



HAL
open science

Étude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques - Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance

Ababacar Ndiaye

► To cite this version:

Ababacar Ndiaye. Étude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques - Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance. Sciences de l'ingénieur [physics]. Ecole Supérieure Polytechnique (ESP) - UCAD, 2013. Français. NNT : . tel-01250271

HAL Id: tel-01250271

<https://theses.hal.science/tel-01250271>

Submitted on 4 Jan 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

UNIVERSITÉ CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR



Ecole Doctorale - Physique Chimie Sciences de la Terre de l'Univers et de l'Ingénieur

ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE

Année : 2012-2013

N° d'ordre : 79

THESE DE DOCTORAT

Spécialité : Energies Renouvelables et Systèmes Electriques

Présentée par :

Ababacar NDIAYE

Etude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance

Soutenue le 26 Octobre 2013 devant le jury composé de :

Mamadou ADJ	Professeur, Directeur de l'Ecole Supérieure Polytechnique	Président
Bassirou BA	Professeur, Faculté des sciences et techniques - UCAD	Rapporteur
Amadou S.H. MAIGA	Maître de Conférences, UFR-SAT-Université Gaston Berger de Saint Louis	Rapporteur
Abdérafi CHARKI	Maître de Conférences-HDR, ISTIA-Université d'Angers, France	Examineur
Mamadou SARR	Professeur, Directeur UFR-SET - Université de Thiès	Examineur
Papa Alioune NDIAYE	Professeur, Ecole Supérieure Polytechnique - UCAD	Directeur de Thèse
Cheikh M. Fadel KEBE	Maître de Conférences, Ecole Supérieure Polytechnique - UCAD	Co-directeur de Thèse

« Donnez-moi un point fixe et un levier et je soulèverai la Terre. »

Archimède

« Ce n'est pas parce que les choses sont difficiles que nous n'osons pas, c'est parce que nous n'osons pas qu'elles semblent difficiles. »

Sénèque

« Quiconque prétend s'ériger en juge de la vérité et du savoir s'expose à périr sous les éclats de rire des Dieux, puisque nous ignorons comment sont réellement les choses et que nous n'en connaissons que la représentation que nous en faisons. »

Albert Einstein

« Gardons-nous de dire que nous avons compris, car pour autant que nous avons compris et enregistré, nous sommes pourtant loin de comprendre. La compréhension est le fait de ne pas comprendre. »

Djalal-UD-DIN RUMI

A mes chers grands-parents, Khady Diouf et feu Saliou Sow

A mes chers parents, Mafakha Touré et Awa Sow

A ma chère et brave épouse, Aminata et à notre adorable petit garçon Papa Mafakha

A mes très chers frères et sœurs, Mara, Baïdy, Serigne Saliou, Marième et Adja Coura

A notre cher oncle, Tonton Tapha

A mes chers neveux et nièce, Saliou, Ahmadina et Mame Diarra

A feu Mame Baidy Birame Touré

A mes belles-sœurs, Sokhna Bolèle et Sokhna Mbayang

A ma belle-famille

A la mémoire de Amar Kébé

Remerciements

La thèse est une expérience pleine d'enseignements, de découvertes, d'espoir, de remises en question, d'obstacles et de rencontres. Au-delà de tout cela, elle reste indéniablement une expérience extrêmement enrichissante.

Cette thèse a été réalisée au sein du Centre International de Formation et de Recherche en Energie Solaire (CIFRES) dirigé par le Professeur Papa Alioune Ndiaye et par ailleurs mon directeur de thèse. Je tiens à le remercier infiniment pour avoir accepté de diriger cette thèse mais surtout de m'avoir accueilli dans le laboratoire bien avant le démarrage de cette thèse en me donnant l'opportunité de faire une immersion dans la thématique des énergies renouvelables. Professeur, veuillez trouver en ces quelques lignes ma sincère et profonde gratitude.

Mes sincères remerciements et ma profonde reconnaissance vont au Docteur Cheikh Mouhamed Fadel Kébé, Maître de conférences à l'ESP et chercheur au CIFRES, par ailleurs mon co-directeur de thèse. Il a grandement participé à mon intégration au laboratoire en m'associant et me responsabilisant autant que possible dans tous les projets pédagogiques et de recherche qu'il a eu à coordonner. Concernant la thèse, il m'a toujours encouragé et motivé et n'a ménagé aucun effort pour mettre à ma disposition les moyens scientifiques, techniques et logistiques nécessaires à l'aboutissement de cette thèse. Qu'il sache que je lui en ai profondément reconnaissant.

Je remercie le Docteur Abdérafi Charki, Maître de conférences-HdR à l'ISTIA-Université d'Angers et chercheur au Laboratoire en Sécurité de fonctionnement Qualité et Organisation (LASQUO). Il a beaucoup apporté pour la réalisation de cette thèse en sa qualité de co-encadreur. Ses qualités scientifiques et sa générosité m'ont été d'un grand apport. L'accueil qu'il m'a réservé et les conditions de travail dans lesquelles il m'a mis lors de mon séjour au LASQUO ont favorisé le succès sur le plan scientifique de celui-ci. A travers la personne du Docteur Charki, je transmets mes vifs remerciements à l'ensemble du personnel de recherche et administratif du LASQUO avec à leur tête le professeur Abdessamad Kobi, responsable du laboratoire pour sa diligence et son esprit d'ouverture qui ont favorisé la réussite de cette collaboration.

J'adresse mes sincères et cordiaux remerciements aux membres du jury de thèse :

- Le Professeur Mamadou ADJ, Directeur de l'Ecole Supérieure Polytechnique de Dakar, pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury de thèse malgré son emploi du temps bien chargé.
- Le Professeur Bassirou Ba, enseignant-chercheur au département de Physique de la Faculté des Sciences et Techniques de l'Université Cheikh Anta Diop de Dakar, pour avoir bien voulu rapporter ce manuscrit de thèse avec beaucoup de pertinence, un grand intérêt et surtout avec une grande diligence malgré son emploi du temps très chargé .
- Le Professeur Amadou Seidou H. Maiga, enseignant-chercheur et directeur-adjoint de l'UFR SAT de l'Université Gaston Berger de Saint Louis, qui a bien accepté de rapporter ce travail de thèse avec une grande pertinence et un grand intérêt mais également avec beaucoup de générosité malgré ses nombreuses charges.
- Le Professeur Abdérafi Charki, Maître de conférences-HdR à l'ISTIA-Université d'Angers, d'avoir bien voulu effectuer ce long déplacement pour venir participer à mon jury de thèse en tant qu'examinateur. J'en suis très honoré et l'en remercie infiniment.
- Le Professeur Mamadou Sarr, enseignant-chercheur et directeur de l'UFR SET de l'Université de Thiès, pour m'avoir fait l'honneur de participer à mon jury de thèse en tant qu'examinateur. Je vous en suis très reconnaissant.

