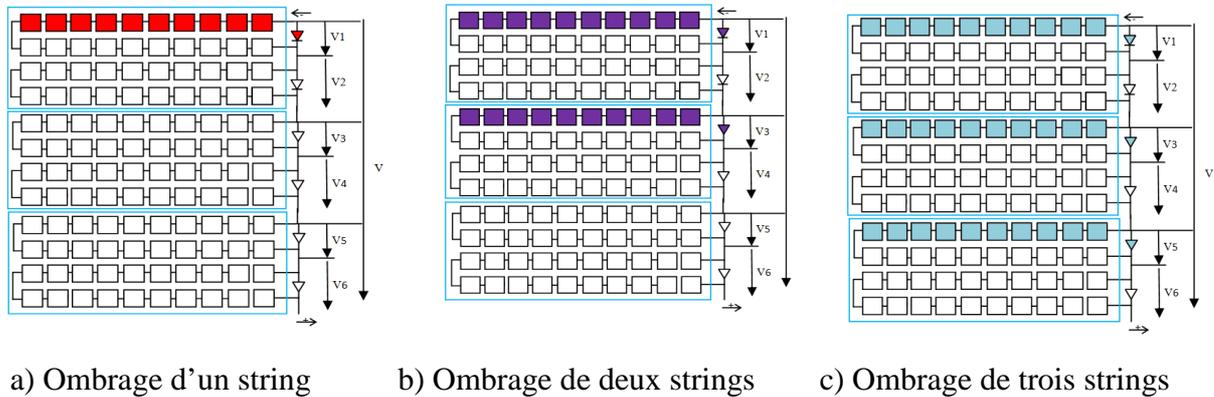


Figure II-10. Scénario d'ombrage d'un string sur les trois modules branchés en série.

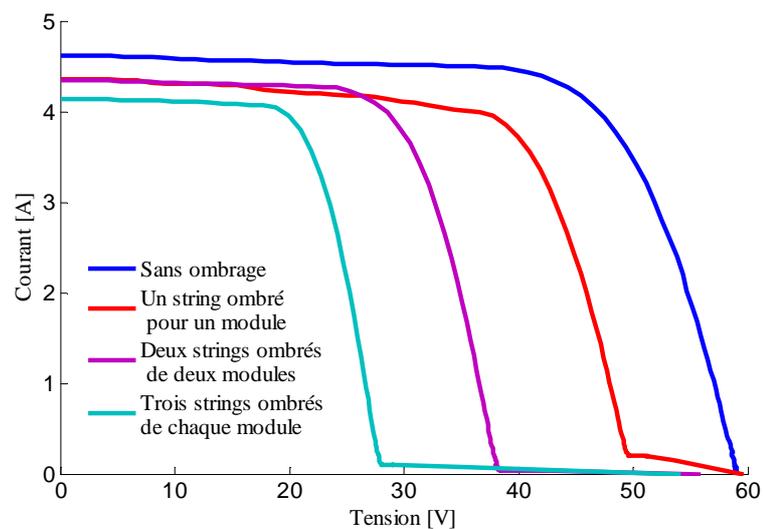


Figure II-11. Caractéristiques I-V des trois modules avec un ou plusieurs strings ombragés.

La Figure II-11 présente les résultats concernant les courbes I-V de l'expérimentation d'un string ombragé suivant les différents scénarios sur les trois modules branchés en série.

Conformément aux résultats de la Figure II-9, nous pouvons remarquer sur cette figure que la chute de tension est décalée sur la gauche à chaque scénario d'ombrage sur les trois modules, ce qui veut dire que pour ce cas, les diodes by-pass des trois modules sont activées. En effet, l'ombrage d'un, deux et trois strings de chaque module, engendre une réduction de puissance de l'ordre de 21%, 40% et 58% respectivement qui est dissipée sous forme de chaleur.

Plusieurs études ont été réalisées pour modéliser l'effet d'un ombrage partiel sur un module PV selon les interconnexions des cellules et le fonctionnement des diodes by-pass [22,100] et ont révélé des résultats similaires.

II.5.1. Comportement des différentes parties ombragées sans et avec diode by-pass

Nous avons effectué différents types d'ombrage partiel sur la surface des cellules d'un module PV type Atersa 75 WC. Les caractéristiques sont données dans le Tableau II-5. On utilise pour cela du carton complètement opaque.

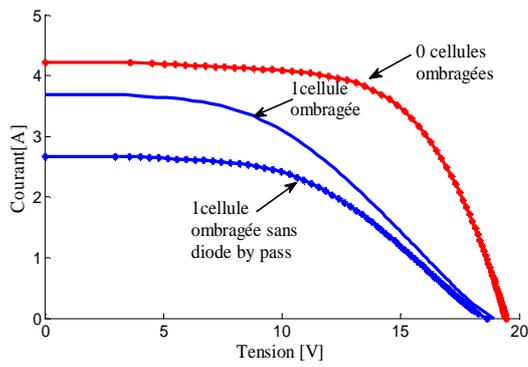
Les scénarios a, b, c et d pour les deux cas : en présence des diodes by-pass puis en leur absence sous conditions réelles sont montrés dans la Figure II-12.

- Scénario a : ombrage d'une cellule.
- Scénario b : ombrage de deux cellules en série dans le module.
- Scénario c : ombrage de deux cellules en parallèle dans le module.
- Scénario d : ombrage de neuf cellules en série dans le module.
-

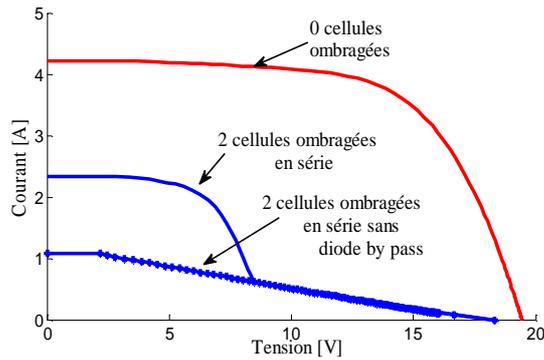
| Caractéristique | Valeurs |
|--------------------------------------------|---------|
| Puissance maximale (P_{ppm}) | 75Wc |
| Tension à puissance maximale (U_{ppm}) | 17 V |
| Courant à puissance maximale (I_{ppm}) | 4,4 A |
| Courant de court-circuit (I_{sc}) | 4,8A |
| Tension à circuit ouvert (V_{oc}) | 21 V |

Tableau II-5. Caractéristiques du module Atersa 75 Wc sous les conditions standards (1000 W/m², masse optique: AM 1.5, température de cellule 25 °C.

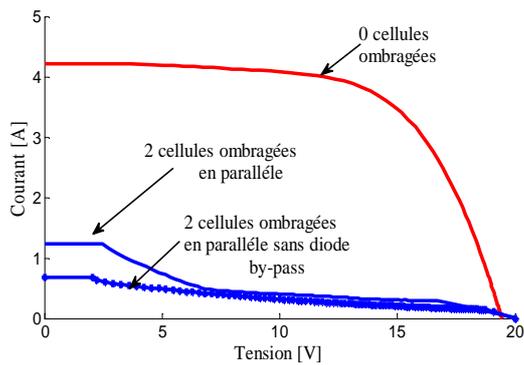
L'ensemble des résultats des caractéristiques I-V pour ces scénarios sont présentés dans la Figure II-12.



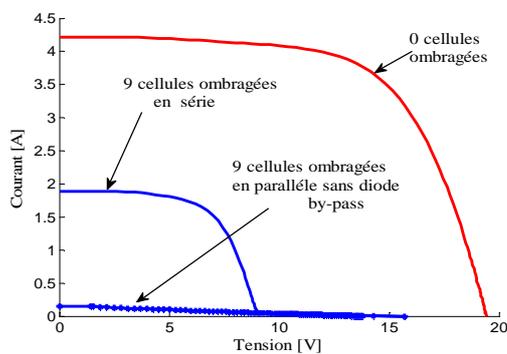
a) ombrage d'une cellule dans le module en présence et en absence de diodes by-pass.



b) ombrage de 2 cellules en série dans le module en présence et en absence de diodes by-pass.



c) ombrage de 2 cellules en parallèle dans le module en présence et en absence de diodes by-pass.



d) ombrage de 9 cellules en série dans le module en présence et en absence de diode by-pass.

Figure II-12. Scénarios et résultats des caractéristiques I-V expérimentales du module pour différents types d'ombrage des cellules avec et sans diode by-pass (a, b, c et d).

La Figure II-12 représente les résultats des caractéristiques I-V expérimentales de différents scénarios d'ombrage des cellules de ce module avec et sans diode by-pass. Nous pouvons constater sur la Figure II-12 (a) que l'ombrage d'une cellule sur le module PV provoque la déformation de la caractéristique I-V causée par le fait que le courant diminue à partir du point de court-circuit. La tension n'est pas affectée mais la puissance est diminuée de 32,55 %. L'absence d'une diode by-pass n'empêche pas la cellule ombragée de fonctionner en inverse. Lorsque le nombre de cellules ombragées augmente, cas de 2 cellules en série, illustré dans la Figure II-12 (b), un point d'inflexion apparaît du fait de l'activation de la diode by-pass. Cela se traduit par la déconnexion de toute la partie qui contient les deux cellules ombragées. L'absence de diode by-pass n'empêche pas la circulation du courant inverse dans les autres cellules, ce qui provoque la perte importante de puissance de sortie d'environ 56,8%.

Nous pouvons constater sur la Figure II-12 (c) que l'ombrage de deux cellules en parallèle induit une perte de puissance d'environ 50% due à la diminution du courant de l'ordre de 35% de sa valeur initiale tandis que la tension à circuit ouvert est presque constante. Dans ce cas, on peut dire que les connexions parallèles sont moins sensibles à l'ombre que les connexions en série. Ce qui veut dire que le point d'inflexion est décalé vers la gauche par le fait que les deux diodes by-pass sont activées. L'absence de ces deux dernières n'a pas d'influence sur le comportement des autres cellules.

La Figure II-12 (d) illustre la perte en tension d'environ 10% lorsque 9 cellules en série sont ombragées. La chaîne qui contient ces cellules ombragées est complètement déconnectée, ce qui conduit à la diminution du courant et à l'augmentation de la tension négative, qui se superpose avec la tension positive des autres cellules. Ceci entraîne alors une perte importante de la puissance du module PV d'environ 57%. La perte en tension augmente en fonction de la croissance de l'amplitude de l'ombrage car il n'y a plus de protection assurée par la diode by-pass. L'absence de diode by-pass provoque l'effet d'avalanche sur les caractéristiques (fonctionnement inverse des cellules). On a constaté des pertes importantes en courant et des faibles pertes en tension, ce qui empêche le basculement de la deuxième diode en mode passant.

II.5.2. Etude comparative

Nous avons fait une étude comparative des résultats expérimentaux de l'effet d'ombrage partiel sur un module PV en présence et en absence de diode by-pass par rapport à ceux d'une étude de simulation numérique avec le logiciel ICAP/4 [101,102].

Le Tableau II-6 et le Tableau II-7 indiquent le pourcentage de perte de puissance par rapport au cas où le module n'est pas ombragé en fonction du nombre de cellules ombragées pour les deux cas avec et sans diode by-pass.

| Nombre de cellules ombrées | Puissance (W) | | Perte de puissance (%) | |
|----------------------------|---------------|------------|------------------------|------------|
| | Avec 2 diodes | Sans diode | Avec 2 diodes | Sans diode |
| Sans ombrage | 60,52 | 60,52 | 0 | 0 |
| 1 cellule | 40,82 | 40,82 | 32,55 | 32,55 |
| 2 cellules en série | 26,14 | 8,13 | 56,81 | 86,56 |
| 9 cellules en série | 26,09 | 1,34 | 56,89 | 97,78 |

Tableau II-6. Pertes de puissance pour différents scénarios d'ombrage d'un module PV.

| Nombre des cellules ombrées | Puissance (W) | | | Perte de puissance (%) | | |
|-----------------------------|---------------|------------|----------------|------------------------|------------|----------------|
| | Avec 2 diodes | Sans diode | Avec 36 diodes | Avec 2 diodes | Sans diode | Avec 36 diodes |
| Sans ombrage | 69,93 | 69,93 | 69,93 | 0 | 0 | 0 |
| 1 cellule | 34,58 | 34,58 | 65,52 | 50,55 | 50,55 | 6,3 |
| 2 cellules en série | 32,59 | 19,25 | 61,12 | 53,39 | 72,47 | 12,59 |
| 3 cellules en séries | 32,56 | 12,72 | 56,73 | 38,55 | 81,81 | 18,87 |

Tableau II-7. Pertes de puissance pour différents scénarios d'ombrage d'un module PV simulées avec le logiciel ICAP/4.

(a) Résultats de notre cas d'étude

(b) Résultats avec le logiciel ICAP/4

Figure II-13. Comparaison des pertes de puissance suivant le nombre de cellules ombragées avec et sans diode by-pass.

D'après les résultats de la Figure II-13, on peut comparer nos résultats obtenus expérimentalement avec les résultats du logiciel ICAP/4. On note qu'une bonne concordance dans les pertes de puissance est vérifiée entre l'expérience et le modèle dans le cas de l'ombrage de 1, 2 et 3 cellules en série avec et sans diode by-pass. On a constaté aussi d'après

les résultats de la simulation par le logiciel ICAP/4 que l'intégration des diodes by-pass pour chaque cellule diminue fortement les pertes de puissance liées à l'ombrage partiel.

II.6. Ombrage partiel d'une cellule

II.6.1. Description de la plateforme d'expérimentation

Pour mener à bien nos expérimentations d'ombrage sur le module et obtenir les conditions favorisant l'effet d'ombrage artificiel au niveau du laboratoire « Piles à combustibles » FCLAB, nous avons constitué une plateforme permettant de simuler ce phénomène. Cette plateforme est composée d'un module PWX 500 au silicium multi-cristallin Photowatt dont les caractéristiques sont illustrées par le Tableau II-8, d'une source d'éclairage artificielle avec des lampes au Xénon de 200W, qui permettent de simuler l'ensoleillement, et une résistance de charge permettant de balayer le point de fonctionnement du générateur. Un luxmètre a été également utilisé pour récupérer l'information sur l'éclairement et un thermocouple pour mesurer la température des cellules, ainsi qu'un multimètre pour le courant et la tension (Figure II-14). Ensuite toutes les grandeurs sont sauvegardées dans un PC.

| Caractéristique | Valeurs |
|--------------------------------------------|---------|
| Puissance maximale (P_{ppm}) | 47,6 Wc |
| Tension à puissance maximale (U_{ppm}) | 17 V |
| Courant à puissance maximale (I_{ppm}) | 2,8 A |
| Courant de court-circuit (I_{sc}) | 3,1 A |
| Tension à circuit ouvert (V_{oc}) | 21,9 V |

Tableau II-8. Caractéristiques du module PWX 500 sous les conditions standards (1000 W/m², masse optique : AM 1.5, température de cellule 25 °C).

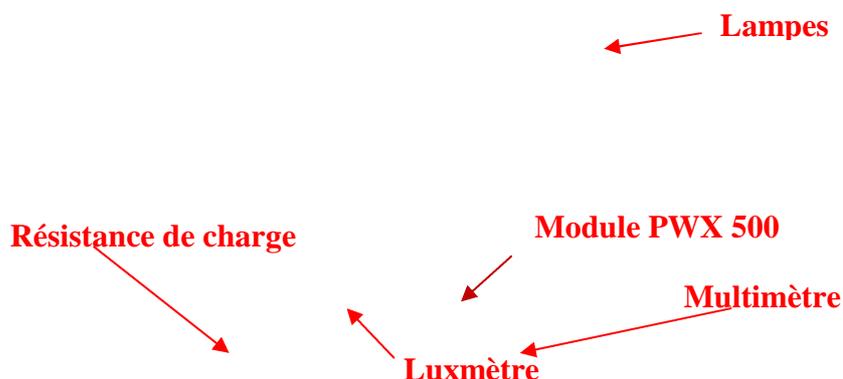


Figure II-14. Dispositif expérimental de mesure des caractéristiques du module PWX 500 sous l'effet d'ombrage partiel.

Nous avons proposé d'effectuer différents scénarios d'ombrage à l'aide de caches sur le module PWX 500. Dans un premier temps, nous avons soumis le module à une source de lumière artificielle sans aucun ombrage, pour évaluer la caractéristique de référence. Dans un second temps, on fait varier la taille de la surface ombrée d'une cellule de 0%, 25%, 50% ,75 % et 100%. Enfin, les caractéristiques acquises en conditions réelles de fonctionnement pour les différents scénarios d'ombrage ont été prélevées. L'ensemble des résultats de ces mesures sont présentés ci-dessous.

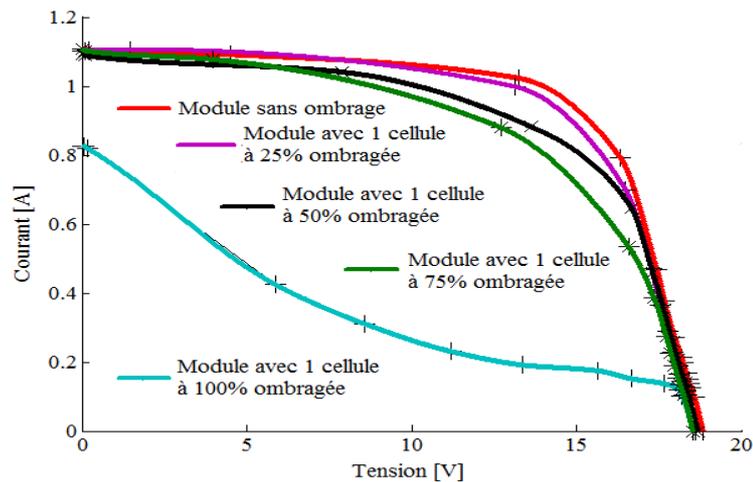


Figure II-15. Caractéristiques expérimentales I-V d'un module PV avec une cellule ombragée de 25%, 50% ,75% et 100% par rapport au module sans ombrage.

On constate sur la Figure II-15 la déformation de la courbe expérimentale I-V du module PV avec l'augmentation de pourcentage d'ombrage sur une cellule. Un point d'inflexion apparaît du fait de l'activation d'une diode by-pass. Plus l'ombrage est important sur la cellule, plus le courant diminue à partir du point de court-circuit. Ceci induit l'augmentation des pertes de puissance. Par conséquent, la tension à circuit ouvert n'est pas affectée. Sur le Tableau II-9, nous présentons les puissances optimales pour chaque condition d'ombrage et la perte de puissance qui en résulte par rapport au module sans ombrage sous les mêmes conditions.

| Pourcentage d'ombrage d'une cellule (%) | Puissance maximum | Perte de puissance(%) |
|-----------------------------------------|-------------------|-----------------------|
| 0 | 10,94 | 0 |
| 25 | 10,62 | 2,93 |
| 50 | 8,10 | 25,95 |
| 75 | 4,78 | 56,31 |
| 100 | 4,75 | 56,58 |

Tableau II-9. Pertes de puissance pour différents pourcentages d'ombrage d'une cellule photovoltaïque ombragée.

II.6.2. Modélisation de la perte de puissance

La perte de puissance du module PV en fonction de la surface ombragée peut être exprimée par l'équation (II.2) suivante :

$$Y = a_1 \cdot X^3 + a_2 \cdot X^2 + a_3 \cdot X + a_4 \quad (\text{II.2})$$

Y : perte de puissance %.

X : surface ombragée %.

Les coefficients sont extraits suivant les données expérimentales par la méthode polynomiale de degré 4 avec un fitting (Cftool Tool box) dans le logiciel Matlab.

Les valeurs des paramètres du modèle obtenues sont données dans le Tableau II-10 ci-dessous.

| Coefficients | a ₁ | a ₂ | a ₃ | a ₄ |
|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Valeurs | -0.0002676 | 0.04037 | -0.7954 | 0.3526 |

Tableau II-10. Résultats des calculs des paramètres du modèle
La caractéristique $Y = f(X)$ est obtenue et comparée avec celle de la mesure expérimentale
comme le montre la

Figure II-16. Évolution du taux de perte de la puissance en fonction du pourcentage d'ombrage de la cellule PV.

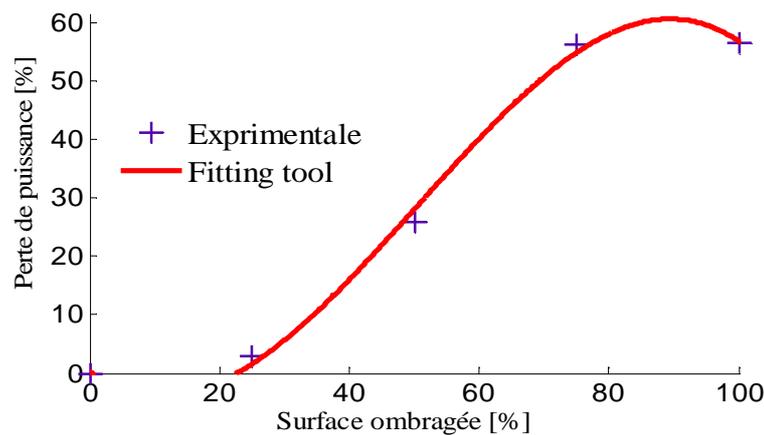


Figure II-16. Évolution du taux de perte de la puissance en fonction du pourcentage d'ombrage de la cellule PV.

Le résultat de la Figure II-16 montre que l'augmentation du pourcentage d'ombrage de la cellule dans le module PV se traduit par l'augmentation des pertes de production de la puissance de sortie. On constate que l'influence de l'ombrage est très important, puisque avec seulement 50% d'une cellule ombragée sur les 36 cellules, la puissance est réduite de 26% et qu'elle est diminuée de 57% avec une cellule complètement ombragée. Une bonne concordance dans les pertes de puissance d'environ 50% à 57% est vérifiée entre l'expérience et la simulation numérique avec le logiciel ICAP/4 pour une cellule ombragée. Plusieurs études ont montré l'influence de l'ombrage partiel d'une cellule sur la caractéristique I-V et l'activation de la diode by-pass [79,100].

II.6.3. Détection de l'effet d'échauffement due à l'ombrage dans un module PV

La méthode infrarouge est très utilisée dans le domaine du diagnostic des pannes. Elle permet la détection des défauts lorsqu'ils existent, qui sont généralement la conséquence d'un ombrage sur un module PV, par la distribution de la température.

Nous avons proposé d'effectuer différents scénarios d'ombrage à l'aide de caches sur le module PWX 500. Dans un premier temps, nous avons soumis le module à une source de lumière artificielle sans aucun ombrage pour évaluer la caractéristique de référence. Dans un second temps, on fait ombrer 1, 9 et 18 cellules en série et en parallèle respectivement. Enfin, les différentes images infrarouges (a, b, c, d et e) et les images au format 3D (a', b', c' et d'), respectivement obtenues par la caméra infrarouge, ont été prélevées. L'ensemble des résultats de ces mesures sont présentés ci-dessous. En observant les résultats montrés Figure II-17, on constate que les différentes images infrarouges en format normal et en 3D obtenues par la caméra infrarouge permettent la détection, la localisation et l'identification du nombre de cellules ombragées, comme indiqué par les zones de température réduite de 7°C à 17°C par rapport à la surface éclairée et reflété par l'intensité de couleur réduite par rapport à des zones de haute température, qui sont en couleur claire. En effet, l'utilisateur sera prévenu en temps réel de l'apparition d'un ombrage et pourra ainsi effectuer une maintenance rapide de l'installation photovoltaïque. Une étude a montré que le phénomène d'échauffement peut avoir des conséquences directes sur la baisse de puissance lorsque les cellules sont ombragées partiellement [103].

(a) Module sans ombrage

(b) module avec une cellule ombragée

(c) module avec 9 cellules ombragées en parallèle

(d) module avec 18 cellules ombragées en série

Figure II-17. Images Infrarouges en format normal et en 3D de l'évolution de la température de 1,9 et 18 cellules ombrées par rapport au module sans ombrage.

II.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons montré par l'analyse des caractéristiques I-V l'effet d'ombrage partiel d'un module PV par des contraintes environnementales (salissure, feuille d'un arbre, parties de construction voisinage et poussière de sable) dans un site urbain et aride.

Nous avons constaté durant l'étude expérimentale effectuée sur l'influence de l'ombrage sur les performances du module que, si on ne nettoie pas nos modules, on perd une puissance de plus de 50% de la valeur initiale lorsqu'ils sont propres dans un milieu urbain et d'environ 80% dans un milieu désertique. En effet, les résultats montrent que les cinq modules PV restés une semaine sans nettoyage peuvent voir leur puissance maximum diminuer de 8,5 %. Dans ce cas, nous pouvons dire qu'il est nécessaire de nettoyer les modules chaque semaine.

La détection de points d'inflexion dans l'analyse des caractéristiques I-V liée à l'activation d'une ou plusieurs diodes by-pass, nous a permis de détecter la présence d'ombrage partiel sur le module. Une étude comparative avec des résultats de simulation numérique de l'effet d'ombrage a été menée avec des résultats en accord sur le rôle protecteur des deux diodes. Ceci nous a conduits à dire que l'intégration des diodes by-pass pour chaque cellule réduit les risques liés à l'ombrage et garantit une bonne fiabilité dans l'intégration des systèmes photovoltaïques dans les bâtis. Nous avons montré aussi l'utilité d'utiliser la méthode d'images infrarouges qui permet de détecter et de localiser les cellules photovoltaïques partiellement ou complètement occultées.

Les modules photovoltaïques sont soumis à différentes modes de dégradation qui dépendent principalement des conditions du site d'implantation. Dans le chapitre suivant nous exposons une étude de retours d'expériences sur une longue période de fonctionnement de modules PV dans deux sites différents en Algérie.

CHAPITRE III : Étude de deux centrales photovoltaïques une, en milieu désertique et une, en milieu méditerranéen

III.1. Introduction

La prédiction de la fiabilité des modules photovoltaïques (PV) nécessite une compréhension complète de la conception du système, de l'environnement d'exploitation, en particulier dans les régions aux conditions climatiques contraignantes tel que le milieu désertique. En effet, les régions sahariennes sont souvent exposées à des niveaux élevés d'éclairement et de température (jusqu'à 60°C). Ces températures combinées avec la forte irradiation UV constituent des conditions de fonctionnement contraignantes pour les modules PV. Les conditions de caractérisation des modules sur lesquelles les fabricants s'appuient pour allonger les durées de vie et de garantie des modules sont très différentes des conditions de fonctionnement en milieu saharien. Dans ce chapitre, nous présentons tout d'abord les principaux modes de dégradations qui apparaissent dans neuf modules type Belgo solar exposés dans la station de Melouka et qui ont fonctionné pendant 28 ans, ainsi que les résultats expérimentaux de tests de performances électriques relevées dans le but d'étudier leur impact sur les caractéristiques électriques et de calculer le taux de dégradation engendré à des fins de comparaisons avec les autres résultats obtenus dans la littérature. L'étude a été également effectuée pour l'évaluation des dégradations en milieu méditerranéen sur six modules PV type Isofoton 106 Wc exposés dans la centrale PV connectée au réseau qui est installée sur la terrasse du bloc d'administration du Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) à Bouzaréah (Alger) depuis 10 ans. En effet, la région est caractérisée par une température très élevée supérieure à 30°C en période de chaleur. Cette température combinée d'une part avec l'humidité et l'irradiation UV constituent des conditions de fonctionnement contraignantes pour les modules PV. Ces mesures et observations constituent un retour d'expérience intéressant pour les modules PV.

III.2. Évaluation de la dégradation des modules PV en milieu désertique

III.2.1. Description de la station

La centrale de Melouka de 30,24 kW présentée sur la Figure III-1, est la première centrale installée dans la wilaya d'Adrar (milieu saharien). Cette région située à l'extrême sud algérien, offre de meilleures opportunités pour les installations solaires en raison de son ensoleillement important. La plateforme de mesure est située à 27,52° de latitude Nord et 17° de longitude Ouest et à une altitude de 279 mètres. La réalisation de cette centrale a été faite dans le cadre de la coopération entre deux pays, l'Algérie et la Belgique, en 1985 pour alimenter des applications autonomes. En effet, elle est constituée d'un champ photovoltaïque de 865 modules identiques type Belgosolar (même constructeur, même technologie et caractéristiques techniques identiques), divisé en quarante-huit

chaînes de 630Wp, orientées et interconnectées de façon appropriée pour produire l'énergie souhaitée. En effet, l'énergie solaire est directement convertie en électricité au moyen de 36 cellules solaires en silicium monocristallin connectées entre elles pour constituer un module PV d'une puissance crête de 35 Wc. L'angle d'inclinaison est de 27,5°. Une encapsulation de type bi-verre est utilisée pour assurer la liaison mécanique de l'ensemble. Les cellules sont enchâssées dans une résine transparente qui assure le scellement et sont protégées contre les pénétrations d'humidité par une face avant en verre à haute transmission et une face arrière en verre. La configuration de l'installation est donnée dans le Tableau III-1.

La plateforme dispose d'un important potentiel solaire avec une moyenne annuelle pour l'irradiation globale journalière mesurée sur plan incliné dépassant la valeur de 7kWh/m² [25]. La température ambiante est généralement supérieure en moyenne à 40°C pendant les mois de l'été avec des pics autour de 63°C (août et juillet).

Figure III-1. Vue d'ensemble de la centrale PV Melouka (région d'Adrar, Algérie).

| Caractéristiques du champ Photovoltaïque | |
|------------------------------------------|-------------------------|
| Puissance d'un module | 35 Wp |
| Puissance du champ | 30,24 KWp |
| Nombre de modules | 864 |
| Nombre de branches | 48 chaînesde 18 modules |
| Tension de fonctionnement | 220 V |
| Angle d'inclinaison | 17,5° |

Tableau III-1. Configuration de la centrale Melouka.

III.2.2. Présentation de la plateforme expérimentale

Nous avons exploité la caractérisation électrique de sept modules PV au niveau du site à l'aide d'un banc d'essais (Figure III-2). Des expériences sont effectuées en utilisant une charge électronique PVPM 2540C relié à un ordinateur pour le traitement des données. Une cellule de référence a été utilisée pour recueillir des informations sur l'éclairement et la température des modules PV. La collecte et le stockage des mesures effectuées (courant, tension, éclairement et température de cellules) sont récupérés sous forme de fichiers Excel avec cent points pour tracer une courbe I-V en temps réel de fonctionnement. Ainsi une base de données pour le traitement ultérieur est constituée.

Figure III-2. Schéma général du banc d'essais.

III.2.3. Description de la charge électronique

Elle est composée de deux parties : une partie « hard » et l'autre partie « soft ». Son rôle est de mesurer automatiquement la caractéristique courant-tension (I-V) du module PV, et à partir de là, elle calcule les caractéristiques effectives de la cellule solaire, la puissance crête (P_c), la résistance série (R_s) et la résistance parallèle (R_p).

Les données mesurées sont enregistrées sur une mémoire interne de la charge électronique (possibilité de stocker plus de 100 mesures) ou transférées vers un PC via le câble RS 232. Les résultats obtenus sont visualisés sur un écran à cristaux liquides sous forme de tableau ou graphique (Figure III-3(a)).

La cellule solaire de référence type IKS Photovoltaik (Allemagne) utilisée dans notre étude expérimentale est à base de silicium monocristallin. Elle est calibrée à 93,0 mV sous conditions STC par l'institut d'énergie solaire en Allemagne (ISET) [104]. Elle sert d'instrument de mesure de

l'éclairement sur plan du module. Elle est aussi accompagnée d'une sonde de température de type Pt1000 de résolution 0,02 °C, qui donne la température du module PV (Figure III-3(b)).

(a) (b)

Figure III-3. Présentation de dispositif de mesures : a) charge électronique, b) cellule calibrée.

III.2.4. Standardisation des mesures réalisées dans les conditions réelles

Les constructeurs de modules PV fournissent les caractéristiques mesurées dans les conditions de test standards (STC). Dans le cas où la mesure de la caractéristique I-V est faite sur le site dans les conditions atmosphériques réelles, on est amené à utiliser la procédure selon la norme CEI 891 pour translater vers d'autres conditions telles que les conditions STC qui sont : éclairement de 1000 W/m², température de cellule de 25°C et une masse d'air AM 1,5 afin de comparer les performances du module PV à celles données par le constructeur dans sa fiche technique, qui correspondent aux caractéristiques initiales [105]. Les valeurs du courant de court-circuit et de la tension en circuit-ouvert standardisées sont calculées en utilisant les équations (Eq.III.1 et III.2) suivantes [106-107] :

$$I_{STC} = I_{mes} \left(\frac{G_{STC}}{G_{mes}} \right) + \alpha(T_{mes} - T_{STC}) \quad (III.1)$$

$$V_{STC} = V_{mes} - \beta(T_{STC} - T_m) - R_{s,mes}(I_{mes} - I_{STC}) + V_t \ln \left(\frac{G_{STC}}{G_{mes}} \right) \quad (III.2)$$

avec :

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

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

I_{mes} : courant mesuré (A).

V_{mes} : tension mesurée (V).

G_{STC} : éclairement de référence (1000 W/m²).

G_{mes} : éclairement incident mesuré (W/m²).

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

T_{mes} : température mesurée (ou estimée) du module ($^{\circ}C$).

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

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

R_s : résistance série du module (Ω).

V_t : tension thermique du module ($J.C^{-1}$).

La relation de la puissance maximale standardisée est exprimée par la relation(Eq.III.3).

$$P_{max} = V_{oc} \times I_{sc} \times FF \quad (III.3)$$

III.2.5. Détermination du modèle de la caractéristique I-V

Pour quantifier l'impact de la dégradation sur les performances électriques du module, la diminution de ces caractéristiques courant- tension (I-V) doit être déterminée et analysée [26]. Dans ce cas, le modèle choisi pour la description de la caractéristiques I-V du module PV est celui de modèle explicite de Rauschenbach donné dans le chapitre I. Le modèle a été programmé sous Matlab-Simulink (Figure III-4) pour tracer les courbes I-V des modules PV dans les conditions STC.

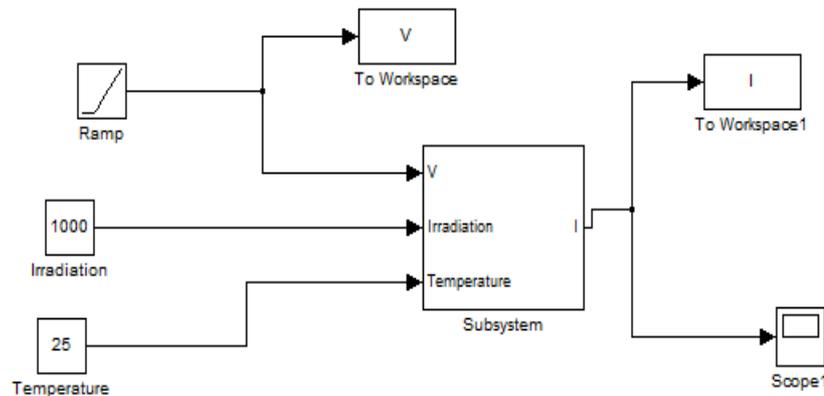


Figure III-4. Modèle de la caractéristique I-V sous Matlab-Simulink.

III.2.6. Calcul du taux de dégradation

La valeur standardisée pour le courant de court-circuit (I_{sc}), la tension à circuit ouvert (V_{oc}), la puissance maximale (P_{max}) et le facteur de forme (FF) du module PV est comparée à la valeur initiale donnée par le fabricant avant la mise en service du module photovoltaïque. La différence exprimée en pourcentage représente le taux de dégradation (T_{DX}) du paramètre considéré et est donnée par l'équation (III.4) suivante [33,108-109] :

$$T_D X(\%) = \left(1 - \frac{X}{X_0}\right) \times 100 \quad (\text{III.4})$$

avec : $X = [I_{sc}, V_{oc}, P_{max}, FF]$ qui représente la valeur de chaque paramètre considéré après la dégradation à l'instant d'exécution des tests. $X_0 = [I_{sc0}, V_{oc0}, P_{max0}, FF_0]$ représente la valeur de chaque paramètre considéré dans les conditions standards de test (STC) à l'instant initial. Le taux annuel de dégradation ($T_D X$) des paramètres électriques du module PV considéré à partir de la première mise en service de celui-ci est exprimé par la relation suivante :

$$\frac{T_D X(\%)}{\text{années}} = \left(\frac{T_D X}{\Delta t}(\%)\right) \times 100 \quad (\text{III.5})$$

Δt (années) représente la durée d'exposition sous éclairage du module depuis la mise en service jusqu'au moment des tests.

Après avoir translaté les données des performances (I_{sc} , V_{oc} , P_{max} et FF [%]) de sept modules en conditions STC, nous pouvons estimer et comparer le taux annuel de dégradation des performances des modules testés par rapport aux valeurs des performances données par le constructeur.

III.2.7. Evaluation des modes de dégradations des modules PV

Dans notre étude, nous avons effectué une campagne d'observation de neuf modules PV (M01-M09) de la centrale en avril 2013 après avoir nettoyé et dépourvu de tout dépôt de poussières de sable sur la surface des modules, qui ont fonctionné pendant 28 années dans l'environnement saharien. Les modes de dégradation les plus significatifs sont présentés à la Figure III-5.

Les résultats concernant les différents modes de dégradation observés selon le degré d'apparition et les résultats des mesures d'éclairage, de température et de puissance maximale pour chacun des neuf modules testés sont recensés dans le Tableau III-2. Les mesures des caractéristiques I-V des modules dans des conditions réelles (Figure III-6) sont translatées pour les conditions STC. Ces dernières sont comparées à la caractéristique I-V avant la mise en service des modules PV présentée à la Figure III-5. Enfin, le taux de dégradation des performances électriques (le courant de court-circuit (I_{sc}), la tension en circuit ouvert (V_{oc}), la puissance maximale (P_{max}) et le facteur de forme (FF)) ainsi que l'incertitude des mesures sont déterminés pour les conditions standards de test (STC).

M01 : décoloration brune foncée de l'EVA

M02: bris et fissures de verre

M03: abrasion du verre



M04: brunissement foncé des cellules

M05: oxydation des contacts

M06: délamination

M07: jaunissement de l'encapsulant

M08 : hot-spots sur les cellules

M09: choc thermique

Figure III-5. Principales dégradations observées pendant l'inspection visuelle sur neuf modules PV après 28 ans de fonctionnement dans un milieu saharien.

La Figure III-6 montre les caractéristiques I-V des résultats expérimentaux obtenus dans des conditions réelles de fonctionnement pour les modules (M01-M07) respectivement. Notons que les deux modules M08 et M09 sont complètement défaillants.

Figure III-6. Caractéristiques I-V expérimentales moyennes des sept modules PV (M01-M07) mesurées en conditions extérieures.

| Module | Modes de dégradation détectés pour les modules PV | G (W/m ²) | T _a (°C) | P _{max} (W) |
|--------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|------------------------|-------------------------|
| M01 | Décoloration brun foncé de l'EVA, oxydation des contacts métalliques, couche antireflet et corrosion des diodes dans la boîte de jonction. | 779 | 47 | 16,39 |
| M02 | Bris et fissures de verre, décoloration dans les cellules solaires et l'encapsulant. | 811 | 52 | 17,63 |
| M03 | Abrasion de verre, brunissement dans les cellules et l'encapsulant. | 838 | 53 | 19,49 |
| M04 | Brunissement foncé des cellules, oxydation des contacts métalliques, sans décoloration ou délamination dans l'encapsulant. | 853 | 46 | 7,29 |
| M05 | Oxydation des contacts métalliques, décoloration très légère dans les cellules et aucune décoloration ou délamination de l'encapsulant. | 891 | 53 | 16,78 |
| M06 | Délamination de l'encapsulant, faible décoloration dans les cellules et l'encapsulant. | 834 | 54 | 18,49 |
| M07 | Jaunissement de l'encapsulant, décoloration dans les cellules solaires et corrosion des contacts métalliques. | 673 | 57 | 15,65 |
| M08 | Hot spots sur les cellules, pas de décoloration et délamination observée, corrosion de la boîte de jonction | 800 | 52 | 0 |
| M09 | Choc thermique, quelques hot-spots dans les cellules. Pas de décoloration et de délamination observées, pas de dégradation au niveau de la boîte de jonction. | 812 | 53 | 0 |

Tableau III-2. Modes de dégradation observées selon le degré d'apparition et les valeurs mesurées pour l'éclairement (G), la température (T) et la puissance maximum (P_{max}) pour les neuf modules testés dans les conditions réelles.

La section suivantes présente et discute les résultats des dégradations les plus importants détectés pendant l'inspection visuelle sur les neuf modules PV, ainsi que les évolutions des paramètres électriques (I_{sc}, V_{oc}, P_{max} et FF) qui fournissent une vision plus claire du vieillissement après 28 années de fonctionnement dans l'environnement saharien.

Le module M01 illustre la décoloration brune foncée de l'encapsulant (EVA), qui est été observée dans presque tous les modules de la centrale. Ceci indique que la température élevée de la région saharienne favorise la décoloration de l'encapsulant. Cet effet induit des pertes élevées pour P_{max}, I_{sc}, V_{oc} et FF avec respectivement 32, 74%, 23,64%, 14,95% et 0,1% ce qui conduit à la diminution de la courbe I-V. Cependant V_{oc} n'est pas dégradé. Cette dégradation constatée est plus élevée pour I_{sc}, qui est due à l'augmentation de la réflexion de la lumière dans les zones touchées par ce phénomène. L'oxydation des contacts métalliques, la décoloration de la couche antireflet et la corrosion des diodes dans la boîte de jonction sont aussi observées pour ce module.