J'adresse mes très sincères remerciements au Docteur Vincent Sambou, Maître de conférences à l'ESP et chercheur au CIFRES. Il a beaucoup participé à mon intégration au sein du laboratoire. Ses conseils avisés, ses encouragements et son soutien ont été déterminants pour la réalisation de ce travail. Merci beaucoup Vincent.

J'ai une pensée particulière pour le Professeur Régis Leveugle, enseignant-chercheur à l'Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG) et directeur de recherche au Laboratoire des Techniques de l'Informatique et de la Microélectronique pour l'Architecture des systèmes (TIMA) de Grenoble. Un grand monsieur et chercheur de très haut niveau qui a énormément participé à ma formation scientifique, qui a été le premier à me faire découvrir la recherche et à m'inculquer l'esprit et la rigueur que requiert un travail scientifique de qualité.

Toute ma gratitude va au Professeur Daniel Dzahini, directeur de recherche au Laboratoire de Physique Subatomique et de Cosmologie (LPSC, ex : Institut des Sciences Nucléaires) de Grenoble. En tant que responsable de l'équipe « Conception Microélectronique », il m'a beaucoup appris sur la conception des systèmes microélectroniques durant mon passage au LPSC. J'associe à ces remerciements Olivier Rosseto et mon promotionnaire Damien Tourres.

Dans la même lancée, je remercie vivement le Docteur Rares Salomir, directeur de recherche à l'INSERM (Institut National de Santé et de Recherche Médicale) de Lyon, pour m'avoir facilité mon intégration dans l'équipe et mis dans d'excellentes conditions de travail. Je le remercie également de m'avoir fait découvrir un environnement de travail aussi pluridisciplinaire que l'INSERM où, en tant qu'électronicien, j'ai eu à travailler avec des médecins, des biologistes et chimistes.

Mes sincères remerciements vont également à mon ami et collègue, le Docteur Boudy Ould Bilal avec qui j'ai longtemps cheminé au CIFRES après l'y avoir rejoint. Je le remercie pour son soutien et ses encouragements permanents tout au long de cette thèse mais également pour ses pertinentes suggestions. Il a été d'un grand apport pour surmonter les subtilités administratives de l'école doctorale pour la préparation de la soutenance et je l'en remercie vivement en lui souhaitant bon vent.

Je remercie beaucoup mon ami et collègue, Oumar Cissé pour son soutien, ses encouragements et sa bienveillance durant ces années de thèse. Je lui souhaite également une grande réussite dans son nouveau poste.

Un grand merci au Docteur Mamadou Lamine Ndiaye, enseignant-chercheur à l'ESP et chercheur au CIFRES, pour ses conseils et ses encouragements mais surtout pour m'avoir aidé à me mettre en pression pour la finalisation de cette thèse.

Mes remerciements vont surtout à la grande famille du CIFRES à laquelle je suis très reconnaissant :

- Les thésards Maïmouna Sarr Mbaye et Abdou Karim Mbodj que je remercie et les encourage en leur souhaitant une bonne fin de thèse.
- Les chers collègues et amis de InnoDev et de EolSenegal, je veux nommer Eva Dione, Bineta Kamara sans oublier Youssouf, Marie Laure, Vincent Judalet, Clément Julain et Coly. Merci pour tout.
- Les nouveaux arrivants en thèse ou en master, Cheikh, Cyprien, Lamine, Cheikhna, Fatou Dia, Monsieur Ly.... à qui je souhaite la Bienvenue dans la famille CIFRES avec tous mes encouragements.
- Madame Sakho, Mamadou Touré et Cherif Diouf que je remercie également. Même s'ils nous ont quittés, ils gardent le CIFRES et ses membres dans leur cœur, j'en suis persuadé.

J'adresse mes sincères remerciements à mes étudiants et stagiaires que j'ai eu à côtoyer durant ces années de thèse. Je ne pourrai pas tous les citer mais il m'est impossible de ne pas le faire pour certains qui ont apporté leur pierre à l'édifice notamment dans la partie expérimentale, de collecte de données, de mesure sur site et j'en passe. Je veux citer Daniel Gouba, Seydou Ba, Mamadou Lamine Sall et Khady Bodian étudiants en licence METERBAT à l'ESP. Merci beaucoup pour votre implication totale et bonne continuation pour la suite.

Mes sincères remerciements vont à l'endroit de mes anciens collègues et amis de l'ONG Rural Energy Foundation, Willem Nolens, Jasmien Bronckaers, Luc Severi et Martin Van Dam.

Malgré la contrainte que représente une thèse, vous m'avez fait confiance et recruté comme consultant technique permanent au Sénégal pendant deux années. L'autonomie et la liberté d'organiser mon temps de travail que vous m'avez données m'ont permis de cumuler le poste de consultant avec mes travaux de thèse avec succès. Recevez ma profonde gratitude à travers ces quelques lignes.

Un grand merci également pour mes amis et promotionnaires grenoblois Benoît Roué Momo Daif. Merci beaucoup pour les bons moments passés à la BU et la place du tribunal.

Enfin, permettez-moi de terminer comme il est d'usage par là où j'aurais dû commencer en l'occurrence, ce que j'ai de plus cher, ma très chère famille.

Un grand merci pour mes deux parents, qui se sont toujours sacrifiés pour nous mettre dans les meilleures conditions de réussite mes frères et sœurs et moi. Ils n'ont jamais cessé de nous épauler pour qu'on puisse réaliser nos projets tout en nous accompagnant avec leurs prières. Sans vous deux, Papa Mafakha et Maman Awa, je n'en serais jamais là aujourd'hui. Sachez que je vous remercie du fond de cœur. Je ne sais pas vous, mais moi, je suis très fier de vous. Que Dieu vous donne encore une très longue vie pleine de santé et de bonheur. Cette thèse est la vôtre.

J'adresse un grand merci à mes grands-parents Khady Diouf et feu Saliou Sow, que la terre de Kaolack lui soit légère. Merci pour tout, du fond du cœur, la bienveillance, l'affection et les prières que vous avez toujours exprimées à mon endroit.

Mes sincères et profonds remerciements à l'égard de ma chère épouse Aminata qui m'a toujours épaulé durant cette thèse. Elle a toujours su dissiper mes inquiétudes et mes doutes. Elle a accepté avec philosophie tous les sacrifices à tout point de vue que nécessite une thèse. J'associe à ces remerciements notre petit garçon, Papa Mafakha qui, malgré son jeune âge, a subi quelques privations relatives aux absences répétées. J'espère que vous trouverez en cette thèse une certaine fierté en mon égard. Que Dieu vous donne une longue vie avec une excellente santé.