Le module M02 présente des bris et des fissures de verre induit par l'effet du vieillissement, qui montre des taux de dégradation de performances : 26,97% par P_{max} , 20% par I_{sc} , 7,22% par FF et 0,05 pour V_{oc} . Ce changement est attribué à la surchauffe du module en raison de la haute température de fonctionnement, qui résulte par un choc thermique. Ce dernier est un problème majeur pour le module PV qui est susceptible de conduire à des effets secondaires tels que le découplage de la lumière avec la réflexion, l'augmentation d'oxygène et l'infiltration d'eau dans la structure interne provoquant une décoloration dans les cellules solaires et l'encapsulant. C'est ce que nous avons constaté sur ce module.

Le module M03 montre l'abrasion de verre, qui induit des taux de dégradations pour I_{sc} , V_{oc} , P_{max} et FF respectivement de 20, 91%, -4,83%, 24,11% et 8, 51%. Ce défaut est causé par la chaleur due à des températures plus élevées dans le site, l'effet d'ombrage par le sable sur la surface du module PV près de cadre, qui diminuent également les radiations atteignant la cellule solaire. Cependant, ce phénomène induit des points chauds, qui peuvent accélérer la détérioration des cellules solaires. En outre le brunissement dans les cellules et l'encapsulant sont observés dans ce module.

Le module M04 montre des cellules qui présentent un degré plus élevé de brunissement (foncé) que d'autres mais pas de décoloration de l'encapsulant et pas de délamination observées dans le module. Cet effet induit des taux de dégradation plus élevés pour I_{sc} , P_{max} et FF avec des valeurs respectivement de 26,36%, 36,20% et 34,28%. Néanmoins, le taux de dégradation de V_{oc} est de 29,02%, ce qui est beaucoup plus élevé par rapport aux autres modules. L'oxydation des contacts métalliques est constaté mais aucune décoloration ou délamination de l'encapsulant ne l'est pour ce module.

Le module M05 montre l'oxydation des contacts métalliques, qui induit la diminution du courant de transmission et l'augmentation de la résistance série du module PV. Cet effet engendre des taux de dégradation plus élevés pour I_{sc} , V_{oc} , P_{max} et FF avec des valeurs de 22,27%, 4,24%, 41,20% et 21,39% respectivement. La courbe I-V du module montre la déformation due à la dégradation des joints de soudure sous l'effet de la température élevée. La décoloration très légère dans les cellules est observée mais aucune décoloration ou délamination sur l'encapsulant n'a été constaté pour ce module. Cet effet n'affecte pas la tension en circuit ouvert des cellules.

Le module M06 montre la délamination de l'encapsulant, qui consiste en perte d'adhérence entre les différentes couches du module PV et le détachement ultérieur de ces couches [39]. La délamination réduit la conductivité thermique sous l'effet de la température de fonctionnement plus

élevée. En effet, cet effet montre des taux de dégradation pour I_{sc} et P_{max} de 19,55 %, 27,69 % et de -4,78 %, 14,95 % pour V_{oc} et FF respectivement. Cependant, la décoloration faible dans les cellules et de l'encapsulant sont constatées dans ce module. Dans la littérature, une observation similaire des installations vieilles a été réalisée par Shioda [110].

Le module M07 présente un jaunissement de l'encapsulant, qui induit de pertes des performances pour P_{max} , I_{sc} , V_{oc} , et FF respectivement de 23,77%, 20%, -4,83% et 9,79%. Cela est dû au changement de couleur dans la matière du blanc au jaune, et parfois, du jaune au brun sous l'effet de l'irradiation UV et de la température élevée. Le facteur de transmission de la lumière qui atteint les cellules PV est diminué et la puissance produite par le module est réduite. La décoloration de l'encapsulant du module est différente d'un module à l'autre. Cependant, la décoloration dans les cellules solaires et de la corrosion dans les contacts métalliques sont observées dans ce module. Nos données de terrain sont en accord avec les conclusions rapportées dans la littérature [111,112], mais nous ne pouvons pas quantifier le degré de jaunissement comme nous n'avons pas les outils de mesure appropriés au moment de l'étude.

Le module M08 présente des points chauds (hot spots) dans des cellules qui provoquent une défaillance totale pour le module. Aucune décoloration ou délamination n'est remarquée, mais une forte corrosion est observée pour la boîte de jonction. Ce défaut est dû à la température élevée dans le site. Un point chaud peut résulter d'une série de défaillances, parmi lesquelles l'ombrage partiel, la défaillance des cellules et la dégradation des contacts métalliques [65]. Dans ce cas, elles sont provoquées sous l'effet d'ombrage partiel par le sable dans le site. Cependant, nous n'avons pas constaté de décoloration, de délamination et de corrosion de la boîte de jonction pour ce module.

Le module 09 illustre l'effet d'un choc thermique et de quelques points chauds sur les cellules. En effet, le module est totalement défaillant. Cela ne peut pas être visualisé par la courbe I-V dans les deux Figures III-6 et 8. Ce défaut est dû aux températures élevées dans le site. La résistance thermique du module PV est augmentée dans la partie arrière avec des changements structurels dans le verre, ce qui peut réduire la vitesse de refroidissement dans les zones touchées pour fonctionner à des températures plus élevées que celle ambiante. Cela peut conduire à des points chauds qui peuvent accélérer la dégradation des cellules solaires. Cependant, il n'y a pas de décoloration, pas de délamination et pas de corrosion dans les contacts métalliques et dans la boîte de jonction.

Figure III-7. Comparaison des courbes I-V dans les conditions STC des sept modules PV étudiés entre l'état initial (première mise sous exposition) et après 28 années d'exposition sous environnement saharien.

La Figure III-7 représente une comparaison des résultats expérimentaux des courbes I-V translattées aux conditions STC des sept modules PV (M01-M07) étudiés entre l'état initial représenté par la courbe de référence M00 (paramètres de la fiche de données du fabricant) et après 28 années d'exposition sous environnement saharien. On peut noter que les modules ne présentent pas les mêmes dégradations après 28 années d'exposition à l'extérieur. Les différences constatées peuvent être attribuées aux différents modes de dégradation.

Les résultats des différents taux annuels de dégradation des performances électriques sont représentés sous forme d'histogrammes sur la Figure III-8.

Figure III-8. Comparaison entre les différents taux annuels de dégradation des performances électriques (I_{sc} , V_{oc} , P_{max} et FF) des sept modules PV.

La Figure III-8 illustre la comparaison des taux annuels de dégradation de P_{max} , I_{sc} , V_{oc} et FF pour les sept modules M01-M07. On note que le taux de dégradation n'est pas constant pour tous les modules sachant que ces derniers sont identiques et de même âge et ont fonctionné pendant la même durée sous les mêmes conditions climatiques. Les différents modes de dégradation observés produisent des effets dans le même ordre de grandeur pour chaque paramètre électrique. En effet, les valeurs des performances des caractéristiques I-V de modules (M01-M07) sont décalées par rapport aux valeurs initiales du module (Figure III-7). Les dégradations annuelles de P_{max} et d' I_{sc} sont plus élevées que celles de V_{oc} et FF qui se dégradent moins pour tous les modules à l'exception du module M04 en raison de la présence de points chauds dans certaines cellules. Typiquement, la détérioration d' I_{sc} observée est plus faible, cela peut être attribué à la dégradation induite par la lumière. La diminution provient de FF, généralement associée à la corrosion et à la rupture de liaison soudée dans les contacts métalliques.

III.2.8. Evaluation des incertitudes de mesures

Le calcul de l'incertitude de la puissance maximum dépend de l'incertitude de l'éclairement et de la température du module ainsi que du courant et de la tension maximum (I_{\max} et V_{\max}) dans les conditions STC. En utilisant la procédure 1 de la norme IEC 60891 où la résistance série du module est considérée négligeable [108], les équations de translation des paramètres ($V_{\max, STC}$, $I_{\max, STC}$) mesurés dans des conditions réelles aux conditions STC sont données par les relations III.6 et III.7. La relation de la puissance maximale en condition STC est exprimée par la relation III.8.

$$I_{\max,STC} = I_{\max,mes} \left(\frac{G_{STC}}{G_{mes}} \right) + \alpha(T_c - T_{STC}) \quad (III.6)$$

$$V_{\max,STC} = V_{\max,mes} - \beta(T_{STC} - T_c) \quad (III.7)$$

$$P_{\max,STC} = I_{\max,STC} \times V_{\max,STC} \quad (III.8)$$

Où $I_{\max, STC}$ représente le courant maximum mesuré (A) sous STC, $I_{\max, mes}$ le courant maximum mesuré (A), $V_{\max, STC}$ représente la tension maximum mesurée (V) sous STC, $V_{\max, mes}$ la tension maximum mesurée (V).

La méthode de la norme ENV 13005 [113] est utilisée pour calculer la contribution de l'incertitude de mesures. En effet, cette dernière est définie comme un paramètre associé à une mesure qui est caractérisé par la dispersion des valeurs. Au cours de cette étude, l'incertitude de la puissance maximum (P_{\max}) liée aux contributions instrumentales est déterminée par la relation III.9. Le Tableau III-3 présente les résultats obtenus.

$$u^2(P_{\max}) = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial P_{\max}}{\partial X_i} \right)^2 u(X_i) \quad (III.9)$$

L'incertitude $u(X_i)$ est calculée à partir de l'écart-type des paramètres électriques (Eq.III.10).

$$u(X_i) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{(n-1)}} \quad (III.10)$$

avec \bar{X} est la moyenne des valeurs mesurées.

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum X_i \quad (III.11)$$

où $X_i = [I_{\max}, V_{\max}, G_{mes}, T_{mes}]$.

Les mesures ont été répétées trois fois de manière indépendante (n=3) :

| N° de Module | Incertitude | | | | $P_{\max} \pm u (P_{\max})$ (W) | $R_D P_{\max} \pm u (P_{\max})$ (%/année) |
|------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------------------------|----------------------------------------------|
| | Courant $u(I_{\max})$ | Tension $u(V_{\max})$ | Eclairement $u (G_{\text{mes}})$ | Température $u (T)$ | | |
| M01 | 0,09 | 0,05 | 0,45 | 0,26 | 23,54±1,09 | 1,17±0,04 |
| M02 | 0,01 | 0,04 | 1,47 | 0,63 | 25,56±0,64 | 0,96±0,03 |
| M03 | 0,01 | 0,25 | 0,60 | 0,35 | 26,56±0,85 | 0,86±0,02 |
| M04 | 0,03 | 0,57 | 5,76 | 1,32 | 12,88±1,42 | 2,26±0,08 |
| M05 | 0,03 | 0,03 | 0,46 | 0,43 | 20,58±0,58 | 1,74±0,06 |
| M06 | 0,05 | 0,034 | 4,58 | 0,41 | 25,31±0,53 | 0,99±0,03 |
| M07 | 0,012 | 0,08 | 0,71 | 0,16 | 26,68±0,68 | 0,85±0,03 |
| Valeurs moyennes | | | | | 23,02± 0,83 | 1,22 ±0,04 |

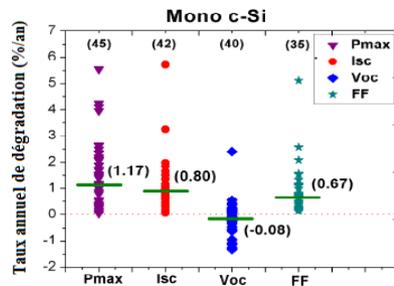
Tableau III-3. Résultats du calcul d'incertitude de mesures des paramètres (I_{\max} , V_{\max} , G_{mes} , T et P_{\max}).

Le Tableau III-3 montre la puissance maximale (P_{\max}) et son taux de dégradation avec les incertitudes calculées pour chacune des valeurs mesurées I_{\max} , V_{\max} , G_{mes} et T. La valeur moyenne du taux de dégradation de puissance est de $1,22 \pm 0,04$ % /an, ce qui est en accord avec les taux moyens de dégradation de $1,17$ %/an trouvés à Tilonia en Inde [108] et $1,08$ %/an obtenus par Dechthummarong et al. en Arizona [114], pour des modules PV au silicium monocristallin respectivement après 28 et 27 années d'exploitation dans un environnement désertique. Ce taux est également compatible avec le taux de $1,16\%$ /an après 6,7 années pour les modules PV au silicium amorphe déterminé par Raghraman et al. en Arizona [115]. De plus ce résultat est de même ordre de grandeur que les taux de Berman et Faiman qui ont trouvé $1,3\%$ /an après 3,4 années de fonctionnement de modules PV poly-cristallin en Arizona [116] et que le taux moyen calculé de $1,24$ %/an par Jordan et al. Pour un échantillon de diverses technologies et zones climatiques [117].

III.2.9. Etude comparative de la dégradation

Afin d'approfondir la comparaison avec Tilonia et avec les résultats généraux, dans la Figure III-9 on montre les taux annuels de dégradation pour les paramètres I_{sc} , V_{oc} , P_{\max} et FF obtenus par notre étude (a), celle de Dubey et al. [108](b) et celle de Jordan et al. [117]. On note des résultats cohérents pour les trois cas. Le taux de dégradation P_{\max} est légèrement plus élevé pour Tilonia, mais la différence seulement de 4%, est proche de l'intervalle de l'incertitude. Le taux de dégradation moyen pour I_{sc} est de $0,78$ %/an dans notre cas est presque similaire à celui de Tilonia avec $0,80$ %/an. V_{oc} se dégrade légèrement à un taux moyen de $0,17$ % / an et il est de $-0,08\%$ /an. Celui -ci est de $-0,08\%$ /an pour Tilonia. Le facteur de forme résultant est en moyenne de $0,56\%$ /an dans notre étude. Cependant, il est de présente $0,67\%$ /an pour Tilonia. La dégradation de puissance

maximale est étroitement liée au taux de dégradation d' I_{sc} , sachant que FF et V_{oc} restent presque stables. Cela correspond bien à l'importante décoloration, la délamination, le verre cassé et la corrosion de métal observés dans le site. On peut dire que le degré élevé de décoloration dans la zone climatique chaude et sec est principalement lié à la hausse des taux globaux de dégradation d' I_{sc} .



(a): Résultats de notre étude (b): Résultats de Dubey et al. (c): Résultats de Jordan et al.

Figure III-9. Comparaison des taux annuels de dégradation des performances (I_{sc} , V_{oc} , P_{max} and FF).

III.3. Evaluation de la dégradation des modules PV en milieu méditerranéen

III.3.1. Description de la station

La centrale PV d'une puissance de 9,54 kWc connectée au réseau a été installée sur la terrasse du bloc administration du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) à Bouzaréah (Alger) [118]. La centrale est constituée de 90 modules PV identiques de puissance crête 106 Wc, type monocristallin Isofoton. Elle est composée de trois générateurs de 30 modules (G1, G2 et G3) de 3,18 kWc (Figure III-10). Ces derniers sont formés de deux branches parallèles de 15 modules montés en série. L'angle d'inclinaison du générateur est de 29° . La centrale PV est installée dans le nord algérien situé entre $04^\circ 12' 08'' 53$ de longitude et $36^\circ 48' 04''$ de latitude Nord avec une altitude de 345 mètres. Le site de Bouzaréah est soumis à un climat méditerranéen, caractérisé par un climat humide durant toute l'année à l'exception de l'été où le climat devient chaud et sec.

Les caractéristiques du module Isofoton données par le constructeur sous les conditions standards (1000 W/m^2 , masse optique : AM 1,5 et température de cellule 25°C) sont présentées dans le tableau III-4.

Figure III-10. Générateur de 90 modules photovoltaïques Isofoton installés sur le site du CDER à Bouzaréah.

| <i>Caractéristique</i> | <i>Valeurs</i> |
|--------------------------------------------------|----------------|
| Puissance maximale (P _{ppm}) | 106,1Wc |
| Tension à puissance maximale (U _{ppm}) | 17,4V |
| Courant à puissance maximale (I _{ppm}) | 6,10A |
| Courant de court-circuit (I _{sc}) | 6,54A |
| Tension à circuit ouvert (V _{oc}) | 21,8V |

Tableau III-4. Caractéristiques techniques du module Isofoton.

III.3.2. Evaluation de l'effet des salissures et de dégradation des modules PV

Nous avons effectué une campagne d'observation de la centrale PV en avril 2014, après 10 ans de fonctionnement à Bouzaréah. L'occurrence des modes de dégradations des modules PV détectée par l'inspection visuelle est présentée sur la Figure III-11. Pour notre étude, nous avons sélectionné un échantillon de six modules PV (M01, M05, M13, M18, M21 et M30) du générateur G1 (Figure III-12) qui nous a semblé représentatif. Les modes de dégradations les plus dominants détectés sur les six modules PV sont : la décoloration de l'encapsulant, la délamination de l'encapsulant, la décoloration de la couche antireflet, des « snail trails », la corrosion des rubans d'interconnexion et la fissuration des cellules (Figure III-13). Nous avons caractérisé les six modules en utilisant les mêmes équipements de mesure (Figure III-2) dans deux cas en conditions réelles. Les caractéristiques I-V ont été relevées dans un premier temps pour chaque module avec la présence de salissures (déjections d'oiseaux, dépôts de poussière sur le vitrage et notamment dans les zones proches du cadre). Dans un

second temps, nous avons nettoyé les modules avec de l'eau pour enlever la salissure sur le vitrage, puis nous avons refait de nouveau la caractérisation I-V pour chaque module pour comparaison. Les résultats des mesures d'éclairement, de température et de puissance maximale pour chacun des six modules testés avec et sans salissure dans les conditions réelles sont recensés dans le Tableau III-5. Les résultats des caractéristiques I-V obtenues en conditions réelles sont translatées en conditions standards (STC) pour comparer avec les caractéristiques données par le fabricant lors de la mise en service de la centrale PV (Figure III-13 (a, f)).

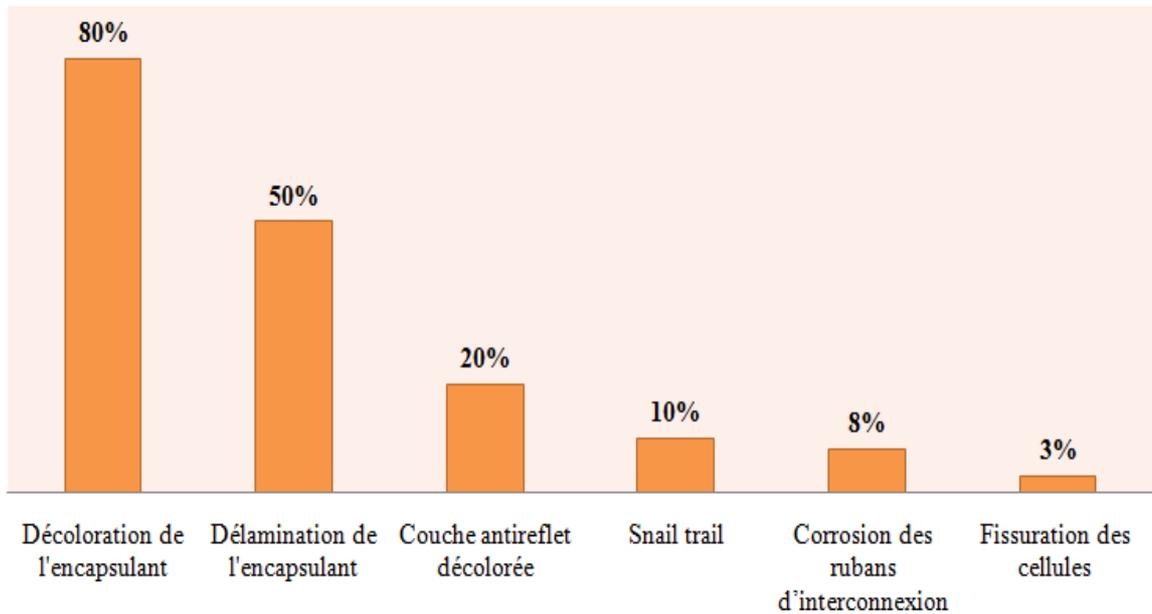
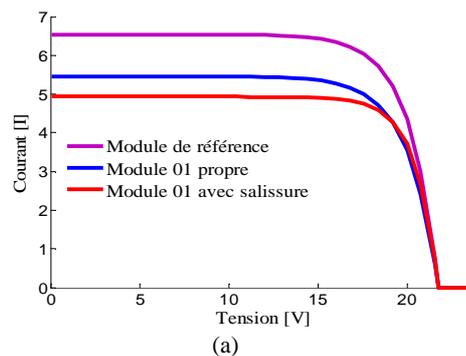
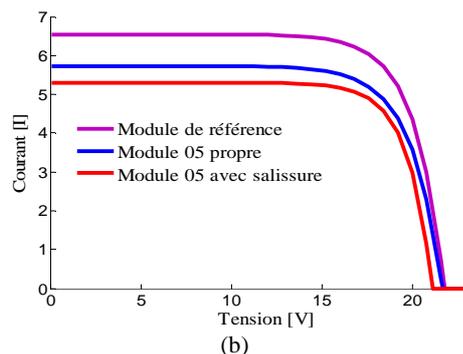


Figure III-11. Degré d'apparition des modes de dégradation sur les modules du générateur G1.

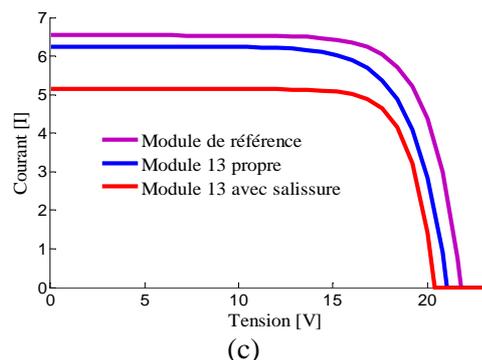
Figure III-12. Configuration des 30 modules dans le générateur G1.



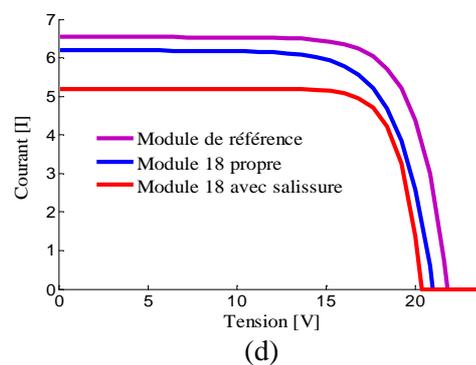
M01 : cadre poussiéreux et décoloration de l'encapsulant



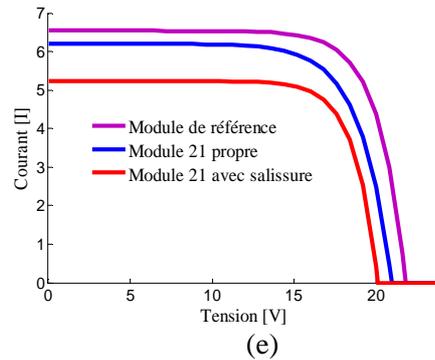
M05 : vitrage poussiéreux et délaminage de l'encapsulant



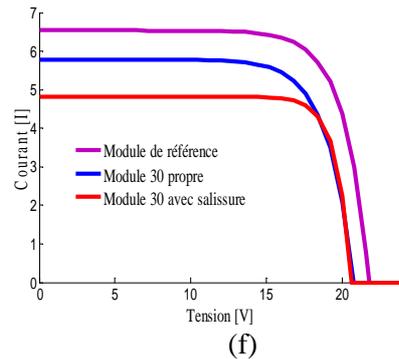
M13 : déjections d'oiseaux et couche antireflet décolorée



M18 : surface poussiéreuse et « snail trails »



M21 : surface poussiéreuse, corrosion des rubans d'interconnexion



M30 : surface poussiéreuse et fissuration des cellules

Figure III-13. De gauche à droite pour chaque module : photo du module dégradé et caractéristiques I-V en conditions STC.

| Modules | Principaux modes de dégradation | Situation | T_a (°C) | G (W/m^2) | P_{max} (W) |
|---------|---------------------------------------|----------------|---------------|--------------------|------------------|
| M01 | décoloration de l'encapsulant | Avec salissure | 29,46 | 583,42 | 53,25 |
| | | propre | 36,82 | 742,02 | 68,92 |
| M05 | délamination de l'encapsulant | avec salissure | 37,87 | 679,74 | 62,11 |
| | | propre | 40,67 | 810,22 | 75,28 |
| M13 | couche antireflet décolorée | avec salissure | 33,38 | 626,92 | 58,02 |
| | | propre | 40,78 | 887,83 | 82,26 |
| M18 | Snail trails | avec salissure | 35,69 | 623,03 | 57,64 |
| | | propre | 41,45 | 910,41 | 82,99 |
| M21 | corrosion des rubans d'interconnexion | avec salissure | 37,32 | 704,18 | 61,55 |
| | | propre | 40,29 | 908,60 | 83,23 |
| M30 | fissuration des cellules | avec salissure | 35,83 | 539,70 | 48,99 |
| | | propre | 40,24 | 856,4 | 76,41 |

Tableau III-5. Principaux modes de dégradation et les résultats des mesures pour l'éclairement (G), la température (T) et la puissance maximale (P_{max}) pour les six modules testés avec et sans salissure dans les conditions réelles.

III.3.3. Résultats et discussion

Nous présentons les résultats et les discussions relatifs à la mise en évidence de l'impact de la salissure et des modes de dégradation sur les performances électriques des six modules PV après 10 ans d'exposition dans le site de Bouzaréah.

Les photos de la Figure III-13 soulignent les dépôts de salissure tels que la poussière homogène sur la majeure partie du vitrage et celle accumulée sur les zones proches du cadre, ainsi que les déjections d'oiseaux. Ces facteurs provoquent un ombrage sur les modules dont nous allons quantifier les conséquences sur les performances électriques. Après nettoyage de la surface des modules, les modes de dégradation apparaissent clairement et les plus significatifs d'entre eux sont présentés ci-dessous :

☞ le module 01 illustre le brunissement de l'encapsulant qui apparaît sur 80% des modules de la centrale PV. Ceci indique que la combinaison entre l'humidité élevée, la température de plus de 40°C et les rayons ultraviolets (UV) dans le site favorise un changement de couleur de l'encapsulant en EVA [119]. Ce changement réduit l'intensité du rayonnement incident sur les cellules, ce qui induit la diminution du courant de court-circuit.

☞ le module 05 montre la délamination de l'encapsulant en EVA. Celle-ci apparaît sur 50% des modules. Cet effet est dû à la perte d'adhérence entre les différents composants constitutifs du module. Elle apparaît comme des taches blanches sur les cellules. Le décollement entraîne l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration d'humidité à l'intérieur du module. Par conséquent, différentes réactions chimiques ont lieu induisant d'autres dégradations telles que la corrosion des interconnexions et les bulles [120]. Des résultats similaires ont été obtenus par l'étude en milieu humide de Shiode [121].

☞ le module 13 présente une décoloration de la couche antireflet qui apparaît sur 20% de la totalité des modules. Elle est causée par l'exposition aux rayons UV et l'humidité qui pénètre lorsqu'il y a des pertes d'adhésion entre les cellules et l'encapsulant [122].

☞ Le module 18 contient dès « snail trails » qui apparaissent sur environ 10% des modules. Ils correspondent à de nombreuses traces blanches qui ressemblent à une fissuration des cellules. Ce phénomène est généralement induit par l'accumulation d'humidité par diffusion à l'intérieur du module [123-124]. Une étude a montré que cet effet est due à des nanoparticules d'argent

s'accumulant au niveau de la feuille d'encapsulant, ce qui engendre une décoloration noirâtre au niveau des cellules [125].

☞ le module M21 montre la corrosion des rubans d'interconnexion qui apparaît sur des modules environ 8%. Elle est causée par la pénétration d'humidité dans le module [126]. Cet effet entraîne de faibles transmissions de courant et l'augmentation de la résistance série.

☞ le module M30 contient une cellule avec une fissure. Cet effet est généralement causé pendant l'assemblage du module ou lors du transport ou de l'installation sur le site. Celle-ci n'était certainement pas détectable à l'œil nu dans les premiers temps, mais après 10 années, cette fissure a certainement grossi et est devenue détectable par l'inspection visuelle. Les fissures sont présentées sur environ 3% des modules. Cependant, le risque de choc électrique et de pénétration de l'humidité devient plus élevé [125].

La Figure III-13(a, f) présente l'évolution des caractéristiques I-V des six modules dans les deux situations, avec poussière et sans poussière (propre) translatées aux conditions STC puis comparées à la caractéristique I-V initiale donnée par le fabricant. On note que le courant de court-circuit I_{sc} et la puissance maximale P_{max} des modules avec poussière présentent d'importantes diminutions en moyenne de 15,8% et de 10,5% par rapport aux modules propres. Cependant, la tension en circuit-ouvert V_{oc} n'est pas affectée par l'ombrage (variation faible d'environ 3,3%). De plus, ces résultats sont de même magnitude que ceux d'études réalisées sur le dépôt de salissure. Par exemple, une étude a été effectuée sur des systèmes photovoltaïques installés en Egypte en comparant l'énergie produite par un module propre, un module qui a été exposé à la poussière pendant une période d'un an et un module qui a été exposé à la poussière mais nettoyé tous les deux mois [23]. Les résultats ont montré que le module resté une année sans être nettoyé produit une énergie inférieure de 35% à celle du module propre. Le module nettoyé tous les deux mois produit une énergie inférieure à 25% par rapport au module propre. Dans une autre étude, il a été montré que la dégradation de la puissance des modules dépend de la densité accumulée, du type et de la taille des particules de poussière. Par exemple une densité de 28 g.m^{-2} de charbon suffit à réduire de 20% le courant de court-circuit d'un module PV [127].

On note aussi sur la Figure III-13(a, f) que les caractéristiques translatées des modules propres après dix années de fonctionnement ne présentent pas les mêmes courbes par rapport à la courbe initiale. Ceci prouve que les modules ne vieillissent pas de la même manière. En effet, une variation significative est notée pour I_{sc} tandis que V_{oc} diminue de quelques pourcents par rapport aux données initiales. Cette dernière diminution est due au vieillissement des propriétés des matériaux. Au

contraire, P_{max} montre une diminution significative après 10 années d'exposition en corrélation avec les dégradations détectées visuellement. Les caractéristiques I_{sc} , V_{oc} et P_{max} des modules avec poussière présentent d'importantes diminutions par rapport à celles des modules propres et à celles en fonctionnement initial. Ceci est dû à un ombrage homogène. Dans ce cas, les cellules ne reçoivent plus le même éclairage. Par conséquent, elles n'ont plus le même comportement et les caractéristiques se trouvent modifiées.

D'après les résultats du Tableau III-5, nous remarquons que les valeurs de l'éclairage pour les modules nettoyés sont élevées par rapport aux valeurs de l'éclairage pour les modules avec salissure. Cependant, les températures ne montrent pas une variation significative. En effet, la présence de la salissure sur la surface des modules induit la diminution de la transmission du vitrage. Ceci dégrade leur puissance de sortie [23]. Par conséquent, l'effet de la salissure sur les modules diminue la puissance de 10,5%. Cette valeur est de l'ordre de celle trouvée au Bangladesh par Rizwan et al. [127].

III.3.4. Incertitudes de mesures

L'incertitude de la puissance maximale est composée des incertitudes de mesures réelles introduites par l'équipement et des incertitudes de grandeurs mesurées [128]. La fiche technique du fabricant précise l'incertitude standard pour le courant et la tension d'environ 1%. Les caractéristiques I-V sont déterminées en changeant I par $I+u(I)$ et par $I-u(I)$. L'incertitude sur la mesure du courant est $u(I)=1\%*I$.

$$u_+ = u(P_{max}) = \frac{\partial P_{max}}{\partial I} \times \delta I \quad (III.12)$$

$$u_- = u(P_{max}) = \frac{\partial P_{max}}{\partial I} \times \delta I \quad (III.13)$$

L'écart-type est:

$$u[P_{max}]_I = \sqrt{u_+^2 + u_-^2} \quad (III.14)$$

La même procédure est appliquée pour la tension V :

$$u[P_{max}]_V = \sqrt{u_+^2 + u_-^2} \quad (III.15)$$

L'incertitude totale est :

$$u(P_{max}) = \sqrt{u[P_{max}]_I^2 + u[P_{max}]_V^2} \quad (III.16)$$

Les résultats du calcul des incertitudes de mesures sont présentés dans le Tableau III-6.

| N° de modules | module avec salissure | | module propre | |
|------------------|-------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------------------|
| | $P_{\max} \pm u(P_{\max})(W)$ | $R_D \pm u(R_D)$ for $P_{\max}(\%/year)$ | $P_{\max} \pm u(P_{\max})(W)$ | $R_D \pm u(R_D)$ pour $P_{\max}(\%/année)$ |
| M01 | 80,44±2,04 | 2,42±0,06 | 88,92±2,03 | 1,62±0,04 |
| M05 | 86,12±2,02 | 1,88±0,04 | 91,42±2,03 | 1,38±0,03 |
| M13 | 81,98±2,03 | 2,27±0,07 | 95,61±2,01 | 0,99±0,02 |
| M18 | 83,18±2,06 | 2,16±0,05 | 93,36±1,98 | 1,20±0,03 |
| M21 | 79,78±1,86 | 2,48±0,06 | 92,97±1,98 | 1,24±0,03 |
| M30 | 80,71±1,87 | 2,39±0,05 | 87,98±1,91 | 1,71±0,04 |
| Valeurs moyennes | 82,04±2,01 | 2,27±0,05 | 91,71±1,99 | 1,36±0,03 |

Tableau III-6. L'incertitude de mesures et taux annuel de dégradation de la puissance maximale pour les six modules testés.

D'après les résultats du Tableau III-6, on note que la valeur moyenne du taux de dégradation avec les incertitudes calculées pour les modules avec salissure est de $2,27 \pm 0,05$ %/an. Ce dernier est plus élevé que le taux de dégradation des modules nettoyés qui est d'environ $1,36 \pm 0,03$ %/an. Cela est la conséquence de la combinaison de deux effets : l'ombrage par la salissure et la dégradation au cours du temps.

La valeur moyenne du taux de dégradation de la puissance des modules propres est de 1,36 %/an, ce qui est en accord avec le taux moyen de dégradation de 1,37 %/an trouvé pour des modules installés dans le centre de recherche énergétique (SERC) qui est situé dans une zone marine à Trinidad [129], et pour des modules installés à Hamamatsu (Japon) après 10 ans d'exploitation [130].

III.3.5. Evaluation de l'effet d'ombrage à la surface des modules PV

Pour évaluer l'effet d'ombrage par la salissure, le pourcentage de la variation des performances électriques (I_{sc} , V_{oc} , FF, P_{\max} , R_s et R_p) est déterminé par les équations suivantes [131] :

$$I_{sc}(\%) = \left(\frac{I_{scs}}{I_{scp}} - 1 \right) \times 100 \quad (III.17)$$

$$V_{oc}(\%) = \left(\frac{V_{ocs}}{V_{ocp}} - 1 \right) \times 100 \quad (III.18)$$

$$FF(\%) = \left(\frac{FF_s}{FF_p} - 1 \right) \times 100 \quad (III.19)$$

$$P_{\max}(\%) = \left(\frac{P_{\max_s}}{P_{\max_p}} - 1 \right) \times 100 \quad (\text{III.20})$$

$$R_s(\%) = \left(\frac{R_{s_s}}{R_{s_p}} - 1 \right) \times 100 \quad (\text{III.21})$$

$$R_p(\%) = \left(\frac{R_{p_s}}{R_{p_p}} - 1 \right) \times 100 \quad (\text{III.22})$$

avec (I_{scs} , V_{ocs} , FF_s , P_{\max_s} , R_{s_s} et R_{p_s}) et (I_{scp} , V_{ocp} , FF_p , P_{\max_p} , R_{s_p} et R_{p_p}) qui représentent respectivement les performances des modules avec salissure (s) et sans salissure (propre : p).

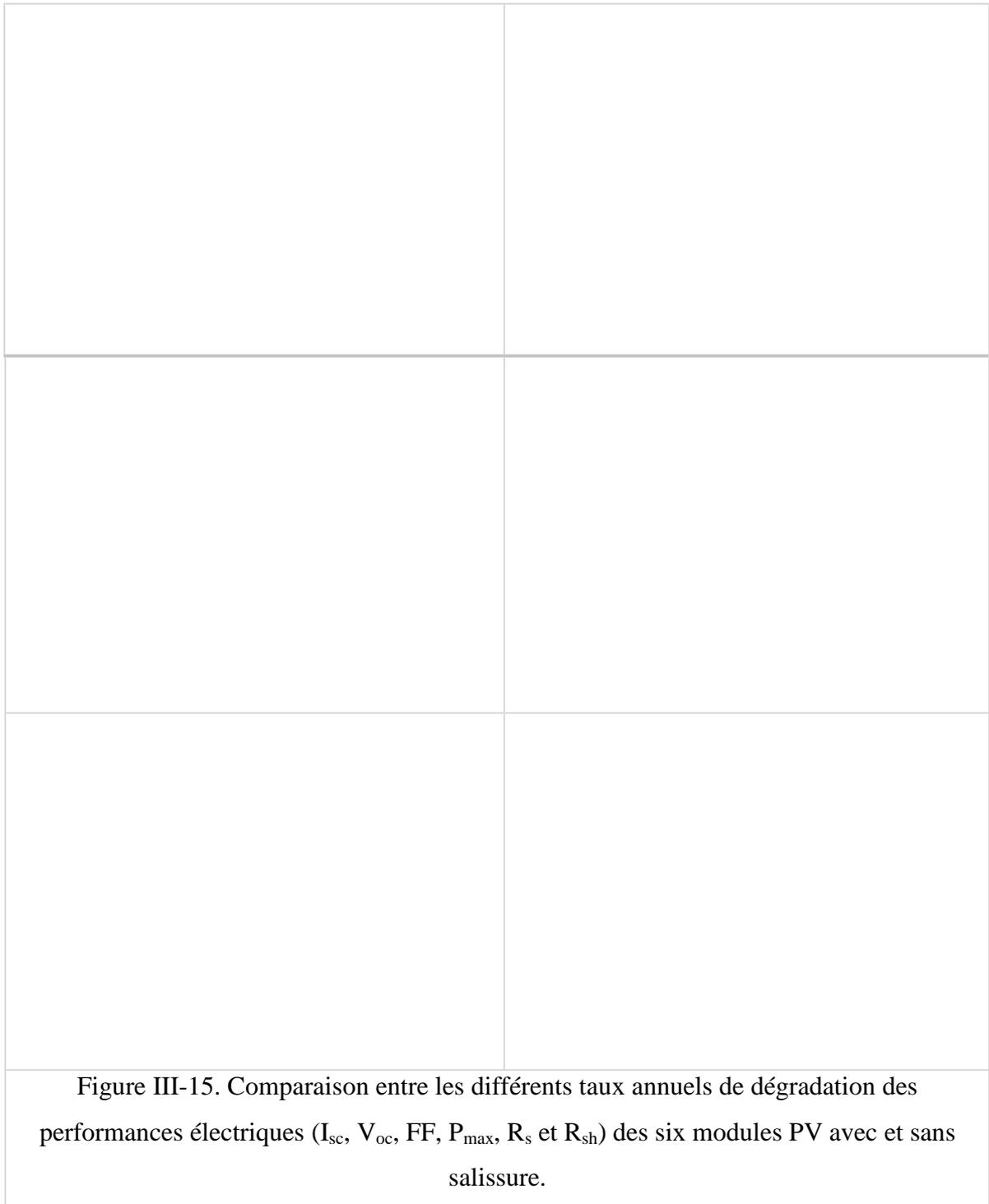
Les résultats de différentes pertes de performance électrique dues à l'effet d'ombrage par salissure de six modules sont représentés sous forme d'histogrammes sur la figure III-14.

Figure III-14. Variation relative des performances électriques dues à l'effet d'ombrage par salissure des six modules.

On peut noter sur la Figure III-14 que la réduction des performances électriques (I_{sc} , V_{oc} , FF, P_{max} , R_s et R_{sh}) due à l'effet de la salissure sur la surface des six modules est différente. On a constaté que l'impact moyen absolu de la salissure sur le courant de court-circuit est de 15,8%. Ce résultat coïncide avec le résultat trouvé sur les modules à Palo Alto (Californie) [132]. Ainsi, cet effet, induit des pertes moyennes pour P_{max} et FF d'environ 10,50% et 7,35% dues à l'augmentation des pertes par les deux résistances, série et shunt, avec les pourcentages de 27,18% et 55,48%. Cependant, V_{oc} présente une faible perte de 3,03%. La corrélation entre la réduction de la résistance shunt sous l'effet d'ombrage a été rapportée dans l'étude réalisée par Sakamoto [133]. La réduction de ce paramètre augmente la probabilité d'apparition de points chauds due à l'effet de mismatch et d'ombrage partiel sur le module [134].

Dans l'étude menée par Silvestre et al, il a été montré que la réduction de R_p modifie la pente et la polarisation directe de la caractéristique I-V. Cependant, il est difficile de différencier la contribution de deux résistances, série et shunt, sous l'effet de l'ombrage [135]. Dans nos résultats obtenus, nous pouvons dire que les valeurs négatives de V_{oc} peuvent être un bon indicateur pour séparer la contribution de deux résistances série et shunt. Par exemple, le module M30 présente une variation élevée de R_s environ 45,24%, et une variation négative de R_p environ -23,65%, et une plus grande valeur de V_{oc} de -0,63%.

Les résultats des différents taux annuels de dégradation des performances électriques des six modules avec et sans salissure (propre) sont représentés sous forme d'histogrammes sur la Figure III-15.