J'adresse ma profonde gratitude à l'endroit de mes frères et sœurs, Mara, Baïdy, Serigne Saliou (Zale), Marième et Adja Coura (Adjac). Sachez que je suis très reconnaissant de votre soutien et surtout de votre grande considération. J'ai une très grande chance de vous avoir. Que Dieu vous donne longue vie pleine de santé et de réussite dans tous vos projets.

Un grand merci à mes oncles et tantes, Tonton Tapha, Tontou Ousmane, Doudou, Tata Oumou, Tata Aby et Tata Nabou.

J'ai une pensée pieuse également pour Mame Baïdy Biram Touré qui a toujours prié pour moi de son vivant. Je sais que s'il était encore là, il m'aurait demandé de lui parler du contenu de cette thèse tellement qu'il tenait au savoir. Que la terre de Kabatoki lui soit légère.

Je ne saurai terminer sans associer à ces remerciements mes chers neveux Saliou (mon ami), et Ahmadina et sa petite sœur Mame Diarra sans oublier leurs braves mamans respectives sokhna Mbayang et sokhna Bolèle. Que Dieu vous garde et vous protège.

C'est toujours difficile de citer des personnes une à une, dans quelque but que ce soit, sans en omettre pour reprendre le célèbre proverbe wolof « Kou liim djoum ». Je remercie sincèrement tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à ce travail d'une manière ou d'une autre.

MERCI A TOUS !!!

Table des matières

Introduction générale	1
Chapitre I	5
La filière photovoltaïque : Généralités et normes de qualification	5
I.1. Introduction	5
I.2. Généralités sur le rayonnement solaire	5
I.2.1. Le soleil.....	5
I.2.2. L'atmosphère	5
I.2.3. Le spectre solaire.....	6
I.2.4. Mesure du rayonnement solaire	7
I.2.5. Instruments de mesure du rayonnement solaire	8
I.2.6. Normes de mesures du spectre solaire	9
I.2.7. Modélisation du rayonnement solaire	11
I.3. La conversion photovoltaïque.....	12
I.3.1. Principe de la conversion photoélectrique.....	12
I.3.2. Modélisation de la cellule photovoltaïque	14
I.4. Le module photovoltaïque.....	16
I.4.1. Constitution.....	16
I.4.2. Modélisation des caractéristiques de performance d'un module PV	17
I.4.3. Paramètres influant sur le comportement du module PV	20
I.4.4. Conception d'un module photovoltaïque	23
I.5. Les technologies photovoltaïques.....	25
I.5.1. La filière du silicium cristallin.....	26
I.5.2. La filière du silicium amorphe.....	27
I.5.3. Les couches minces.....	28
I.5.4. Les cellules organiques	29
I.5.5. Synthèse des principales technologies photovoltaïques	29
I.6. Normes de qualification des modules photovoltaïques	30
I.6.1. La norme photovoltaïque CEI.....	30
I.6.2. Les normes de qualification des modules PV	31
I.6.3. Les paramètres d'acceptation	32
I.6.4. Qualification des modules PV en silicium cristallin.....	33
I.6.5. Limites des normes de certification des modules PV.....	38
I.7. Conclusion.....	39

Chapitre II	42
Dégradation des modules photovoltaïques	42
II.1. Introduction.....	42
II.2. Dégradation d'un module photovoltaïque.....	42
II.3. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques	43
II.3.1. La corrosion.....	43
II.3.2. La délamination.....	45
II.3.3. La décoloration	46
II.3.4. Les fissures et bris de verre.....	47
II.3.5. Les points chauds ou Hot-spots	48
II.3.6. Les bulles.....	48
II.3.7. Le PID - Potentiel Induced Degradation	49
II.3.8. Synthèse.....	50
II.4. Les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque.....	50
II.4.1. Inspection visuelle	51
II.4.2. Mesure de la puissance.....	51
II.4.3. Imagerie infrarouge	52
II.4.4. Thermographie.....	52
II.4.5. Imagerie par électroluminescence et photoluminescence	53
II.4.6. Résonance de vibrations ultrasoniques	54
II.4.7. Synthèse.....	54
II.5. Modèles de dégradation d'un module photovoltaïques	55
II.5.1. Le modèle de Pan	56
II.5.2. Le Modèle exponentiel	57
II.5.3. Le modèle de Zimmerman.....	58
II.6. Modèles de dégradation à partir des tests de vieillissement accéléré.....	60
II.6.1. Test avec la contrainte de température	60
II.6.2. Test avec les contraintes de température et d'humidité	61
II.6.3. Essai accéléré de dégradation d'un module photovoltaïque.....	62
II.7. Conclusion	63
Chapitre III	65
Evaluation de la dégradation de modules photovoltaïques sous environnement sahélien	65
III.1. Introduction	65
III.2. Présentation de l'environnement expérimental.....	65
III.2.1. Le site de mesures.....	66
III.2.2. Présentation de la plateforme de mesures.....	66
III.3. Présentation des résultats de mesure.....	72

III.3.1. Variation des paramètres d'environnement sur le site de mesure.....	72
III.3.2. Variation des paramètres électriques du module	75
III.4. Détermination des conditions de fonctionnement dominantes	77
III.4.1. Température du module	77
III.4.2. Humidité.....	78
III.4.3. Ensoleillement et radiation UV	79
III.4.4. Synthèse	80
III.5. Evaluation de la dégradation du module par la standardisation des mesures	81
III.5.1. Description de la méthode	81
III.5.2. Application au module PV de la plateforme	86
III.6. Evaluation de la dégradation par l'analyseur de modules PV	89
III.6.1. Principe de l'EDMA.....	89
III.6.2. Dégradation de modules cristallins exposés sous environnement sahélien.....	91
III.6.3. Etude comparative de la dégradation de modules cristallins identiques	95
III.6.4. Dégradation de modules photovoltaïques exposés en zone maritime	97
III.7. Conclusion.....	98
Chapitre IV	101
Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance des modules PV	101
IV.1. Introduction.....	101
IV.2. Etat de l'art	101
IV.3. Impact sur les caractéristiques de performance.....	102
IV.3.1. Principe de l'étude.....	102
IV.3.2. Etude expérimentale.....	103
IV.3.3. Présentation des résultats.....	105
IV.4. Etude de la corrélation entre la densité de poussière et la variation des caractéristiques de performance des modules	109
IV.4.1. Méthodologie.....	109
IV.4.2. Variation des caractéristiques de performance avec la densité de poussière	114
IV.4.3. Modélisation de l'impact de la densité de poussière sur les caractéristiques du module PV ..	116
IV.5. Conclusion.....	119
Chapitre V	121
Méthodologie d'estimation de la fiabilité des modules photovoltaïques	121
V.1. Introduction.....	121
V.2. Objectif de l'analyse de la fiabilité	121
V.3. Concepts généraux sur la fiabilité.....	122
V.3.1. Défaillance	122
V.3.2. Fiabilité	122