La Figure III-15 représente les histogrammes permettant la comparaison des taux de dégradation annuels des performances électriques de I_{sc} , V_{oc} , P_{max} , FF, R_s et R_p des six modules avec et sans salissure (propre). On note que les différents taux de dégradation ne sont pas pareils pour les mêmes modules. Ainsi, les taux de dégradation moyens de I_{sc} , P_{max} , V_{oc} et R_p des modules ombrés par salissure présentent des valeurs élevées de 2,36%/an, 2,27%/an, 0,59%/an et -0,49%/an par rapport aux modules propres dont les taux de 0,92%/an, 1,36%/an, 0,30%/an et -3,76%/an. Cependant, les

taux de dégradation moyens de FF et R_s pour les modules avec salissure présentent des valeurs supérieures d'environ 0,52%/an et 25%/an par rapport aux modules propres de 0,2%/an et 17,56%/an.

La dégradation de la puissance des modules propres est généralement associée à la dégradation d' I_{sc} et FF due aux différentes dégradations constatées par l'inspection visuelle sur les modules. L'augmentation de R_p induit la diminution de V_{oc} en raison de la dégradation au niveau des propriétés des matériaux (jonction PN et électrode) qui a été démontrée dans l'étude de Sakamoto [132] et dans l'étude récente menée sur la dégradation de modules en Inde et en Allemagne où il a été également fait état d'une augmentation des valeurs de V_{oc} pour certains modules [136].

a) le module 01 illustre le brunissement de l'encapsulant EVA. Cet effet induit la réduction de la transmission, la résistance parallèle et l'augmentation de la résistance série. Ceci engendre un taux de dégradation de P_{max} et FF de 1,62%/an et -0,18%/an respectivement. Cependant, l'effet de la salissure dans ce module induit une augmentation des deux résistances série et parallèle, ce qui engendre un taux de dégradation pour P_{max} et FF de 2,42%/an et -0,70%/an.

b) le module 05 montre la délamination de l'encapsulant en EVA. Une grande partie de la lumière incidente est réfléchiée par l'interface air/verre créée et la pénétration d'humidité à l'intérieur du module est favorisée. Ceci induit la réduction de la résistance parallèle et l'augmentation de la résistance série, ce qui entraîne un taux de dégradation de P_{max} et FF respectivement de 1,38%/an et 0,13%/an. Cependant, l'effet de la salissure dans ce module provoque une légère augmentation de la résistance série et de la résistance parallèle, ce qui donne un taux de dégradation de P_{max} et FF de 1,88%/an et -0,34%/an.

c) le module 13 montre la décoloration de la couche anti-reflet. Ceci induit l'augmentation de la résistance série et la diminution de la résistance parallèle, ce qui engendre un taux de dégradation de P_{max} et FF respectivement d'environ 0,99%/an et 0,26%/an. L'effet de la salissure dans ce module entraîne une augmentation de la résistance série et de la résistance parallèle, ce qui cause un taux de dégradation de P_{max} et de FF de 2,27%/an et de -0,49%/an.

d) le module 18 contient des « snail trails ». Cet effet induit un taux de dégradation de V_{oc} , P_{max} et FF d'environ 0,37%/an, 1,20%/an et 0,37%/an respectivement qui est dû à l'augmentation des deux résistances série et parallèle. L'effet de la salissure dans ce module fait que le taux de dégradation des deux résistances série et parallèle augmente davantage de -23,33%/an et -0,33%/an.

e) le module M21 montre la corrosion des rubans d'interconnexion. Cet effet entraîne des faibles transmissions de courant et l'augmentation de la résistance série, ce qui induit l'augmentation de taux de dégradation de P_{\max} et de FF respectivement d'environ 1,24%/an et 0,41%/an. L'effet de la salissure dans ce module induit une augmentation du taux de dégradation de P_{\max} de 2,48%/an.

f) le module M30 contient une cellule avec une fissure. Cet effet induit l'augmentation du taux de dégradation de P_{\max} et de FF respectivement d'environ 1,71%/an et de 0,18%/an causé par l'augmentation de la résistance série. Cependant, le taux de dégradation de V_{oc} est de 2,33%/an, ce qui est très élevé par rapport aux autres modules. L'effet de la salissure dans ce module induit une augmentation du taux de dégradation de P_{\max} et de FF respectivement de (2,39%/an et de -0,89%/an).

III.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fait l'évaluation des différents modes de dégradations observées sur neuf modules PV après 28 années d'exploitation dans un site saharien. Dans ce cas, nous avons présenté la plateforme de mesures et des méthodes d'évaluation de la dégradation des performances électriques (courant de court-circuit (I_{sc}), tension à circuit-ouvert (V_{oc}), puissance maximale (P_{\max}) et facteur de forme (FF)).

Il est important de retenir la grande diversité des modes de dégradation qui sont : la décoloration de l'encapsulant, les bris et fissures de verre, le brunissement des cellules, la délamination, l'oxydation des contacts métalliques, les hot spots et chocs thermiques, ainsi que l'interdépendance de leurs mécanismes. Les modules ne se dégradent pas de la même manière. Les facteurs de stress environnementaux (température ambiante, irradiation, humidité, poussière et chocs mécaniques) peuvent augmenter les cinétiques de dégradation, mais rarement les empêcher.

Dans notre étude, nous avons noté que la décoloration de l'encapsulant est prédominante par rapport aux autres modes de dégradation dans le site. Les modules étudiés dans le site saharien présentent en moyenne un taux annuel de dégradation de 1,22 %/an correspondant aux taux de dégradation moyens pour Tilonia en Inde et en Arizona.

De plus, l'étude a été étendue sur six modules PV, qui ont fonctionné pendant 10 ans dans un site méditerranéen dans le but de déterminer et comprendre les modes et les mécanismes de dégradation dans le site. Les principaux modes de dégradation détectés par l'inspection visuelle sont :

la décoloration et la délamination de l'encapsulant, la couche antireflet décolorée, les « snail trails », la corrosion des rubans d'interconnexion et la fissuration des cellules. Ces derniers provoquent le vieillissement et la diminution des performances électriques des modules PV. En effet, les modules étudiés présentent un taux annuel de dégradation moyen de 1,36 %/an après 10 ans, ce qui est en accord avec les taux de dégradation moyens pour les modules installés à Trinidad et à Hamamatsu (Japon).

Le constat général qui découle de cette étude montre que le taux annuel de dégradation des performances électriques pour les modules identiques de même âge et ayant fonctionné pendant la même durée sous les mêmes conditions n'est pas constant. En effet, le courant de court-circuit présente un taux de dégradation très élevé par rapport à la tension en circuit-ouvert, ce qui induit la dégradation de la puissance du module. Cependant la présence de différents modes de dégradation sur les modules PV nous a permis de dire qu'il n'y a pas de corrélation directe entre le processus de dégradation des caractéristiques du module de même technologie. Chaque module présente un comportement qui lui est propre, y compris pour une même technologie. Ainsi les modules n'ont pas la même durée de vie dans le site d'installation.

Tous ces modes de dégradation surviennent à différentes périodes de la vie du module, mais une fois identifiés et compris, il est possible de réaliser des tests de vieillissement accélérés capables de les faire apparaître. Si ces modes de dégradation se confirment, nous pourrions alors modifier la conception d'un module avant sa commercialisation. Dans le prochain chapitre, nous allons présenter un essai accéléré de chaleur humide capable de reproduire quelques modes de dégradation détectés sur les modules PV.

CHAPITRE IV : Fiabilité des modules MWT en condition de chaleur humide

IV.1. Introduction

La croissance de l'industrie photovoltaïque est basée, de nos jours, sur la diminution des coûts de fabrication pour rendre cette énergie plus compétitive par rapport aux énergies fossiles. Le coût du substrat de silicium représentant environ 40% du coût final du module [137], l'une des solutions consiste à produire des cellules sur des substrats plus économiques, comme du silicium multi-cristallin de faible longueur de diffusion en fine épaisseur, tout en concevant un rendement acceptable. Pour atteindre cet objectif, différentes sociétés (Sunpower, Photovoltech, ECN, Bosh Solar...) développent depuis quelques années une nouvelle technologie de module basée sur l'architecture MWT (Metal Wrap Through) à contacts arrière, qui offre l'avantage d'obtenir jusqu'à 10% d'efficacité de conversion de puissance électrique.

Dans ce chapitre, nous présenterons la structure d'un module MWT fabriqué par le centre de recherche ECN (Energy research Centre of the Netherlands) et l'avantage de cette technologie par rapport au module standard. Enfin, nous nous intéresserons plus particulièrement au test accéléré de chaleur humide appliqué sur un ensemble de modules ayant différents assemblages de matériaux constitutifs pour constater les mécanismes de dégradation, ce qui permettra la correction de leurs points faibles, valider le choix des matériaux constituant l'assemblage du module et augmenter leur fiabilité.

IV.2. Description de la technologie MWT

Le centre de recherche ECN, situé à Petten aux Pays-Bas fondé en 1955, est l'un des plus grands instituts de recherche sur l'énergie en Europe, et détient une forte position internationale représenté à Amsterdam, Eindhoven, Wieringermeer, Bruxelles et en Chine. ECN développe des connaissances et des technologies qui permettent une transition vers un système énergétique durable (énergie solaire, énergie éolienne, biomasse, hydroélectricité) qui offrent une grande flexibilité et une fiabilité satisfaisante pour atténuer le déficit énergétique dû à l'augmentation de la demande grâce à ses moyens expérimentaux. Actuellement, ECN possède une nouvelle plateforme expérimentale entièrement automatisé (Figure IV-1) pour développer de nombreuses recherches sur la nouvelle technologie de modules PV basée sur l'architecture MWT (Metal Wrap Through) dans le but d'améliorer le rendement des cellules PV multi-cristallines à moindre coût, environ $1\text{€}/W_p$ [138-141]. Le point distinctif principal de cette technologie est l'utilisation d'une feuille arrière conductrice avec un adhésif conducteur pour établir les connexions électriques entre les cellules ayant une épaisseur entre 120 et 160 μm [142]. En effet, cette technologie de module est également adaptée pour l'intégration des différents concepts de cellule

à contact en face arrière y compris : la cellule Interdigitated Back Contact (IBC) et la cellule Emitter Wrap through (EWT) [143-144]. Actuellement, le module MWT présente un rendement de 17%, qui est supérieur à celui d'un module conventionnel [9]. ECN a obtenu les certifications IEC61215 et IEC 61730 pour cette technologie. La production des modules MWT montre une forte croissance commerciale sur le marché PV qui a atteint 35% en 2016 avec une projection à 60% en 2020.

Figure IV-1. Plateformes expérimentales à ECN.

IV.2.1. Module MWT

Le module MWT est composé de 60 cellules en silicium multi-cristallin connectées en série et a une surface de $1,64 \text{ m}^2$ et une puissance de 240Wc (Figure IV-2(a)). Sa structure est constituée de verre, d'encapsulant éthylène-vinyl-acétate (EVA), de cellules multi-cristallin, de points d'adhésifs conducteurs, d'une feuille arrière conductrice et d'un encadrement en aluminium (Figure IV-2(b)) [145].

(a) (b)

Figure IV-2. Présentation du module MWT (a) Cellule MWT, (b) Structure d'un module MWT.

IV.2.2. Protocole de fabrication d'un module MWT

Le processus de fabrication des modules MWT a été développé conjointement avec le fabricant hollandais Eurotron [140]. L'enchaînement des étapes ci-dessous représente un procédé industriel (Figure IV-3).

Étape 1 : une feuille métallique conductrice est placée sur une plaque de support qui transporte la feuille de métal pendant le processus de fabrication du module.

Étape 2 : l'adhésif conducteur est imprimé sur la feuille métallique par la technique de la sérigraphie en moins d'une minute. Une feuille de 36 cellules nécessite 1116 points adhésifs conducteurs.

Étape 3 : la première feuille d'encapsulant doit être perforée aux positions où les points adhésifs conducteurs ont été imprimés pour permettre le contact entre les cellules PV. La feuille est alors placée automatiquement sur la feuille conductrice sans endommager les points d'adhésifs conducteurs.

Étape 4 : les cellules sont individuellement choisies d'une manière partielle par un robot et placées à la position préprogrammée sur la feuille prenant contact avec l'adhésif conducteur. L'assemblage du module est ensuite retourné à l'étape 3 pour une deuxième feuille d'EVA (sans trous) et une feuille de verre.

Étape 5 : Le module est placé dans le laminateur pour laminage.

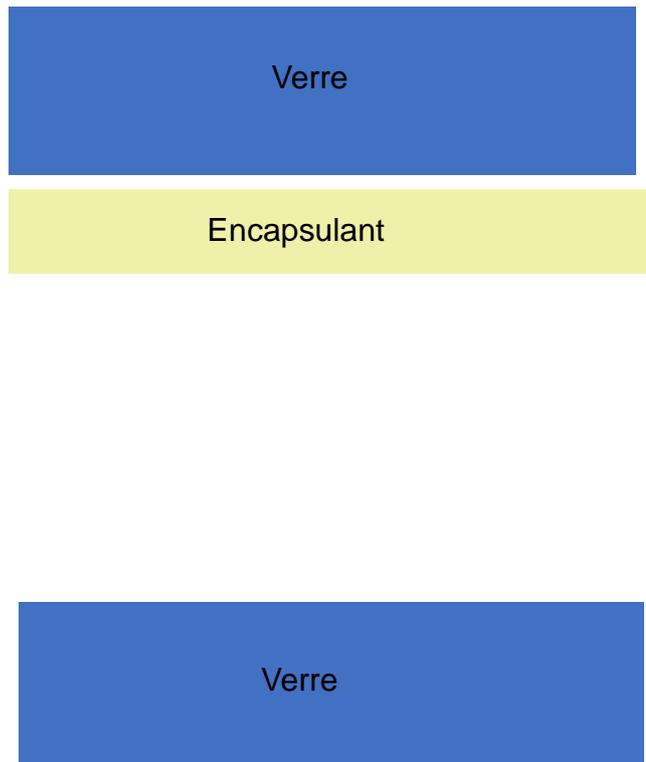


Figure IV-3. Procédés de réalisation du module MWT [145].

IV.2.3. Avantage de la technologie MWT

Les modules conventionnels souffrent actuellement d'ombrage et de pertes de résistance série du à la présence des contacts électriques (ruban métallique) sur la face avant (Figure IV-4(a)) [142,145]. Pour réduire ces effets d'ombrage sur les cellules, les contacts électriques sont placés sur la face arrière et une colle conductrice est utilisée à travers les trous pour établir la connexion électrique entre la grille sur la face avant et la face arrière des cellules. Ces trous généralement réalisés à l'aide d'un laser sont dopés et permettent ainsi d'assurer la conduction des porteurs de la face avant à la face arrière. C'est le principe de la technologie MWT (Figure IV-4(b)). Le Tableau IV-1 met en avant les avantages du module MWT comparativement au module conventionnel (standard).

aluminium (Al) à la face arrière et aucun ILD), deux encapsulants (polyoléfine et EVA) et deux couches conductrices adhésives (CA-1, CA-2) comme répertorié dans le Tableau IV-2. Tous les échantillons ont le même type de cellules au silicium multi-cristallin. Des essais de chaleur humide (DH : Damp Heat) à 85°C et une humidité relative de 85 % pendant 2000 heures, durée qui est deux fois celle exigée par la norme CEI 61215 [146], ont été effectués. Les inspections visuelles ont été réalisées à l'instant initial ($t=0$), après 1000 et 2000 heures. Les performances électriques du courant de court-circuit (I_{sc}), de la tension à circuit-ouvert (V_{oc}), de la puissance maximale (P_{max}) et du facteur de forme (FF) ont été initialement prises avant et après l'exposition de 2000 heures au test en chaleur humide pour les différents échantillons. Pour vérifier la performance des modules pendant l'essai, ces mesures ont également été effectuées après 1000 heures. Les performances électriques des modules ont été mesurées à l'aide d'un simulateur solaire de classe A (Pasan SS3b) dans des conditions standards de test (STC) ($AM=1,5$, $G=1000 \text{ W/m}^2$ $T_c = 25^\circ\text{C}$) conformément à la norme IEC 60904-3 standard) (Figure IV-5(b)). L'incertitude du système de mesure se référant à la puissance maximale est relativement inférieure à 3%. L'erreur relative de mesure de V_{oc} et I_{sc} étaient de 1,3% et 2,2 % respectivement.

NB : La polyoléfine utilisée ne libère aucun acide acétique lors de sa dégradation contrairement à l'EVA. La couche conductrice adhésive CA-1 a été utilisée en combinaison avec des couches ayant une couche isolante ILD-1. Ces couches ont des contacts Ag plaqués en cuivre (Cu). La couche conductrice adhésive CA2 a été mise en combinaison avec des couches sans ILD et a été appliquée directement sur le cuivre. Certains composants de module sont confidentiels pour protéger ECN de la divulgation de son savoir-faire.

| <i>Modules</i> | <i>Type de couches / ILD</i> | <i>Conductive adhesive</i> | <i>Encapsulant</i> |
|----------------|------------------------------|----------------------------|--------------------|
| M01, M02 | ILD-1 | CA-1 | EVA |
| M03, M04 | ILD-2 | CA-1 | EVA |
| M05, M06 | ILD-1 avec Al | CA-1 | EVA |
| M07 | ILD-1 | CA-1 | polyoléfine |
| M08 | ILD-2 | CA-1 | polyoléfine |
| M09, M10 | ILD-1 avec Al | CA-1 | polyoléfine |
| M11, M12 | sans ILD | CA-2 | EVA |
| M13, M14 | sans ILD | CA-2 | polyoléfine |

Tableau IV-2. Types des modules fabriqués et testés.

(a) (b)

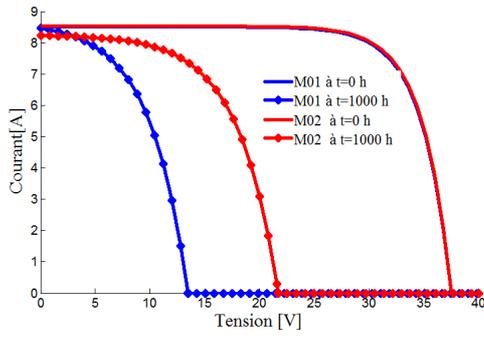
Figure IV-5. Plateforme de mesures : a) Chambre climatique, b) Simulateur solaire (Pasan SS3b) de classe A.

IV.4. Présentation des résultats

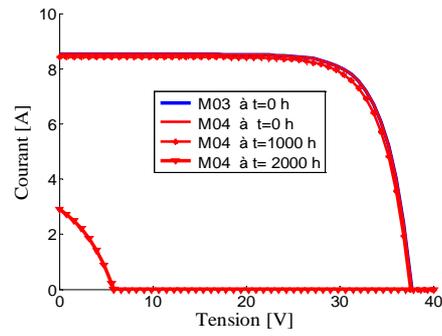
Dans cette section nous présentons les résultats relatifs à la mise en évidence de l'impact du test de chaleur humide sur les performances électriques des 14 modules MWT (M01-M14). Les résultats des performances électriques initiales (courant de court-circuit (I_{sc}), tension en circuit ouvert (V_{oc}), puissance maximale (P_{max}) et facteur de forme (FF)) initiales mesurées ($t=0$) sous conditions STC sont donnés dans le Tableau IV-3. Les évolutions des caractéristiques I-V des modules après 0h, 1000h et 2000h sous l'effet de la chaleur humide sont représentées dans la Figure IV-6. Les résultats des taux de dégradation des paramètres électriques après l'essai de chaleur humide sont présentés dans le Tableau IV-4. Une étude comparative de la dégradation de puissance de modules sous l'effet de la chaleur humide a été faite et est représentée sur la Figure IV-7.

| Code des Module | P_{max0} [W] | I_{sc0} [A] | I_{m0} [A] | V_{oc0} [V] | V_{m0} [V] | FF ₀ [%] |
|-----------------|----------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------------|
| M01 | 240,78 | 8,51 | 7,92 | 37,52 | 30,4 | 75,39 |
| M02 | 242,19 | 8,53 | 7,99 | 37,65 | 30,31 | 75,4 |
| M03 | 243,34 | 8,52 | 7,95 | 37,67 | 30,6 | 75,82 |
| M04 | 243,2 | 8,52 | 8,03 | 37,68 | 30,3 | 75,77 |
| M05 | 242,04 | 8,53 | 7,96 | 37,73 | 30,4 | 75,18 |
| M06 | 244,63 | 8,53 | 8,03 | 37,81 | 30,47 | 75,83 |
| M07 | 242,85 | 8,54 | 7,95 | 37,4 | 30,54 | 76,07 |
| M08 | 244,71 | 8,56 | 8,04 | 37,52 | 30,45 | 76,21 |
| M09 | 244,97 | 8,57 | 8,03 | 37,65 | 30,51 | 75,94 |
| M10 | 244,24 | 8,55 | 8,03 | 37,56 | 30,4 | 76,02 |
| M11 | 243,36 | 8,55 | 8 | 37,7 | 30,4 | 75,49 |
| M12 | 245,38 | 8,56 | 8,08 | 37,78 | 30,38 | 75,86 |
| M13 | 247,53 | 8,57 | 8,12 | 37,72 | 30,5 | 76,52 |
| M14 | 247,68 | 8,6 | 8,04 | 37,74 | 30,79 | 76,33 |

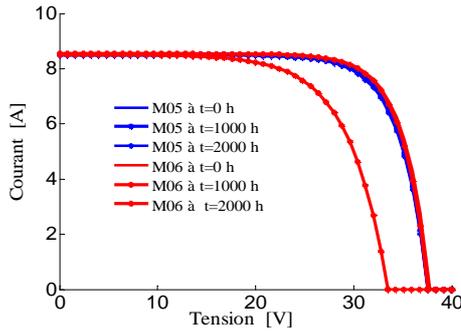
Tableau IV-3. Résultats des mesures I-V sous des conditions STC à T=0.