V.3.3. Théorie de la fiabilité.....	122
V.3.4. Taux de défaillance	123
V.3.5. Durée de vie.....	124
V.3.6. Les mécanismes de défaillance	124
V.4. Lois mathématiques usuelles utilisées en fiabilité	126
V.4.1. Distribution exponentielle.....	126
V.4.2. Distribution normale ou gaussienne.....	127
V.4.3. Distribution log-normale.....	128
V.4.4. Distribution de Weibull	128
V.5. Evaluation de la fiabilité d'un composant.....	129
V.5.1. Détermination des paramètres de fiabilité par les essais	130
V.5.2. Essais de vieillissement accéléré.....	132
V.6. Estimation de la fiabilité d'un module photovoltaïque.....	134
V.6.1. Méthodologie.....	134
V.6.2. Estimateur de la fiabilité des modules photovoltaïques	140
V.7. Conclusion	148
Conclusion générale.....	149
Bibliographie.....	152
Liste des publications	161
Annexe A :	162
Programme pour l'estimation de la fiabilité d'un module PV	162
Annexe B :	164
Publication dans « Solar Energy ».....	164
Annexe C :	177
Publication dans « Energy Procedia »	177
Annexe D :.....	188
Publication dans « International Journal of Physical Science ».....	188

Listes des figures

Figure I- 1. Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère	7
Figure I- 2. Pyranomètres avec et sans cache [Bil_10].	8
Figure I- 3. Photo du pyréliomètre.	9
Figure I- 4. Schéma d'un béliographe.	9
Figure I- 5. Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil [Met_00].	10
Figure I- 6. Profil du rayonnement solaire global aux différentes inclinaisons sur Dakar [Bil_10].	12
Figure I- 7. Schéma de principe de la conversion photoélectrique.	13
Figure I- 8. Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairagements.	14
Figure I- 9. Circuit équivalent complet d'une cellule photovoltaïque [Kaj_05].	15
Figure I- 10. Caractéristiques résultantes d'un groupement de ns cellules en série [Pet_09].	16
Figure I- 11. Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_p cellules en parallèle [Pet_09].	17
Figure I- 12. Caractéristiques d'un module PV : I-V (a) et P-V (b).	20
Figure I- 13. Les différentes zones de fonctionnement du module PV.	21
Figure I- 14. Caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module PV pour différents ensoleillements à température constante.	21
Figure I- 15. Caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module PV pour différentes températures à ensoleillement constant.	22
Figure I- 16. Evolution des caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module PV en fonction de la résistance série.	22
Figure I- 17. Evolution des caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module PV en fonction de la résistance shunt.	23
Figure I- 18. Schéma d'un module photovoltaïque.	24
Figure I- 19. Caractéristiques d'un module PV avec ou sans diode by-pass.	25
Figure I- 20. Parts de marché des différentes technologies photovoltaïques utilisées (Photon International).	26
Figure I- 21. Cellules monocristalline et polycristalline.	27
Figure I- 22. Module en silicium amorphe.	27
Figure I- 23. Modules PV en couche mince.	28
Figure I- 24. Les normes de qualification des modules photovoltaïques.	31
Figure I- 25. Les séquences d'essais de la norme CEI 61215 :2005.	35
Figure I- 26. Cycle thermique.	36
Figure I- 27. Cycle humidité-gel.	36

Figure II- 1. Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation.	43
Figure II- 2. Module PV atteint par la corrosion.	44
Figure II- 3. Module photovoltaïque présentant une délamination.	45
Figure II- 4. Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées.	46
Figure II- 5. Module photovoltaïque présentant des bris de verre.	47
Figure II- 6. Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs.	48
Figure II- 7. Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV.	49
Figure II- 8. Représentativité des différents modes de dégradation.	50
Figure II- 9. Image thermographique d'une cellule PV en silicium.	53
Figure II- 10. Image par électroluminescence d'un module PV avec des cellules dégradées.	54
Figure II- 11. Dégradation d'un module PV en Silicium polycristallin sous exposition 85/85.	57
Figure II- 12. Dégradation exponentielle de la puissance d'un module photovoltaïque.	58

Figure III- 1. Plateforme de mesures.	67
Figure III- 2. Thermocouples sur la face arrière du module.	68
Figure III- 3. Schéma électrique de la plateforme.	70
Figure III- 4. Etapes de mesure des caractéristiques électriques des modules.	71
Figure III- 5. Variation journalière de l'ensoleillement à la surface des modules.	73
Figure III- 6. Humidité relative mesuré pendant une année sur le site.	74
Figure III- 7. Variation annuelle de la température du module et de la température ambiante.	75
Figure III- 8. Variation annuelle du courant de court-circuit.	76
Figure III- 9. Variation annuelle de la tension en circuit-ouvert.	76
Figure III- 10. Variation annuelle de la puissance maximale.	77
Figure III- 11. Histogramme de fréquences de la température du module (a) et de l'ambiante (b).	78
Figure III- 12. Histogramme des fréquences de l'humidité relative.	79
Figure III- 13. Histogramme des fréquences de l'ensoleillement global et de la radiation UV.	80
Figure III- 14. Présentation du principe de l'EDMS.	81

Figure III- 15. Courbes de la température du module mesurée et simulée et de la température ambiante annuelles.....	84
Figure III- 16. Comparaison (a) et corrélation (b) entre le courant de court-circuit mesuré et standardisé.....	87
Figure III- 17. Comparaison (a) et corrélation (b) entre la tension en circuit ouvert mesurée et standardisée.....	87
Figure III- 18. Comparaison (a) et corrélation (b) entre la puissance maximale mesurée et standardisée.....	87
Figure III- 19. Dégradation des caractéristiques de performance après une année d'exposition du module sur le site d'étude.....	89
Figure III- 20. Principe général de l'EDMA.....	89
Figure III- 21. Présentation de l'analyseur IV-400.....	90
Figure III- 22. Les caractéristiques I-V and P-V des 4 modules PV avant et après quelques années d'exposition.....	93
Figure III- 23. Comparaison des taux annuels de dégradation des paramètres de performance des quatre modules PV.....	94
Figure III- 24. Les seize modules polycristallins installés sur le site Kawsara Fall.....	95
Figure III- 25. Comparaison des taux annuels de dégradation des paramètres de performance des seize modules PV exposés sur le site de Kawsara Fall pendant 4,6 années.....	96
Figure III- 26. Modules exposés sous environnement marin.....	97

Figure IV- 1. Principe pour la mise en évidence de l'impact de la poussière sur les modules PV.....	103
Figure IV- 2. Modules exposés sous ensoleillement après un an sans nettoyage.....	104
Figure IV- 3. Caractéristiques I-V des modules propres et avec dépôt de poussière après un an d'exposition sans nettoyage.....	106
Figure IV- 4. Caractéristiques I-V des modules propres et avec dépôt de poussière après un an d'exposition sans nettoyage.....	106
Figure IV- 5. Variation relative des caractéristiques des modules après un an d'exposition sans nettoyage.....	109
Figure IV- 6. Les différentes étapes de la méthodologie proposée.....	110
Figure IV- 7. Balance utilisée pour la pesée des dépôts de poussière.....	111
Figure IV- 8. Plateforme expérimentale.....	112
Figure IV- 9. Variation de la densité de poussière pendant six semaines.....	113
Figure IV- 10. Variation du courant de court-circuit normalisé en fonction de la densité de poussière.....	115
Figure IV- 11. Variation de la tension en circuit ouvert normalisée en fonction de la densité de poussière.....	115
Figure IV- 12. Variation de la puissance normalisée en fonction de la densité de poussière.....	115
Figure IV- 13. Variation du facteur de forme normalisé en fonction de la densité de poussière.....	116
Figure IV- 14. Corrélation du courant de court-circuit normalisé avec la densité de poussière par les régressions exponentielle et polynomiale.....	117
Figure IV- 15. Corrélation de la tension en circuit ouvert normalisée avec la densité de poussière par les régressions exponentielle et polynomiale.....	117
Figure IV- 16. Corrélation de la puissance normalisée avec la densité de poussière par les régressions exponentielle et polynomiale.....	117
Figure IV- 17. Corrélation du facteur de forme normalisé avec la densité de poussière par les régressions exponentielle et polynomiale.....	118

Figure V- 1. Exemple d'évolution de la fonction de fiabilité $R(t)$	123
Figure V- 2. Evolution du taux de défaillance d'un composant ou système en fonction du temps.....	125
Figure V- 3. Evolution des fonctions caractéristiques de la fiabilité d'un composant pour un taux de défaillance constant au cours du temps.....	127
Figure V- 4. Evolution des fonctions caractéristiques de la fiabilité d'un composant pour une densité de défaillance suivant une distribution normale.....	127
Figure V- 5. Evolution des fonctions caractéristiques de la fiabilité d'une famille de composants pour une répartition de leurs instants de défaillance suivant une distribution de Weibull.....	129
Figure V- 6. Exemple d'un modèle de dégradation.....	130
Figure V- 7. Principe des essais accélérés.....	132
Figure V- 8. Profils de contraintes soumis aux composants dans les essais accélérés.....	134
Figure V- 9. Méthodologie d'estimation de la fiabilité d'un module photovoltaïque par les essais.....	135
Figure V- 10. Présentation de l'outil EFMPV.....	140
Figure V- 11. Fiabilité des modules exposés sur le site de Dakar en fonction du temps.....	144
Figure V- 12. Influence de la température du module sur la fiabilité.....	146
Figure V- 13. Influence de l'humidité relative sur la fiabilité du module PV.....	147

Liste des tableaux

Tableau I- 1. Rayonnement solaire au sol en fonction de l'indice Air Masse [Seb_05].	10
Tableau I- 2. Avantages et inconvénient du silicium cristallin et des couches minces.	29
<hr/>	
Tableau II- 1. Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin [Wob_10].	43
Tableau II- 2. Comparaison des méthodes de détection des dégradations d'un module photovoltaïques.	55
<hr/>	
Tableau III- 1. Spécifications techniques des Modules photovoltaïques.	67
Tableau III- 2. Caractéristiques techniques du pyranomètre.	68
Tableau III- 3. Caractéristiques du capteur de température des modules.	68
Tableau III- 4. Caractéristiques du capteur du thermo-hygromètre.	69
Tableau III- 5. Spécifications techniques de la centrale d'acquisition.	69
Tableau III- 6. Descriptif des composants de la plateforme.	70
Tableau III- 7. Caractéristiques de la base de données.	72
Tableau III- 8. Valeurs extrêmes de l'humidité relative sur une année.	74
Tableau III- 9. Valeurs extrêmes de la température ambiante et celle du module sur une année.	75
Tableau III- 10. Fréquences des plages de la température du module et de l'ambient.	78
Tableau III- 11. Fréquence des plages d'humidité relative.	79
Tableau III- 12. Fréquence des plages d'ensoleillement et de la radiation UV.	80
Tableau III- 13. Synthèse des conditions dominantes de fonctionnement de modules PV.	81
Tableau III- 14. Récapitulatif des différents paramètres d'entrée et de sortie de l'EDMS.	82
Tableau III- 15. Coefficients empiriques pour la prédiction de la température de surface d'un module photovoltaïque selon King [Kin_04].	83
Tableau III- 16. Coefficient de corrélation entre la température du module mesurée et celle déterminée par la relation de Kenny.	84
Tableau III- 17. Spécifications techniques de l'analyseur de module IV-400.	91
Tableau III- 18. Caractéristiques des modules photovoltaïques étudiés.	92
Tableau III- 19. Dégradation des paramètres de performance des 4 modules cristallins après quelques années d'exposition.	94
Tableau III- 20. Spécifications techniques des seize modules PV.	95
Tableau III- 21. Dégradation globale (DG) et le taux annuel de dégradation (TAD) des seize modules après 4,6 années d'exposition.	96
Tableau III- 22. Caractéristiques techniques des modules exposés en milieu marin.	98
Tableau III- 23. Dégradation des quatre modules exposés en milieu marin après deux ans et six mois de fonctionnement.	98
<hr/>	
Tableau IV- 1. Spécifications techniques des modules PV.	104
Tableau IV- 2. Coefficients de conversion des modules avant et après exposition.	107
Tableau IV- 3. Variation des paramètres des modules observée après un an d'exposition sans nettoyage.	108
Tableau IV- 4. Spécifications techniques des modules dans l'étude de corrélation.	111
Tableau IV- 5. Caractéristiques de la balance utilisée pour la pesée des dépôts de poussière.	112
Tableau IV- 6. Paramètres caractéristiques des six semaines de mesure.	112
Tableau IV- 7. Densités de poussière mesurées sur les deux modules pendant les six semaines.	113
Tableau IV- 8. Résultats des mesures pendant les six semaines pour les deux technologies.	114
Tableau IV- 9. Coefficients de détermination des régressions exponentielle et polynomiale.	118
<hr/>	
Tableau V- 1. Causes et effets des principaux modes de défaillance du module PV.	135
Tableau V- 2. Essais accélérés et modes de défaillance associés.	136
Tableau V- 3. Lois d'accélération et modes de défaillance associés.	139
Tableau V- 4. Synthèse des conditions dominantes de fonctionnement de modules PV.	141
Tableau V- 5. Paramètres d'entrée du bloc de fiabilité.	142
Tableau V- 6. Résultats des simulations avec EFMPV.	145
Tableau V- 7. Résultats des durées de vies des modules PV.	145
Tableau V- 8. Variation de la durée de vie des modules en fonction de la température du module.	146
Tableau V- 9. Variation de la durée de vie des modules en fonction de l'humidité relative.	147