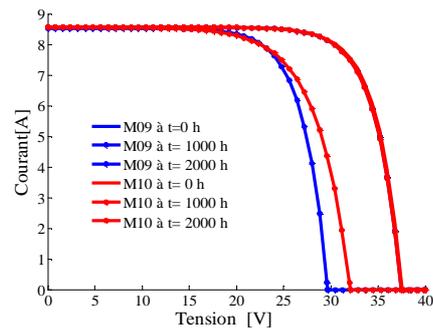
(a) M01 et M02 avec ILD-1



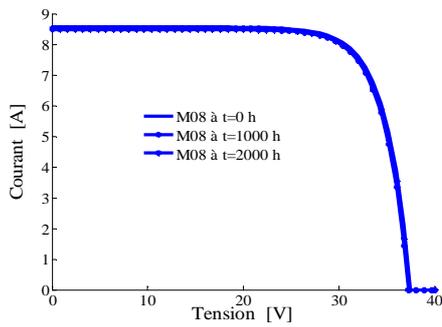
(b) M03 et M04 avec ILD-2



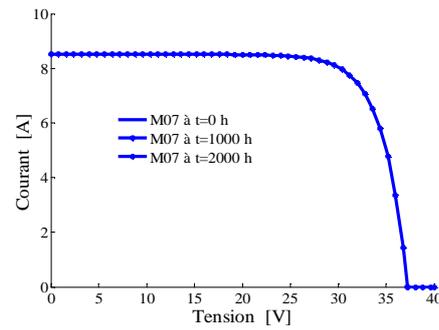
(c) M05 et M06 avec EVA



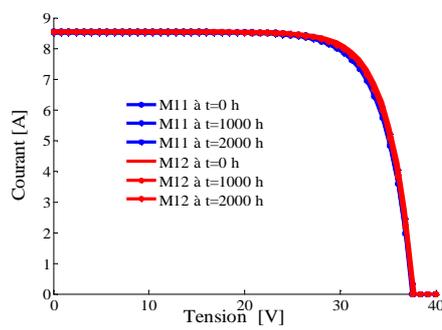
(d) M09 et M10 avec polyoléfine



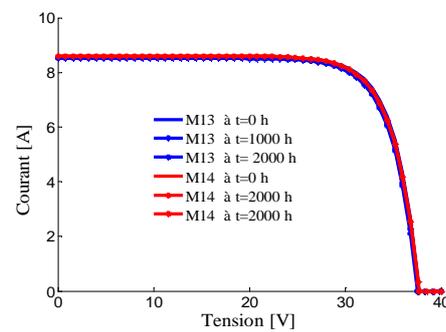
(e) M07 avec ILD-1



(f) M08 avec ILD-2

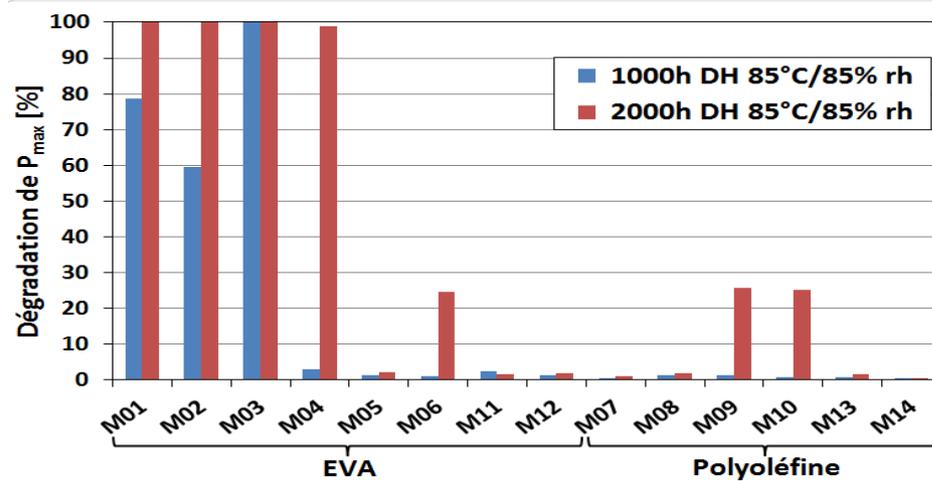


(g) M11 et M12 avec EVA

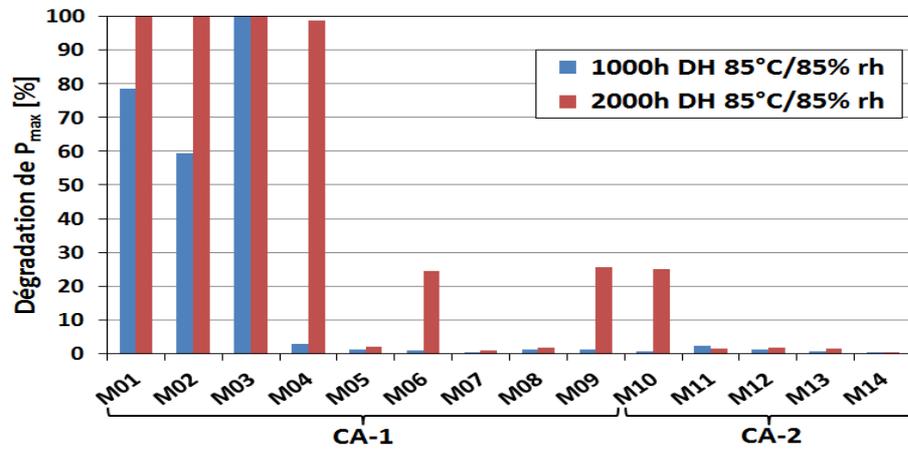


(h) M13 et M14 avec polyoléfine

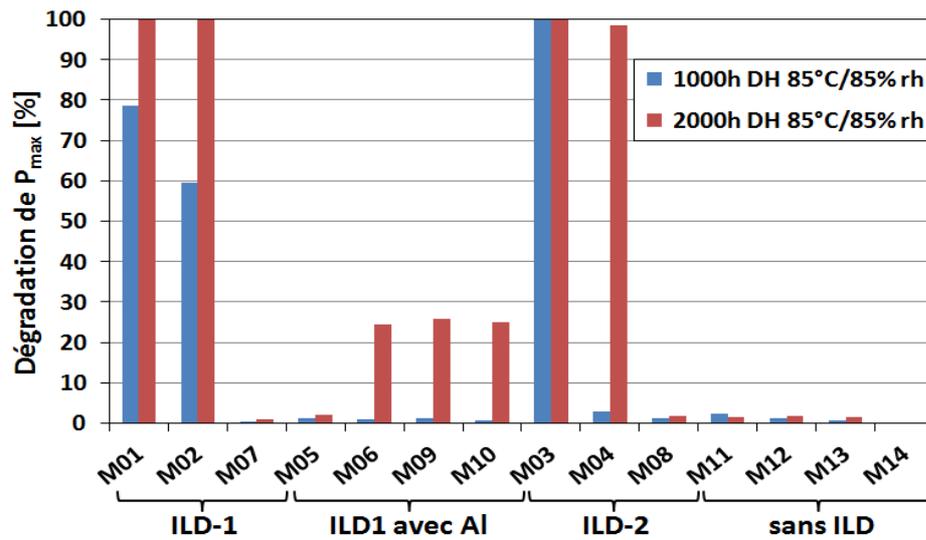
Figure IV-6. Caractéristiques I-V des 14 modules (M01-M14) après 0h, 1000h et 2000h en chaleur humide 85°C/85% humidité relative.



Encapsulant (EVA, polyoléfine)



Conductivité adhésive (CA)



(c) Couche d'isolation diélectrique (ILD)

Figure IV-7. Dégradation de la puissance maximale pour les 14 modules MWT sous l'exposition à la chaleur humide (85°C/85% rh).

| Module | Taux de dégradation [%] | | | | | | | |
|-----------|-------------------------|--------|----------|--------|--------|--------|-----------|--------|
| | I_{sc} | | V_{oc} | | FF | | P_{max} | |
| Heure (h) | 1000 h | 2000 h | 1000 h | 2000 h | 1000 h | 2000 h | 1000 h | 2000 h |
| M01 | 0,59 | 100 | 64,3 | 100 | 39,85 | 100 | 78,6 | 100 |
| M02 | 3,52 | 100 | 42,31 | 100 | 27,21 | 100 | 59,5 | 100 |
| M07 | 0,12 | 0,35 | 0,27 | 0,37 | 0,12 | 0,37 | 0,5 | 1,06 |
| M05 | 0,12 | 0,6 | 0,37 | 0,45 | 0,78 | 1 | 1,3 | 2,03 |
| M06 | -0,12 | 0,23 | 0,53 | 11,43 | 0,59 | 14,72 | 1 | 24,6 |
| M09 | 0,12 | 0,47 | 0,5 | 21,2 | 0,59 | 5,4 | 1,2 | 25,77 |
| M10 | -0,23 | -0,12 | 0,29 | 14,54 | 0,61 | 12,3 | 0,7 | 25 |
| M03 | 1 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| M04 | 1,2 | 65,4 | 0,45 | 87,97 | 1,24 | 70,87 | 3 | 98,7 |
| M08 | 0,35 | 0,93 | 0,67 | 0,45 | 0,17 | 0,43 | 1,2 | 1,8 |
| M11 | 0,47 | -0,12 | 0,4 | 0,5 | 1,46 | 1,15 | 2,4 | 1,54 |
| M12 | 0,23 | 0,47 | 0,45 | 0,58 | 0,66 | 0,84 | 1,3 | 1,93 |
| M13 | 0,002 | 0,7 | 0,32 | 0,53 | 0,24 | 0,29 | 0,8 | 1,6 |
| M14 | 0 | -0,47 | 0,21 | 0,42 | 0,1 | 0,34 | 0,3 | 0,3 |

Tableau IV-4. Résultats des taux de dégradation des paramètres électriques après l'essai de chaleur humide (85°C/85% rh).

IV.4.1. Etude comparative des différentes structures testées

🚧 Modules avec même EVA et différentes couches arrières (ILD1, ILD2)

Les caractéristiques I-V et le taux de dégradation des performances électriques (I_{sc} , V_{oc} , FF et P_{max}) de deux modules M01 et M02 avec la même couche ILD1 sont illustrés respectivement dans la Figure IV-6(a), Figure IV-7 et dans le Tableau IV-4. On constate qu'il y a une forte diminution des caractéristiques I-V et une dégradation de V_{oc} de 64,3% et 42,3% respectivement. Une forte baisse pour le FF et P_{max} respectivement de 39,8%, 27,2% et 78,6%, 59,5% a été observée et une dégradation légère pour I_{sc} de 0,6% et 3,5% après 1000 heures de test de chaleur humide. La caractéristique I-V et le taux de la dégradation des performances électriques (I_{sc} , V_{oc} , FF et P_{max}) des modules M03 et M04 avec la même couche ILD2 sont illustrés dans la Figure IV-6(b), Figure IV-7 et dans le Tableau IV-4. Aucune dégradation n'a été observée pour le module M04. Le module M03 présente quelques défauts sur la face arrière (bulles), qui sont déjà visibles avant laminage et sont encore reconnaissables après 1000 h de test de chaleur humide. Le module M03 a été dégradé entre le temps initial ($t=0$ h) et 1000 h au cours du test de chaleur humide.

Après 2000 h d'essai de chaleur humide, les deux modules M01 et M02 sont détériorés en raison de la délamination au niveau de la couche ILD1/interface Cu. L'inspection visuelle a permis de détecter la délamination au niveau des différentes couches des deux modules (Fig. IV-8). Cette dégradation ne permet plus à la face arrière d'assurer son rôle et l'humidité peut pénétrer à l'intérieur des deux modules avec les conséquences associées (corrosion de la métallisation, risque électrique...). La délamination est causée par la rupture de l'adhésif à l'interface ILD/Cu (ILD, de couleur verte sur la photo, reste attaché à l'EVA). Ceci provoque le stress sur l'interconnexion et peut induire une dégradation.

Le module M04 est légèrement plus dégradé avec la réduction d' I_{sc} , V_{oc} , FF et P_{max} respectivement de 65,4%, 87,0%, 70,9% et 98,7%. Il apparaît que l'effet combiné de l'humidité et l'EVA provoque un affaiblissement de la force d'adhérence à l'interface entre la feuille de cuivre (Cu) et l'ILD, ce qui favorise la délamination. Cette observation est en accord avec l'étude précédente de Guichoux et al. [147] où ils ont indiqué que la délamination entre encapsulant et ILD est causée par la présence d'humidité et induit finalement la dégradation du module. Eerenstein et al. ont rapporté que ces modules MWT ont passé le test de chaleur humide avec succès après 2000 heures, et aussi le test de courant de fuite [138]. Cependant, quelques modules sont dégradés après 1000 h de test de chaleur humide. Une analyse de dégradation basée sur la thermographie signale une dégradation d'interconnexion probablement liée à la délamination.

Figure IV-8. Délamination à l'interface encapsulant /ILD pour les modules M01-M04 après 2000 h d'exposition en chaleur humide.

✚ Modules avec même EVA et avec ILD1+Al

Les caractéristiques I-V et le taux de dégradation des performances électriques (I_{sc} , V_{oc} , FF et P_{max}) de deux modules M05 et M06 ayant le même encapsulant (EVA) et ILD1 avec Al sont

illustrés respectivement dans la Figure IV-6(c), la Figure IV-7 et le Tableau IV-4. La caractéristique I-V initiale du module M05 reste stable après 1000 h de test de chaleur humide. Le module reste très stable après 2000 h en raison de la présence d'une couche Al qui bloque la pénétration d'humidité dans la face arrière [142]. Cependant, le module M06 subit une baisse de V_{oc} de 14,7% qui induit la diminution de FF et de P_{max} respectivement de 14,7% et 24,6%.

Aucun changement n'a été observé pour I_{sc} . L'inspection visuelle montre que l'augmentation d'humidité dans la chambre climatique provoque l'apparition de bulles sur la face arrière du module. Le module M06 dispose d'une cellule craquée.

✚ Modules avec même encapsulant (polyoléfine) et avec ILD1+Al

Les caractéristiques I-V et le taux de dégradation des performances électriques (I_{sc} , V_{oc} , FF et P_{max}) de deux modules M09 et M10 ayant le même encapsulant (polyoléfine) et ILD1+Al sont illustrés respectivement dans la Figure IV-6 (d), la Figure IV-7 et le Tableau IV-4. Les caractéristiques I-V sont stables pendant l'exposition en chaleur humide de 1000h. Après 2000h, les deux modules M09 et M10 ont une baisse de V_{oc} de 21,2% et 14,5% qui engendre une diminution de FF et de P_{max} de 5,4%, 12,3% et 25,8%, 25% respectivement et qui induit l'augmentation de la résistance série. Aucune dégradation n'est observée pour I_{sc} . En effet, les altérations sont réduites avec la présence de l'EVA sur le long terme dans ce cas. L'inspection visuelle montre des bulles accumulées à la face arrière du module.

✚ Modules avec même encapsulant (polyoléfine) et différentes couches arrières (ILD1, ILD2)

Les comparaisons des caractéristiques I-V et le taux de dégradation des performances électriques (I_{sc} , V_{oc} , FF et P_{max}) pour les deux modules M07 et M08 ayant le même encapsulant (polyoléfine) et différentes couches arrière (ILD1, ILD2) sont illustrées respectivement dans la Figure IV-6 (e), la Figure IV-7 et le Tableau IV-4. Les caractéristiques I-V restent identiques en sortie d'essai, même après 1000 h dans un environnement chaud et humide. Les deux modules M07 et M08 ne présentent aucune dégradation après 2000 h. Ces résultats montrent que l'encapsulant en polyoléfine en combinaison avec l'humidité n'induit pas de délamination de la couche arrière. Des résultats similaires ont été observés pour les encapsulants thermoplastiques [142].

✚ Modules avec différents encapsulants (EVA et polyoléfine) sans ILD

Les comparaisons des caractéristiques I-V et le taux de dégradation des performances électriques (I_{sc} , V_{oc} , FF et P_{max}) pour les deux modules M11 et M12 ayant le même encapsulant EVA sans ILD et pour les autres modules M13 et M14 ayant le même encapsulant polyoléfine sans ILD, sont illustrées respectivement dans la Figure IV-6(g), la Figure IV-7 et le Tableau IV-4. Les caractéristiques I-V de ces quatre modules restent identiques en sortie d'essai, même après 1000h de chaleur humide. Après 2000h d'essai de chaleur humide, FF et P_{max} sont dégradés de 1,2% et 0,8%, et, 1,5%, et 1,9% respectivement pour les deux modules M11 et M12. Les caractéristiques I-V pour les modules M13 et M14 restent identiques après 2000h de chaleur humide. La puissance maximale P_{max} est légèrement dégradée 1,6% et 0,3%. Ces dernières variations sont inférieures à 2%. En effet, cette dégradation est négligeable par rapport aux autres cas précédents. Au cours de l'essai, les deux modules ne présentent aucune modification de leur aspect. Cependant, l'absence de la couche arrière ILD et les points de contacts en argent (Ag) liés à la délamination en niveau de l'interface ILD/Cu montrent une certaine stabilité optimale du module MWT. Face à ce constat il n'y a pas de modes de défaillance à identifier, donc cette structure doit être sélectionnée. Un résultat similaire a été obtenue pour un encapsulant thermoplastique [142].

IV.4.2. Comparaison de la dégradation de puissance maximale entre les différents composants d'un module MWT

La Figure IV-7 présente la dégradation de la puissance maximale pour les 14 modules MWT sous exposition à la chaleur humide selon la comparaison entre les différentes configurations de l'encapsulant (a), de l'adhésif conducteur (b), et de la couche diélectrique (ILD) (c). Les caractéristiques I-V pour les modules M04 et M14 restent identiques. En effet, aucune perte de performance significative n'a été observée comme indiqué dans la Figure IV-6(b) et (h), et la Figure IV-7. La diminution de la puissance maximale reste inférieure à 5% après 1000h de chaleur humide conformément à la norme IEC 61215. Les modules ayant l'encapsulant polyoléfine présentent la meilleure stabilité. La diminution de leurs puissances maximales commence à l'approche de 2000h de chaleur humide. Les modules ayant l'adhésif conducteur CA2 restent très stables par contre les modules ayant ILD1 présentent des dégradations de performances électriques après 1000h et une dégradation totale après 2000h de test de chaleur humide. L'intégration de la couche d'Al à la couche diélectrique (ILD) donne une meilleure stabilité. Par conséquent la puissance maximale se dégrade après 2000h. Les meilleurs résultats

sont obtenus sans la couche ILD dans les modules. Ainsi, la structure la plus stable est celle qui combine l'encapsulant polyoléfine et l'adhésif conducteur CA2 sans la couche isolante (ILD).

IV.5. Conclusion

Des modules MWT de différents assemblages ont été soumis à l'essai de chaleur humide défini à 85°C sous 85% d'humidité relative pendant 2000 heures. Les résultats montrent que les modules qui combinent la face conductrice arrière avec deux types d'ILD et l'encapsulant ethylene-vinyl-acétate (EVA) ont des taux de dégradation plus élevés dus à l'infiltration d'humidité dans l'encapsulant EVA qui cause un affaiblissement de la force d'adhésion à l'interface ILD/Cu et donc une délamination. L'absence d'ILD améliore significativement la stabilité des modules à contact arrière. Une meilleure fiabilité est obtenue pour les modules qui combinent la face arrière en Cu sans ILD, le conducteur adhésif et l'encapsulant de polyoléfine ou EVA. Pour les modules ayant un encapsulant à base de polyoléfine, une faible perte de puissance est constatée, 0,3% après 2000 heures d'essai en chaleur humide, contrairement aux modules ayant un encapsulant EVA Pour lesquels la réduction est de 1,6%.

Conclusion générale et perspectives

Nous nous sommes intéressés dans ce travail à l'évaluation des performances électriques des modules PV dans différents sites d'implantation sous l'effet de l'ombrage et du vieillissement naturel, ainsi qu'à un essai accéléré en chaleur humide sur un ensemble de modules MWT (Metal Wrap Through) pour sélectionner la structure la plus stable.

Dans le chapitre I, une étude bibliographique est consacrée aux généralités sur les systèmes photovoltaïques, aux facteurs environnementaux et à une revue des différents modes de dégradation des modules PV au cours du temps qui sont principalement la corrosion des interconnexions, la décoloration d'encapsulant, la délamination des couches adhésives, les bris de verre et les fissures de cellules. Néanmoins, la corrosion et la décoloration restent, d'après la littérature, les modes de dégradation prédominants.

Dans le chapitre II, une étude de l'effet d'ombrage sur les performances électriques des modules PV causé par différentes contraintes environnementales (salissure, feuille d'un arbre, parties de construction au voisinage et poussières de sable) dans un site urbain et saharien est réalisée expérimentalement. Celle-ci a montré une perte de puissance constatée de plus de 50% pour les modules ombragés dans le milieu urbain et d'environ 80% dans le milieu désertique. La perte de puissance maximale des modules PV sous l'effet de la poussière de sable est de 8,5% après une semaine sans nettoyage. Pour cela il est nécessaire de nettoyer les modules chaque fin semaine. La détection de points d'inflexion dans l'analyse des caractéristiques I-V liée à l'activation d'une ou plusieurs diodes by-pass nous a permis de détecter la présence d'ombrage partiel sur le module. Enfin, une méthode d'imagerie infrarouge qui permet de détecter et de localiser les cellules PV occultées a été mise en place. Elle peut présenter un intérêt majeur dans la protection et l'entretien des modules PV dans le site d'exploitation.

Dans le chapitre III, une étude sur l'identification des différents modes de dégradations des différents composants du module (verre, encapsulant EVA, cellules, rubans

d'interconnexion, etc.) sous l'effet des facteurs de stress environnementaux (température ambiante, irradiation, humidité, poussière et chocs mécaniques) sur deux centrales, une en milieu désertique et une en milieu méditerranéen, a été effectuée expérimentalement en utilisant une plateforme de mesures et une analyse des performances électriques (courant de court-circuit (I_{sc}), tension en circuit ouvert (V_{oc}), la puissance maximale (P_{max}) et le facteur de forme (FF)). Les principaux modes de dégradation qui ressortent pour les modules installés en milieu aride sont : la décoloration d'encapsulant, la délamination, la fissuration des cellules, les bris et fissures de verre, le brunissement des cellules, l'oxydation des contacts métalliques, les hot spots et les chocs thermiques. L'influence de ces derniers sur les performances électriques est très forte par rapport aux modes de dégradation identifiés sur les modules installés en milieu méditerranéen (décoloration de l'encapsulant, délamination de l'encapsulant, couche antireflet décolorée, snail trails, corrosion des rubans d'interconnexions et fissuration des cellules). Les résultats obtenus dans notre étude sont en accord avec les résultats obtenus dans la littérature. Par exemple, les modules étudiés dans le site saharien présentent en moyenne un taux annuel de dégradation de 1,22 %/an correspondant aux taux de dégradation moyens pour Tilonia en Inde et en Arizona. De même, les modules étudiés dans le site méditerranéen présentent en un taux moyen annuel de dégradation de 1,36 %/an après 10 ans, qui est en accord avec le taux de dégradation moyen pour les modules installés à Hamamatsu (Japon).

Enfin, dans le but de comprendre les modes de dégradation qui surviennent à différentes périodes de la vie du module, il est possible de réaliser des tests de vieillissement accélérés capables de les faire apparaître sur des échelles réduites de temps. Dans ce cas l'essai accéléré de chaleur humide à 85°C sous 85% d'humidité relative pendant 2000 heures a été réalisé sur un ensemble de modules MWT (Metal Wrap Through) ayant différents assemblages de matériaux constitutifs fabriqués par ECN afin d'estimer la fiabilité des modules. Les résultats obtenus montrent que les modules ayant un encapsulant à base de polyoléfine ont une faible perte de puissance de 0,3% après 2000 heures d'essai en chaleur humide, contrairement aux modules ayant un encapsulant EVA pour lesquels la réduction est de 1,6%.

Perspectives

Plusieurs perspectives sont envisageables et particulièrement les points suivants :

- ✓ Étude l'évolution des modes de dégradation de différentes technologies de modules PV sous différents climats.
- ✓ Développer un modèle numérique sur l'évolution des effets des dégradations des modules photovoltaïques.
- ✓ Réaliser un système d'aide au diagnostic qui permettant de détecter, d'identifier et de localiser les différentes modes de dégradation sur un module PV afin d'optimiser sur la production PV.
- ✓ Réaliser des essais accélérés sur les différents composants des modules dans le but d'estimer les pertes de puissance dues aux modes de dégradation engendrés et discuter de l'équivalence entre les essais accélérés et le vieillissement naturel pour chaque technologie considérée.

Références

- [2] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. Sadasy, Le pompage photovoltaïque, Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Université d'Ottawa, 2002.
- [3] Z. Bendjellouli, Contribution à la modélisation d'une cellule solaire, Mémoire de magister, Université de Bechar, 2009.
- [4] N. Seddaoui, Modélisation et extraction automatique des paramètres d'un générateur photovoltaïque connectée au réseau électrique, Mémoire de Magister, Université de Sétif UFAS, 2009.
- [5] W.Achim, Design issues of photovoltaic systems and their grid integration, PhD, U.K. leuven,2003.
- [6] Y. Jannot, Thermique solaire, pp. 57, octobre 2003.
- [7] N. Dong, Modélisation du potentiel solaire par temps claire à Dakar, Mémoire de DEA, ESP, UCAD, pp. 55, 2003.
- [8] F. Kasten, A.T. Young, Revised optical air mass tables and approximation formula, Applied Optics, Vol. 28, pp. 4735–4738, 1989.
- [9] S. Issaadi, Commande d'une poursuite du point de puissance maximum (MPPT) par les Réseaux de Neurones, Mémoire de magister, Laboratoire LDCCP, ENP, 2006.
- [10] R.A. Messenger, J. Ventre, Photovoltaic systems engineering, Second édition, CRC Press LLC, 2004.
- [11] O. Gergaud, Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur, Thèse de doctorat de l'école normale supérieure de Cachan, 2002.
- [12] L. Mabile, Vers la compréhension des mécanismes de dégradation et de vieillissement des assemblages photovoltaïques pour des applications sous haute concentration, Paris Sud-Paris XI, 2014.
- [13] http://www.iso.org/iso/catalogue_detail.htm.csnumber=16629.
- [14] F. Héroguel, les cellules photovoltaïques, Epreuve de projet Ecole Normale Supérieure. Lyon, Juillet 2007.
- [15] C. Lerouge, et al, Recherche & Industrie Photovoltaïque (PV) aux Etats-Unis, Sciences Physiques, 2006.

- [16] W. Shockley, H. J. Queisser, Detailed balanced limit of efficiency of PN junction solar cells, *Journal of Applied Physics*, Vol. 32, pp. 510, 1961, DOI:10.1063/1.1736034.
- [17] D. Meekhum, Réalisation d'un système de conversion et de gestion de l'énergie d'un système photovoltaïque pour l'alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonomes pour l'application aéronautique, Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2010.
- [18] T. Mambrini, Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies, Thèse de doctorat, Université Paris-Sud, Laboratoire de Génie Electrique de paris (LGEP), 2014.
- [19] W. Bennett, I.J. Spath, M. Dekker, N.J.J. Rosca V, Back contact module technology, *China PV Technology International Conference*, 2012.
- [20] A. Martin, G. Keith Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, D. Ewan, Dunlop. Solar cell efficiency tables, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 21(5), pp. 827–837, 2013.
- [21] L. Protin, S. Astier, Convertisseurs photovoltaïques, *Techniques d'Ingénieur*, in TI-d3360, 1997.
- [22] R.C. Campbell, A Circuit-based Photovoltaic Array Model for Power System Studie, 39th North American Power Symposium, pp. 97–101, 2007.
- [23] J.W. Bishop, Computer Simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuit, ESTI Project, Commission of the European Communities Joint Research Centre, 1988.
- [24] R.E. Hanitsch, D. Schulz, U. S. Shading, Effects on Output Power of Grid Connected Photovoltaic Generator Systems, *Rev Energ Ren, Power Enginnering*, 2001.
- [25] S. Silvestre, A. Chouder, Shading effects in characterization of current –voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells, *Solar Energy*, 1996.
- [26] M. Sadok, A. Mehdaoui, Outdoor testing of photovoltaic arrays in the Saharan region, *Ren Energy*, Vol. 33, pp. 2516–2524, 2008.
- [27] F. Bandou, A. Hadj Arab, M.S. Belkaid, Test performance electrical of the photovoltaic module in two different environments, *Energy Proc Vol.36*, pp. 1018–1024, 2013.
- [28] G.W. Hart, Residential photovoltaic system simulations: electrical aspects, *Proceeding of the 16th IEEE, Photovoltaic, Specialists Conference (PVSC)*, pp. 281–288, 1982.

- [29] F. Lasnier, S. Sivoththaman, Photovoltaic system sizing and performance by the comparison of demand and expected radiations, *International J Sol Energy*, Vol. 9, pp. 65–76, 1990.
- [30] D. Rekioua, E. Matagne, Optimization of photovoltaic power systems: Modelization, Simulation and Control, *Green Energy and Technology*, 2012.
- [31] A. Omole, Analysis Modeling and Simulation of Optimal Power Traking of Multiple Modules of Paralleled Solar Cell Systems, College Of Engineering, The Florida State University, Semester, 2006.
- [32] T. Fogelman, Système photovoltaïque pour les pays en déventement, manueeld’installation et d’utilisation, Agence Française pour la Maîtrise de l’énergie, AFME.
- [33] J. Wohlgemuth, D. Cunningham, A.M. Nguyen, J. Miller, Long Term Reliability of PV Modules, Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 1942-1946, 2005.
- [34] J.H. Wohlgemuth, S. Kurtz, Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic’s Progress Toward Grid Parity, In, *IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey. California*, pp. 10–14, April 2011.
- [35] M.K Panjwani, G.B Narejo, Effect of Humidity on the Efficiency of Solar Cell photovoltaic, *Int J Eng Res General Sci*, Vol. 2 (4), pp. 2091-2730, 2014.
- [36] C. Peike, L. Purschke, K. Weiss, M. Kohl, M. Kempe, To wards the origin of photochemical EVA discoloration, In, *Conference Record of the 39th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Tampa, Florida, pp. 1579-1584, 2013.
- [37] L. Basha, Analysis and evaluation tools development of photovoltaic modules and system performance under jordanian and german climatic conditions, Master thesis, faculty of Engineering at Cairo University, 2012.
- [38] G. Becker, B. Schiebelsberger, W. Weber, An approach to the impact of snow on the yield of grid-connected PV systems, In, *Proceedings of European PVSEC*, Dresden, Germany, 2006, Preprint available from <http://www.sev-bayern.de/content/snow.pdf> (20.07.10).
- [39] IEA PVPS Task 7, Reliability study of grid connected PV systems field experience and recommended design practice, 2002. Available online at: http://www.iea-pvps.org/products/download/rep7_08.pdf, (20.07.10).
- [40] M.A. Munoz, M.C. Alonso-Garcia, V. Nieves, F. Chenlo, Early degradation of silicon PV modules and guaranty condition, *Solar Energy*, Vol.85, pp. 2264–2274, 2011.

-
- [41] J. Wohlgemuth, D.W. Cunningham, A. Nguyen, G. Kelly, D. Amin, Failure Modes of Crystalline Silicon Modules. Proceedings of PV Module Reliability Workshop, 2010.
- [42] G.D. Neelkanth, R.R. Nachiket, M. Alex, C. Chris, Effect of glass na content on adhesional strength of pv modules, In Photovoltaic Specialists conference.Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, pp. 231–234, IEEE, 2002.
- [43] B. Chris, Why Glass Sometimes Breaks. Presented at Photovoltaic Module Reliability, Workshop Golden, Colorado, USA, 2010.Available:http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/pvrw2010_barry.pdf.
- [44] M.A. Quintana, D.L. King, T.J. McMahon, C.R. Osterwald, Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules, Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1436– 1439, 2002.
- [45] T. Sample, Failure modes observed in real use and long term exposure, In PV Reliability Workshop, Berlin, 2011.
- [46] L. King, M.A. Quintana, J.A. Kratochvil, D.E. Ellibee, B.R., Hansen, Photovoltaic module performance and durability following long-term field exposure, Progress in Photovoltaics : Research and Applications, Vol. 8 (2), pp. 241–256, 2000.
- [47] A. Parretta, M. Bombace, G. Graditi, R. Schioppo, Optical degradation of long-term. field-aged c-si photovoltaic modules, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 86(3), pp. 349 – 364, 2005.
- [48] G. Oreski, G.M. Wallner, Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions, Solar Energy, Vol. 83, pp. 1040–1047, 2009.
- [49] T. Kojima, T. Yanagisawa, The evaluation of accelerated test for degradation a stacked a-Si solar cell and EVA films. Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 81 (1), pp. 119–123, 2004.
- [50] C.R. Osterwald, A. Anderberg, S. Rummel, L. Ottoson, Degradation Analysis of Weathered Crystalline-Silicon PV Modules, 29thIEEE Photovoltaic Specialists Conference. New Orleans. Louisiana, 2002.
- [51] M.D. Kempe, Modelling the moisture ingress into photovoltaic modules, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 90,pp. 2720–2738, 2006.
- [52] M.A. Munoz, M.C. Alonso-Garcia, V. Nieves, F Chenlo, Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. Solar Energy, Vol.85, pp. 2264–2274, 2011.
-

-
- [53] A. Skoczek, T. Sample, E.D. Dunlop, The results of performance measurements of field-aged crystalline silicon photovoltaic modules, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 17, pp. 227–240, 2009.
- [54] K.W. Jansen, A.E. Delahoy, laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates, *Thin Solid Films*, Vol. 423, pp. 153–160, 2003.
- [55] G. Oreski, G.M. Wallner, Aging mechanisms of polymeric films for PV encapsulation, *Solar Energy*, Vol. 79(6), pp. 612–617, 2005, <ce :title>Polymeric Materials for Solar Energy Applications</ce :title>.
- [56] S. Yang, Characterization and aging study of encapsulant (EVA) and backsheet for pv modules, In *NREL PV Module Reliability Workshop*, Denver West Marriott, Golden, Colorado, 2011.
- [57] M. Stephan, , K. Thomas, , J. Wolfgang, , F. Hurbert, Quality testing for PV modules according to standards and performance control for supporting manufacturing, *Proceedings of the 19th EU PVSEC*, Paris, 2004.
- [58] K.W. Jansen, A.E. Delahoy, laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates. *Thin Solid Films*, Vol. 423(2), pp. :153– 160, 2003.
- [59] T.H. Weber, E. Benfares,, S. Krauter, , P. Grunow, Electroluminescence on the corrosion of thin film modules. *EU PVSEC*, 2010.
- [60] J. Wennerberg, J. Kessler, I. Lars Stolt, Cu(in,ga)se₂-based thin-film photovoltaic modules optimized for long-term performance, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 75(1–2), pp. 47– 55, 2003, <ce :title>PVSEC 12 Part II</ce :title>.
- [61] P. Hacke, K. Terwilliger, S. Glick, D. Trudell, N. Bosco, S. Johnston, S. Kurtz, Test-to-failure of crystalline silicon modules. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 35th IEEE, pp. 244–250, IEEE, 2010.
- [62] J.H. Wohlgemuth, S. Kurtz, Using accelerated testing to predict module reliability. In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 37th IEEE, pp. 3601–3605, IEEE, 2011.
- [63] W. Herrmann, W. Wiesner, W. Vaassen, Hot spot investigations on PV modules-new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes, *Conference Record of the 26th IEEE*, Anaheim, pp. 1129-1132, 1997.

- [64] D.E. Carlson, R. Romerol, F Willing, D. Meakin, , L. Gonzalez, 1 R. Murphy, H.R. Moutinho, M.A. Jassim, Corrosion Effects in Thin-Film Photovoltaic Modules .Progress Photovoltaics: Research and Applications, Vol. 11, pp. 377–386, 2003, DOI: 10.1002/pip.500.
- [65] M.D. Kempe, Control of Moisture Ingress into Photovoltaic Modules,31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference and Exhibition, Lake Buena Vista, Florida, January, pp. 3–7, 2005.
- [66] E. Molenbroek, D.W. Waddington, K.A. Emery, Hot spot susceptibility and testing of PV modules. In: Conference Record of the22th IEEE, Las Vegas, Vol. 1, pp. 547-552, 1991.
- [67] H. Haberlin, Solar Modules and Solar Generators. In Photovoltaics System Design and Practice, edited by Herbert Eppel, pp.127-221, 2010.
- [68] M.C. Alonso-Garcia, J.M. Ruiz, F. Chenlo, Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module, Solar Energy Materials& Solar Cells Vol. 90 (3), pp. 329-340, 15 February 2006.
- [69] Y. Wang, et al., Light induced degradation of microcrystalline silicon solar cells. Journal of mon-crystalline solids, Vol. 352(9), pp. 1909–1912, 2006.
- [70] A. Parretta, M. Bombace, G.Graditi, R. Schioppo, Optical degradation of long-term, field-aged c-si photovoltaic modules. Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 86(3), pp. 349–364, 2005.
- [71] A. Woyte, J. Nijs, R. Belmans, Partial Shadowing of Photovoltaic Arrays with Different System Configurations, Literature Review and Field Test Results, Solar Energy, Vol. 74,pp. 217-233, 2003.
- [72] M. Vázquez, I. Rey-Stolle, Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol. 16(5), pp. 419–433, 2008.
- [73] M. Schütze, M. Junghänel, ,O. Friedrichs, R. Wichtendahl, M. Scherff, J. Müller, P Wawer, Investigations Of Potential Induced Degradation Of Silicon Photovoltaic Modules,26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Germany, pp. 5–9, September 2011.
- [74] Commission Electrotechnique Internationale (CEI), Standard IEC61215: Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules. Design Qualification and Type Approval IEC Central Office, Geneva, Switzerland, 2005.