Introduction générale

L'énergie reste un facteur incontournable pour le développement socio-économique d'une société. Elle devient de plus en plus problématique avec la flambée des prix du pétrole d'une part et les conséquences environnementales induites par l'utilisation des ressources fossiles. Aujourd'hui, différentes formes d'énergies renouvelables sous différentes technologies (solaire, éolienne, hydroélectricité, biomasse) offrent une grande flexibilité et une fiabilité satisfaisantes pour atténuer le déficit énergétique dû à l'augmentation de la demande. C'est dans ce contexte que la filière de l'énergie photovoltaïque constitue une réponse pertinente à la problématique énergétique. La question relative au déficit énergétique est encore plus forte pour les pays en voie de développement dont l'Afrique subsaharienne en particulier.

L'Afrique dispose d'un grand potentiel en énergies renouvelables dont, en particulier, le solaire photovoltaïque avec une durée d'ensoleillement estimée à 3500 heures/année et un potentiel énergétique de 2650 kWh/m²/année. L'exploitation de ce potentiel s'est nettement améliorée ces dernières années avec l'évolution des technologies de conversion et de conditionnement. Néanmoins, les constructeurs ne tiennent pas suffisamment compte des conditions environnementales dans lesquelles les modules photovoltaïques sont appelés à fonctionner en conditions réelles (température, humidité, irradiation UV, poussière, etc...). Les caractéristiques techniques sont données dans les conditions standards de test (STC) correspondant à une température de 25°C et un ensoleillement de 1000W/m². Les garanties données sur les modules tournent autour de 25 ans en tenant des conditions de fonctionnement standards qui sont bien différentes des conditions réelles notamment dans les latitudes tropicales dont l'Afrique sahélienne caractérisée par une climatologie qui placent les systèmes photovoltaïques pendant l'essentiel de leur durée de fonctionnement en dehors des conditions STC. Ainsi, la question liée à la durée de vie et à l'évolution des performances des modules est devenue de plus en plus problématique. Il s'y ajoute le déficit d'information sur les différents modes de dégradation des modules photovoltaïques en termes de fréquence, de vitesse d'évolution et de degré d'impact sur la fiabilité et la durée de vie des modules. Les recherches sur les modules photovoltaïques se sont plutôt focalisées sur la course au développement de nouvelles technologies sans avoir suffisamment de retour d'expériences sur celles qui sont déjà opérationnelles. Au Sénégal voire en Afrique subsaharienne, nous n'avons pas recensé de structure de recherche qui s'intéresse à la question. Ainsi, une bonne maîtrise du comportement et de l'évolution des performances des modules photovoltaïques durant leur cycle de vie serait un grand atout pour le développement de

la filière. Notre étude est principalement orientée vers les modules photovoltaïques en silicium cristallin qui constitue la technologie dominante avec 93% de part de marché.

Ce manuscrit présente les différents travaux réalisés dans le cadre de la thèse effectuée au Centre International de Formation et de Recherche en Energie Solaire (CIFRES). Ces travaux ont été principalement axés sur l'étude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques. L'étude de la dégradation a porté sur :

- Le recensement des différents modes de dégradation,
- L'identification des différentes méthodes de détection de la dégradation,
- L'étude bibliographique sur les modèles associés à la dégradation,
- L'évaluation de la dégradation des caractéristiques de performance des modules photovoltaïques après quelques années de fonctionnement en milieu sahélien,
- L'évaluation de l'impact des dépôts de poussière sur les caractéristiques de performance des modules photovoltaïques cristallins,
- L'étude de la corrélation entre la densité des dépôts de poussière et la variation des caractéristiques de performance des modules.

Le travail réalisé relativement à l'étude de la fiabilité des modules photovoltaïques a porté sur :

- La définition des termes généraux de la fiabilité,
- L'étude bibliographique sur les méthodes d'estimation de la fiabilité et de la durée de vie d'un module photovoltaïque,
- Le développement d'une méthodologie d'estimation de la fiabilité d'un module PV.

Au préalable, nous avons présenté une étude bibliographique sur la filière photovoltaïque et les normes de qualification des modules.

Ce manuscrit qui présente nos travaux de thèse est structuré en cinq chapitres.

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur la filière photovoltaïque. Celles-ci ont porté dans un premier la ressource solaire et ses principales caractéristiques. Le principe de la conversion photoélectrique qui constitue le fondement de la technologie photovoltaïque y est rappelé. Les caractéristiques, le fonctionnement et la modélisation de la cellule photovoltaïque sont présentés. L'influence des principaux paramètres météorologiques (ensoleillement, température) sur le comportement du module photovoltaïque est présentée. Les principaux composants de la conception du module PV en général sont présentés. Une revue des différentes technologies photovoltaïques existantes a été effectuée. Cette revue sur les technologies photovoltaïques aboutit sur une classification en termes de rendement et de part de marché. Enfin, les différentes normes de qualification des modules photovoltaïques sont présentées en

faisant un focus sur la norme CEI 61215 relative aux modules photovoltaïques en silicium cristallin.

Dans le second chapitre nous présentons une revue bibliographique détaillée sur la dégradation des modules photovoltaïques. Celle-ci a porté sur les différents modes de dégradation des modules, les moyens et techniques qui permettent leur détection et enfin les modèles de dégradation.

Le troisième chapitre est consacré à l'évaluation de la dégradation de modules photovoltaïques en silicium cristallin après un à cinq années d'exposition dans un environnement sahélien tel que le Sénégal. La dégradation des caractéristiques électriques de performance des modules est le principal objectif dans ce chapitre. Deux approches sont proposées pour cette étude de la dégradation. La première est basée sur la standardisation des mesures réalisées en conditions réelles. La deuxième approche utilise l'analyseur de modules photovoltaïques de type IV-400. Une plateforme expérimentale est mise en place dans le cadre de cette étude permettant ainsi de déterminer les conditions environnementales dominantes de fonctionnement des modules dans notre champ d'étude.

Dans le quatrième chapitre, l'impact des dépôts de poussière sur les caractéristiques de performance des modules PV est mis en évidence via une étude expérimentale. Ensuite, la corrélation entre la variation des performances des modules PV et la densité des dépôts de poussière sur la surface extérieure des modules a été étudiée. Pour cela, une méthode de détermination de la densité de poussière déposée sur les modules est proposée.

Enfin, le cinquième et dernier chapitre porte sur l'étude de la fiabilité et de la durée de vie des modules photovoltaïques. Une méthodologie et un outil pour déterminer la fiabilité et la durée de vie des modules sont présentés avant d'être appliqués aux modules de la plateforme mise en place dans le cadre de cette thèse.

Chapitre I

La filière photovoltaïque : Généralités et normes de qualification

Chapitre I

La filière photovoltaïque : Généralités et normes de qualification

I.1. Introduction

Ce chapitre introductif du manuscrit est consacré aux généralités sur la filière photovoltaïque. Le rayonnement solaire et ses principales caractéristiques sont présentés dans un premier temps. Il nous semble opportun de rappeler le principe de la conversion photovoltaïque permettant de transformer la lumière en électricité ainsi que les différents paramètres pouvant influencer son fonctionnement. La constitution et le fonctionnement des modules photovoltaïques sont exposés. Enfin, une revue des différentes technologies photovoltaïques portant sur une classification relativement au rendement et à la part de marché est présentée.

I.2. Généralités sur le rayonnement solaire

I.2.1. Le soleil

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre qui est d'environ $1,27 \cdot 10^7$ m. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus depuis que Langevin et Perrin, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée il y a une soixantaine d'années que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène-hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium, la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé d'une masse de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement [Muk_99]. Sa lumière, à une vitesse de 300000 km/s, met environ 8 minutes pour parvenir à la terre située à une distance $1,5 \cdot 10^{11}$. La distribution spectrale de la lumière solaire dans l'atmosphère présente un maximum pour une longueur d'onde d'environ $0,5 \mu\text{m}$, la température de corps noir à la surface du soleil est d'environ 5780°K [Dah_07].

I.2.2. L'atmosphère

Le flux énergétique reçu au sol dépend de nombreux facteurs, et son maximum au sol ne dépasse guère 1000 W/m^2 . Le rayonnement global au sol est fonction de la composition et de

l'épaisseur de l'atmosphère traversée par les rayons lumineux au cours de la journée. Il se décompose en rayonnement direct et rayonnement diffus. Ce sont ces deux rayonnements qui sont exploités par les générateurs solaires [Ric_97]. L'intensité du rayonnement solaire reçue au niveau d'un module photovoltaïque est donc fonction de nombreux facteurs tels que les conditions météo, la hauteur du soleil dans le ciel et le nombre d'heures d'ensoleillement dans la journée. Cependant l'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à un éclairement moyen de 1,37 kW/m², à plus ou moins 3 %, selon que la terre s'éloigne ou se rapproche du soleil dans sa rotation autour de celui-ci [Ndo_03]. L'atmosphère en absorbant toutefois une partie de sorte que l'éclairement atteignant la surface terrestre dépasse rarement 1,2 kW/m². La rotation et l'inclinaison de la terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui augmentent ou diminuent le rayonnement solaire et le rendent diffus.

I.2.3. Le spectre solaire

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie E_{ph} de chaque photon est directement liée à sa longueur d'onde λ :

$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda} \quad \text{Eq.1-}$$

1

Où h est la constante de Planck, c la vitesse de la lumière et λ sa longueur d'onde. Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande. Cette découverte valut à Albert Einstein le prix Nobel en 1905.

Le soleil émet un rayonnement électromagnétique, appelé rayonnement solaire, qui est approximativement celui qu'émettrait un corps noir à la température 6000°K. Le rayonnement solaire couvre un domaine très étendu de longueurs d'onde qu'on appelle spectre solaire, allant de 10⁻⁴ micromètres (μm) jusqu'à 10⁶ centimètres (cm).

Ce spectre comporte trois parties principales subdivisées en zones [Jan_03a] :

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

Le rayonnement solaire se situe dans la gamme des courtes longueurs d'onde c'est-à-dire, les longueurs d'onde inférieures à 4 μm (98%). La Figure I-1 illustre la répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère [Ndo_03, Roy_98]. L'énergie solaire reste donc très faible dans l'infrarouge. C'est pourquoi le rayonnement solaire porte encore le nom de « flux onde courte ».

L'atmosphère absorbe toutefois une partie du rayonnement de sorte que l'éclairement atteignant la surface terrestre dépasse rarement $1,2 \text{ kW/m}^2$.

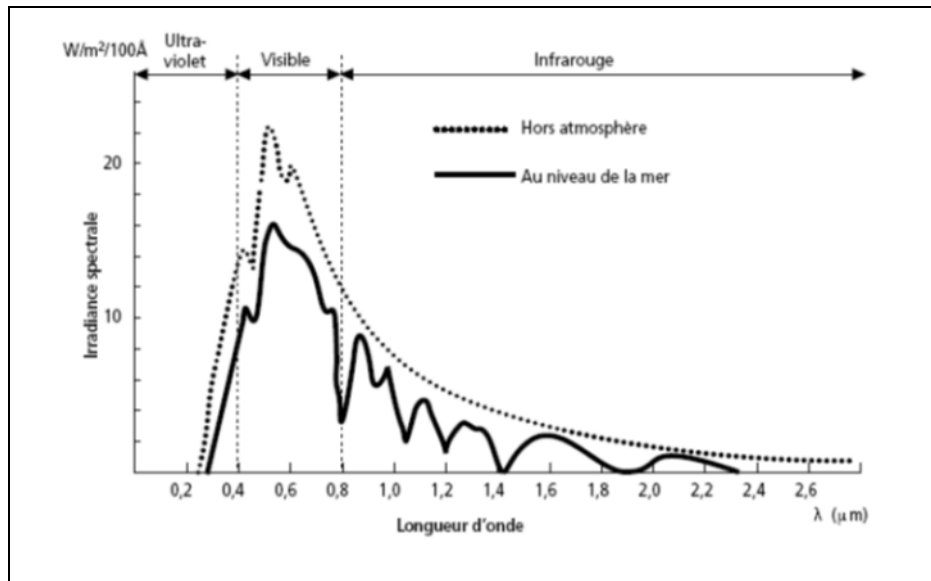


Figure I- 1. Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère.