-
- [75] G.H. Kang, et al, Investigation of aging phenomenon and power drop rate with field exposed PV modules. 25th EUPVSCE. Valencia, pp. 4015–4018, 2010.
- [76] B. Otwin, , B. Jan, , T. Thorsten, , A.B. Robert, On the detection of shunts in silicon solar cells by photo- and electroluminescence imaging. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol.16, pp. 325–330, 2008
- [77] A. Woyte, J. Nijs, R. Belmans, Partial Shadowing of Photovoltaic Arrays with Different System Configurations, Literature Review and Field Test Results, *Solar Energy*, Vol.74, pp.217–233, 2003.
- [78] H. Kawamura, K. Naka, N. Yonekura, Simulation of I-V characteristics of a PV module with shaded PV cells, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol.75, pp. 613-621, 2003.
- [79] S. Silvestre, A. Boronat, A. Chouder, Study of bypass diodes configuration on PV modules, [Applied Energy](#), Vol. 86 (9), pp.1632–1640, 2009.
- [80] G. Notton, I. Caluianu, I. Colda, S. Caluianu, Influence d'un ombrage partiel sur la production électrique d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin, *Revue des Energies Renouvelables*, Vol.13, 2010.
- [81] E. Diaz-Dorado, J. Cidrás, C. Carillo, Discrete I-V model for partially shaded PV-arrays, *Solar Energy*, Vol. 103, pp 96-10, 2014.
- [82] M.C.Hottel, B.B. Woertz, Performance of flat plate solar heat collectors, *ASME Trans*, Vol. 64, pp, 91-104, 1942.
- [83] H.L. Macomber, J.B. Rizek, F.A., Costello, Photovoltaic stand-alone systems: Preliminary engineering design handbook, Report no. DDE/NASA 0195–1, NASA CR 16532 M206, 1981.
- [84] A. Salim, F. Huraib, N. Eugenio, PV power-study of system options and optimization, In *Proceedings of the 8th European PV Solar Energy Conference*, Florence, Italy, 1988.
- [85] E. Kymakis, S. Kalykakis, T.M. Papazoglou, Performance Analysis of a Grid Connected Photovoltaic Park on the Island of Crete, *Energy Conversion and Management*, Vol. 50 (3), pp. 433–438, 2009.
- [86] D. Berman, D. Faiman, I. Yehia, Implementing and Field Testing a Solar Photovoltaic System at a Palestinian Village, Sept 1999
- [87] L. Chaar, A. Jamaledine, F. Ajmal, H. Ahmad Khan, Effect of Wind Blown Sand and Dust on PV Arrays Especially in the UAE, *Power Systems Conference (PSC)*, South Carolina, March 2008.
-

- [88] H. Patel, V. Agarwal, MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics, *Energy Conversion, IEEE Transactions*, Vol. 23, (1), pp. 302-310, 2008.
- [89] R. Hammond, D.Srinivasan, A.Harris, K.Whitfield, J.Wohlgemuth, Effects of Soiling on PV Module and Radiometer Performance, *PVSC*, Anaheim (CA, United State), Oct 1997.
- [90] D.A. Sadio, Etude de l'influence de l'inclinaison et des dépôts de poussière sur les performances des modules PV à kamboisé, Mémoire du master institut International d'ingénierie de l'Eau et de l'Environnement, 2010.
- [91] G.B. Katz, Effect of Dust on Solar Panels. www.gregorybkatz.com/Home/effect-of-dust-on-solar-panels, 2011.
- [92] M. Bressan. Développement d'un outil de supervision et de contrôle pour une installation solaire photovoltaïque. *Electronics*. Université de Perpignan, Franch. 2014.
- [93] E. Meyer, E.VanDyk, The effect of reduced Shunt Resistance and shading on photovoltaic module performance. *Proceedings of the 31 IEEE Photovoltaic Specialists Conferences*, pp. 1331–1334, 2005.
- [94] M.S. El-Shobokshy, F.M. Hussein, Effect of dust with different physical properties on the performance of photovoltaic cells, *Solar Energy*, Vol. 51(6), pp. 505-511, 1993.
- [95] Y. Ahmad, A. Al-hasan, A. Adel, b. Ghoneim, A new correlation between photovoltaic panel's efficiency and amount of sand dust accumulated on their surface, *International Journal of Sustainable Energy*, Vol. 24 (4), pp. 187–197, 2005.
- [96] A. Al-Hasan, New correlation for direct beam solar radiation received by photovoltaic panel with sand dust accumulated on its surface, *Sol. Energy*, Vol. 63, pp. 323–333. 1998.
- [97] N. Ababacar, Etude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance, Thèse de Doctorat, Université Cheikh Antadiop de Dakar, 2013.
- [98] M. Ibrahim, B. Zinsser, H. El-Sherif, E. Hamouda, G. Makrides, G.E. Georghiou, M. Schubert, J.H. Werner, Advanced Photovoltaic Test Park in Egypt for Investigating the Performance of Different Module and Cell Technologies, *Proceedings of the 24th Symposium Photovoltaic Solar Energy, Staffelstien, Germany*, 2009.
- [99] A. Detrick, A.Kimber, L. Mitchell, Performance Evaluation Standards for Photovoltaic Modules and Systems, *Proceedings of the 31st IEEE Photovoltaics Specialists*

- Conference, pp. 1581-1586, ISBN 0-7803-8707-4, Lake Buena Vista, USA, January 2005.
- [100] F. Wakim, Introduction of PV power generation to Kuwait. Kuwait Institute for Scientific Research Report no. 440, Kuwait, 1981.
- [101] S. Guo, T. M. Walsh, A. G. Aberle, M. Peters, Analysing partial shading of PV modules by circuit modeling, Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE, Page(s): 2957-2960.
- [102] L. Bun, Détection et localisation de defaults pour un système PV, G2ELAB, thèse Grenoble, 2010.
- [103] E. Polyanskaya, Simulation of the effects of global irradiance, ambient temperature and partial shading on the output of the photovoltaic module using MATLAB/Simulink and ICAP/4". Engineering Thesis Project, School of Engineering and Energy, Murdoch University, 2012.
- [104] G. Acciani, B. Simione, S. Vergura, Thermographic Analysis of Photovoltaic Panels, International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Granada/Spain. Vol. 10, 2010.
- [105] C. Bendel, and A. Wagner, Photovoltaic Measurement Relevant to the Energy Yield, WCPEC-3 World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, pp. 2227–2230, 2003.
- [106] E. Skoplaki, J.A. Plyvos, On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations, Sol Energy, Vol.83, pp.614–624, 2009.
- [107] C. Leboeuf, H. Ossenbrink, PV module power output: sensitivity and uncertainty in non-STC measurements. In: Proceedings of IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC), pp.614-619, 1991.
- [108] W. Knaup, Power rating of photovoltaic modules from outdoor measurements. Proceedings of IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC), Las Vegas, pp. 640–644, 1991.
- [109] R. Dubey, S. Chattopadhyay, V. Kuthanazhi, J.J. John, B.M. Arora, A. Kottantharayil, K.L. Narasimhan, C.S. Solanki, V. Kuber, J. Vasi, A. Kumar, O.S. Sastry, All-India Survey of Photovoltaic Module Degradation, Report of the National Centre for Photovoltaic (NCPRE), IIT Bombay & Solar Energy Centre (Gurgaon), 2014.

- [110] A. Ndiaye, C.M.F. Kébé, A. Charki, P.A. Ndiaye, V. Sambou, A. Kobi. Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment. *Sol Energy*,103:70–77, 2014.
- [111] T. Shioda, Delamination failures in long-term field-aged PV modules from point of view of encapsulants. In:Proceedings of the Photovoltaic Module reliability Workshop, Colorado USA, 2013.
- [112] A.W. Czanderna, F.J. Pern, Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 1996;43: 101-81.
- [113] S. Chattopadhyay, R. Dubey, V. Kuthanazhi, J.J. John, C.S. Solanki, Kottantharayil A, B.M. Aror, K.L. Narasimhan, V. Kuber, J. Vasi, A. Kumar, O.S. Sastry, Visual Degradation in Field-Aged Crystalline Silicon PV Modules in India and Correlation with Electrical Degradation. *Renewable Energy*, Vol.78, pp.193-202, 2015.
- [114] ENV 13005, Guide to the expression of uncertainty in measurement, 2009.
- [115] C. Dechthummarong, B. Wiengmoon, D. Chenvidhya, C. Jivacte, K. Kirtikara, Physical deterioration of encapsulation and electrical insulation properties of PV modules after long-term operation in Thailand. *Sol Energy Mater Sol Cells*, Vol. 94, pp.1437-1440, 2010.
- [116] B. Raghuraman, V. Laksman, J. Kuitche, W. Shisler, G. Tamizhani, H. Kapoor, An overview of SMUDS outdoor photovoltaic test program at Arizona State University. In: IEEE 4th IEEE World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Hawaii, USA, 2006.
- [117] D. Berman, D. Faiman, EVA browning and the time-dependence of I-V curve parameters on PV modules with and without mirror-enhancement in a desert environment. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 45, pp. 401-412. 1997.
- [118] D.C. Jordan, J.H. Wohlgemuth, S.R. Kurtz, Technology and Climate Trends in PV Module Degradation. In: Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp. 3118-3124, 2012.
- [119] A. Hadj Arab, F. Cherfa, A. Chouder, and F. Chenlo, Grid-Connected Photovoltaic System at CDER-Algeria, 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Barcelona, pp.6-10, June 2005.

- [120] A.W. Czanderna, F.J. Pern, Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant, A critical review, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 43, pp. 101-181, 1996.
- [121] G. Oreski, G.M. Wallner, Delamination Behaviour of Multi-Layer Films for PV Encapsulation, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, Vol 89(2–3), pp. 139–151, 2005.
- [122] T. Shioda, Delamination failures in long-term field-aged PV modules from point of view of encapsulants, In: *Proceedings of the photovoltaic module reliability workshop*, Colorado, USA; 2013.
- [123] P. Sanchez-Friera, M. Piliouline, J. Pelaez, J. Carretero, and de M. S. Cardona, Analysis of Degradation Mechanisms of Crystalline Silicon PV Modules after 12 Years of Operation in Southern Europe, *Prog. Photovoltaics: Res. Appl.*, Vol.19(6), pp. 658–666, 2011.
- [124] S. Meyer, S. Timmel, S. Richter, "Silver nanoparticles cause snail trails in photovoltaic modules" *Solar Energy Materials & Solar Cells* 121 (2014) Page(s): 171–175.
- [125] S. Richter, M. Werner, S. Swatek, C. Hagendorf, "Understanding the snail trail effect in silicon solar modules on microstructural scale", in : *Proceedings of the 27th EUPVSEC*, 2012, Page(s): 3439–3441.
- [126] G. Jorgensen, K. Terwilliger, S. Glick, J. Pern, T. McMahon, *Materials Testing for PV Module Encapsulation*, presented at the National Center for Photovoltaics and Solar Program Review Meeting, Denver, CO, 2003.
- [127] D. Polverini, M. Field, E. Dunlop, and W. Zaaiman, Polycrystalline Silicon PV Modules Performance and Degradation over 20 Years, *Prog. Photovoltaics: Res. Appl.*, Vol. 21(5), pp. 1004–1015, 2012.
- [128] M.S. El-Shobokshy, F.M. Hussein, Effect of dust with different physical properties on the performance of photovoltaic cells, *Solar Energy*, Vol. 51(6), pp. 505-511, 1993.
- [129] http://www.bipm.org/utis/common/documents/jcgm/JCGM_100_2008_E.pdf
- [130] C. E. Chamberlin, M. A. Rocheleau, M. W. Marshall, "Comparison of PV module performance before and after 11 and 20 years of field exposure", *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), IEEE*, Page(s): 101-105, 2011.
- [131] S. Chandel, S. Nagaraju Naik, M. V. Sharma, R. Chandel, Degradation analysis of 28 year field exposed mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar water

-
- pumping system in western Himalayan region of India, *Renewable Energy* 78 ,193-202, 2010.
- [132] N.diaye, A. Kebe, C.M.F. Ndiaye, P.A. Charki, A. Kobi, A. Sambou, V. A novel method for investigating photovoltaic module degradation. *Energy Proc.* 36, 1222–1231, 2013b. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.138>.
- [133] G. B. Katz, Effect of Dust on Solar Panel,. www.gregorybkatz.com/Home/effect-of-dust-on-solar-panels, 27 April 2011.
- [134] S. Sakamoto, T. Kobayashi, S. Nonomura, Epidemiological degradation analyses of crystalline silicon photovoltaic modules. *Proc. 21st International Photovoltaic Science and Engineering Conf.*, 2011.
- [135] A. Realini, Mean Time Before Failure of Photovoltaic Modules, Final Report (MTBF Project), Federal Office for Education and Science Tech. Rep., BBW 99.0579, 2003.
- [136] S. Silvestre, A. Chouder, Analysis of power losses in PV systems, 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, Spain, 1-5 September 2008.
- [137] A. Chouder, S. Silvestre, Analysis Model of Mismatch Power Losses in PV Systems, *Journal of Solar Energy Engineering*, , Vol. 131 / 024504-1, may 2009.
- [138] S.W.Glunz, J.Dicker, D. Kray, high-efficiency cell for medium-quality silicon. *Proceedings of the 17th European photovoltaic Solar Energy Conference*, Munich, Germany, pp.1287-1291.
- [139] W.Eerenstein, I. Bennett, D. Veldman, T. Visser, B. Brockholz, P.C. de Jong, C.A. Copetti, P. Wijnen, Climate chamber test results of MWT back contact modules, *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion* Valencia, Spain, 2010.
- [140] I.J. Bennett, C. Tjengdrawira, A.A. Mewe, M.W.P.W. Lamers, P.C. De Jong, A.W. Weeber, World record module efficiency for large and thin mc-Si MWT cells, *Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg, Germany, 2009.
- [141] M. Spath, P.C. De Jong, I.J., Bennett, T.P. Visser, J., Bakker, A novel Module assembly line using backcontact solar cells, *Proceedings of 33rd IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, San Diego, USA, 2008.
-

- [142] C. Tjengdrawira, M.W.P.W. Lamers, I.J., Bennett, P.C. de Jong, World first 17% efficient multi-crystallinesilicon module, 35th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, 2010.
- [143] V. Rosca, I.J. Bennett, W. Eerenstein, Systematic reliability studies of back-contact photovoltaic modules, Proceedins of the SPIE, San Diego, California, USA, 2012.
- [144] <http://www.agrion.org/reports/pdf/fr/199.pdf>.
- [145] I. J. Bennett, E. E. Bende, M.J.A.A. Goris and W. Eerenstein, An overview of developments in foil-based back-contact modules, 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, the Netherlands, 22-26 September 2014.
- [146] M. W. P. E. Lamers, C. Tjengdrawira, M. Koppes, I.J. Bennett, E. E. Bende, T. P. Visser, E. Kossen, B. Brockholz, A. A. Mewe, I. G. Romijn, E. Sauar, L. Carnel, S. Julsrud, T. Naas, P. C. de Jong, A. W. Weeber, '17.9% Metal-wrap-through mc-Si cells resulting in module efficiency of 17.0', Progress in Photovoltaics 20(1), 62-73, 2011.
- [147] IEC 61215, Ed.2: Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules– Design qualification and type approval. International Electrotechnical Commission, 2005.
- [148] M. Guichoux, C. Tjengdrawira, D. Veldman, P.C. de Jong, Impact of materials on back-contact module reliability, 35th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, Honolulu, Hawaii, USA, 2010.

Résumé : Cette thèse traite des performances électriques et thermiques des modules photovoltaïques (PV) installés dans différentes conditions. Les modules PV ont usuellement une garantie avec un niveau de puissance acceptable pouvant aller jusqu'à 25 ans, mais il y a un manque de retours d'expériences permettant de valider cette durée de vie. Nous avons proposé de réaliser des procédures expérimentales basées sur des essais dans le milieu d'exposition et un essai accéléré sur différentes technologies de modules photovoltaïques pour mieux connaître l'évolution des performances électriques des modules PV dans le temps et dans un environnement donné.

Plusieurs études expérimentales ont d'abord permis d'évaluer l'impact de l'ombrage sur les performances électriques de différents modules PV au silicium, l'ombrage étant causé par différentes contraintes environnementales dans des sites urbain et saharien. Une perte de puissance de plus de 50% pour les modules ombragés dans le milieu urbain et d'environ 80% dans le milieu désertique est trouvée.

Le vieillissement de deux centrales PV dans un site saharien et méditerranéen après respectivement 28 ans et 10 ans de service a ensuite été étudié. L'identification des modes de dégradation avec le vieillissement naturel a été menée par des inspections visuelles sur site et la mesure des caractéristiques courant-tension a permis de déterminer les taux de dégradation engendrés. Les résultats obtenus montrent que les modules étudiés dans le site saharien présentent en moyenne un taux de dégradation de 1,22 %/an correspondant aux taux de dégradation moyens pour Tilonia en Inde et pour l'Arizona. Les modules étudiés dans le site méditerranéen présentent en moyenne un taux de dégradation de puissance de 1,36%/an après 10 ans, ce qui est en accord avec le taux de dégradation moyen des modules installés à Hamamatsu (Japon).

Enfin, dans le but de comprendre les modes de dégradation qui surviennent à différentes périodes de la vie d'une nouvelle technologie de modules PV, une campagne de tests accélérés en laboratoire a été menée. Les tests de chaleur humide 85°C/85% rh ont été conduits sur un ensemble de modules MWT (Metal Wrap Through) fabriqués par ECN (Energy Center of the Netherlands, Pays-Bas). Les résultats obtenus montrent que les modules ayant un encapsulant à base de polyoléfine ont une faible perte de puissance, de 0,3% après 2000 heures d'essai en chaleur humide, contrairement aux modules ayant un encapsulant EVA pour lesquels la réduction est de 1,6%.

Ce travail de thèse permet finalement de donner une base de données intéressante à exploiter pour améliorer la maîtrise du comportement et la durabilité des modules PV sur leurs cycles de vie.

Mots-clés: photovoltaïque, ombrage, dégradation, vieillissement, performances, module MWT.

Abstract: This Ph. D. Thesis deals with the electrical and thermal performances of photovoltaic (PV) modules operated under different conditions. PV modules usually have a guarantee on an acceptable power level up to 25 years, but there is a lack of experience feedback to validate this lifetime. Experimental procedures based on in situ testing and accelerated tests are made on different PV modules of different types to better understand the evolution of the electrical performance of PV modules in time and in a given environment.

Firstly, several experimental studies were performed to determine the impact of shading on the electrical production of different PV silicon modules. Various types of shading were considered in sundry surroundings in Saharan and urban sites. A power loss of more than 50% for shaded PV modules in urban areas and of about 80% in the desert environment was found.

The aging of two PV plants in Saharan and Mediterranean sites after 28 and 10 years of service respectively was then studied. Identification of the degradation modes with natural aging was conducted by visual inspections and measurements of current-voltage characteristics were acquired to determine the degradation rates. The obtained results display that the PV modules in the Saharan site undergo a mean power degradation rate of 1.22%/year in accordance with the average degradation rates found in Tilonia (India) and in Arizona. The modules studied in the Mediterranean place exhibit a mean power degradation rate of 1.36% / year after 10 years, which is consistent with the average degradation rate of modules installed in Hamamatsu (Japan).

Finally, in order to understand the degradation processes that occur on a new technology of PV modules, damp heat tests 85°C/85% rh were carried out on a set of MWT modules (Metal Wrap Through) manufactured by ECN (Energy Center of the Netherlands, the Netherlands). The results depict that modules with polyolefin encapsulant have a low power loss of 0.3% after 2000 hours of damp heat test, unlike the modules with EVA encapsulant for which the reduction is of 1.6%.

This work ultimately provides a valuable data base which can be used to improve the electrical behavior and the sustainability of PV modules during their life cycles.

Keywords: Photovoltaic, shading, degradation, aging, performance, MWT module.

Publications

- ✚ F. Bandou, A. Hadj Arab, M.S. Belkaid,(2013),*Test performance electrical of the photovoltaic module in two different environments*, Energy Procedia,(36), pp. 1018–1024
- ✚ F. Bandou, A. Hadj Arab, M.S. Belkaid, P.O. Logerais, (2014), *Outdoor testing effect of sand on photovoltaic module in the Saharan region*, IEEE, Photovoltaic Specialists Conference, IRSEC, pp. 258-261.
- ✚ F. Bandou, A. Hadj Arab, M.S. Belkaid, P.O. Logerais, O. Riou, A. Charki,(2015),*Evaluation performance of photovoltaic modules after a long time operation in Saharan environment*, International Journal of Hydrogen Energy, 40, pp. 13839 – 13848.
- ✚ F. Bandou, A. Hadj Arab , M. S. Belkaid , V. Rosca, M. G. Guichoux , W. Eerenstein , J. A. M. van Roosmalen, P. O. Logerais,(2016), *Reliabilityof back-contact MWT modules under hot and humid conditions*, British Journal of Applied Science & Technology, 13(2),pp. 1-10.

Communications

- F. Bandou, A. Hadj Arab « *L'effet de dégradation sur les performances des modules photovoltaïques exposés en milieu naturel* » 2eme Journées Internationales sur les Énergies Renouvelables et le Développement Durable. Laghouat, les 03 et 04 Juin 2012.
- F. Bandou, A. Hadj Arab « *L'effet d'ombrage sur les performances des modules photovoltaïques* » Deuxième Conférence Internationale sur la Maintenance, la Gestion, la Logistique et l'Electrotechnique, 19-21 Novembre 2012, Oran.
- F. Bandou, A. Hadj Arab « *Contribution à l'analyse des performances des modules photovoltaïque exposé en milieu naturel* » 2eme Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables Organise du 15 au 17 Octobre 2012, Ghardaïa.
- F .Bandou, A .Hadj Arab « *Simulation des phénomènes de dégradation des modules photovoltaïques dans le site d'Adrar* » 9èmes journées scientifiques et techniques 08 au 10 avril 2013, Centre des Conventions d'Oran, Algérie.
- F.Bandou, A.Hadj Arab, M.S.Belkaid« *Outdoor testing effect of sand on photovoltaic module in the Saharan region* » IRSEC, 17-19 octobre2014 à Maroc.
- F. Bandou, M. Becherif, A.HadjArab et A. Tabanjat« *Détection l'influence d'un ombrage partiel sur la production électrique d'un module photovoltaïque*» 3ème Séminaire sur les Technologies Mécaniques Avancées pour 08 et 09 Novembre 2014 à Tlemcen.

- F. Bandou, K. Kerkouche, A. Hadj Arab « *Effets du taux d'ombrage sur les performances d'un module photovoltaïque* » Conférence Internationale des Energies Renouvelables CIER'14, 19-21 Décembre 2014.
- F. Bandou, M. Becherif, P.O. Logerais, A. Hadj Arab, M.S. Belkaid and A. Tabanjat « *Détection et localisation des échauffements dans un module photovoltaïque* » Conférence Internationale des Energies Renouvelables CIER'14, 19-21 Décembre 2014.
- Farida BANDOUD, Pierre-Olivier LOGERAIS, Amar HADJ ARAB « *Simulation du comportement électrique d'un module photovoltaïque partiellement ombragé* » 17 Journée Internationale de Thermique: Energie-Environnement, Marseille, 28, 29 et 30 Octobre 2015.
- F. Bandou, A. Hadj Arab, V. Rosca, M.G. Guichoux, W. Eerenstein, J.A.M. van Roosmalen, P.O. Logerais, M.S. Belkaid « *Evaluation de la fiabilité des modules MWT dans des conditions chaudes et humides* » 5^e édition des Journées Nationales du Photovoltaïque (JNPV) , Dourdan (91), 1- 4 décembre 2015.