I.2.4. Mesure du rayonnement solaire

L'ensoleillement correspond à l'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan à un moment donné. Il s'exprime habituellement en Watt par mètre carré (W/m^2). L'ensoleillement varie de zéro, au lever et au coucher du soleil à sa valeur maximale, typiquement au midi solaire. L'ensoleillement peut également exprimer la quantité d'énergie solaire captée sur un plan pendant un intervalle de temps déterminé. Il s'exprime habituellement en kilowattheure par mètre carré et par jour ($\text{kWh/m}^2/\text{j}$), ou en «heure de soleil maximum», pour l'intervalle déterminé, une journée ou une heure. Par exemple : $1 \text{ kWh/m}^2/\text{j} = 1 \text{ heure de soleil maximum} = 1000 \text{ W/m}^2$. Les valeurs quotidiennes d'ensoleillement sont habituellement présentées sous forme de moyennes mensuelles pour différentes latitudes et inclinaisons à des endroits précis (afin de prendre en compte l'effet des conditions météorologiques différentes).

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

Ainsi, le rayonnement solaire nous arrive au sol sous deux formes :

- Rayonnement direct issu du disque solaire. On le mesure en le faisant arriver perpendiculairement à la surface du capteur.
- Rayonnement solaire diffus, provenant de toute la voûte céleste après diffusion par les constituants de l'atmosphère.

La somme du rayonnement direct et diffus définit le rayonnement global sur une surface plane qui est souvent horizontale.

I.2.5. Instruments de mesure du rayonnement solaire

La meilleure façon d'évaluer le potentiel solaire sur un site donné est d'effectuer une campagne de mesures des deux composantes du rayonnement solaire sur une période assez longue. Il existe plusieurs types de capteurs permettant de mesurer le rayonnement solaire parmi lesquels on peut citer : le pyranomètre, le pyréliomètre ou l'héliographe.

- *Les pyranomètres*

Ils mesurent le rayonnement solaire global provenant d'un demi-espace (angle solide). Ces instruments utilisent pour la plus part des cas la différence de température qui apparaît entre une surface noire qui absorbe tout le rayonnement solaire visible et une surface blanche qui le réfléchit. Cette différence de température est mesurée par un thermocouple. Les pyranomètres sont généralement placés en position horizontale de sorte qu'ils couvrent l'ensemble du ciel. La Figure I-2 illustre des pyranomètres avec et sans cache. On utilise généralement le cache pour mesurer le rayonnement solaire diffus.

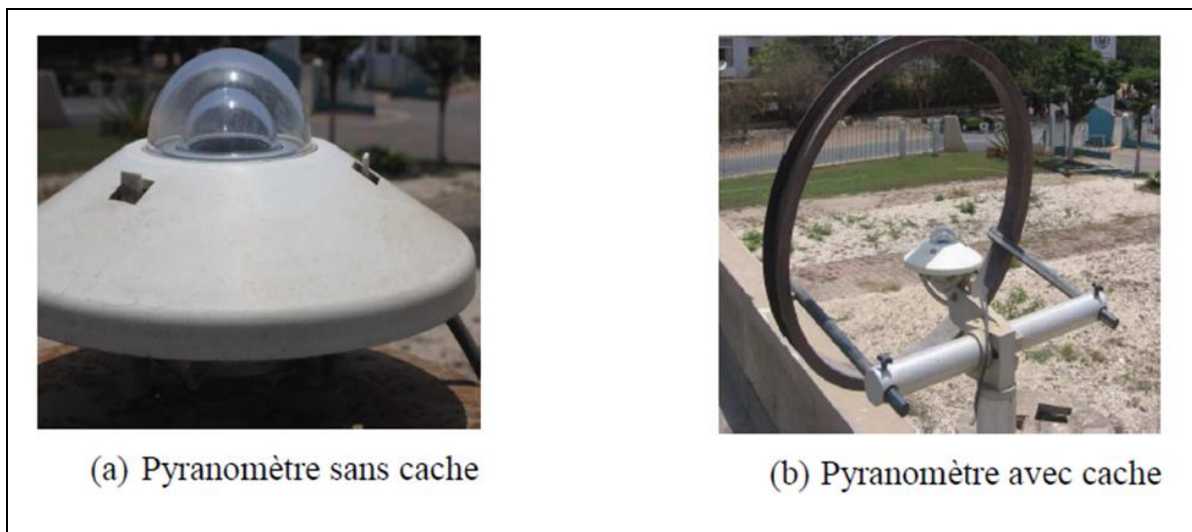


Figure I- 2. Pyranomètres avec et sans cache [Bil_10].

- *Les pyréliomètres*

Ils mesurent le rayonnement solaire direct en incidence normale. Ces instruments sont constitués d'un tube muni de diaphragmes et pointé en permanence vers le soleil grâce à un système de suivi automatique comme le montre la Figure I-3. Au fond de ce tube, se trouve un récepteur thermique non sélectif qui absorbe le rayonnement solaire et le transforme en chaleur qui sert à élever la température d'un solide ou d'un fluide. C'est la mesure de cette température qui permet de déterminer l'intensité du rayonnement.

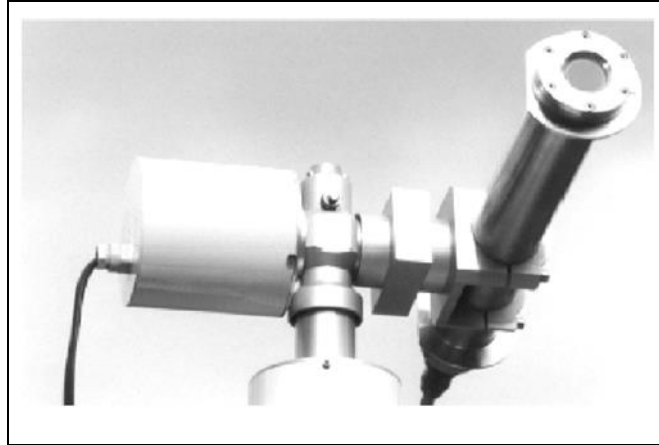


Figure I- 3. Photo du pyréliomètre.

- **Les héliographes**

Ils mesurent la durée d'insolation, c'est-à-dire la période pendant laquelle le rayonnement direct est supérieur à une valeur donnée (120 W/m^2). L'héliographe le plus utilisé est l'héliographe Cambell-Stokes. Il est constitué par une sphère de verre qui concentre le rayonnement solaire sur une bande en carton comme le montre la Figure I-4. Il s'en suit une brûlure selon l'intensité du rayonnement solaire. Comme la terre tourne, il n'y a pas besoin de mécanique : la lumière qui passe par une fente se déplace régulièrement et en l'absence de soleil, la feuille reste vierge. Les bandes sont graduées en heures et le dépouillement des données consiste à mesurer la longueur des traces et à les convertir en temps.

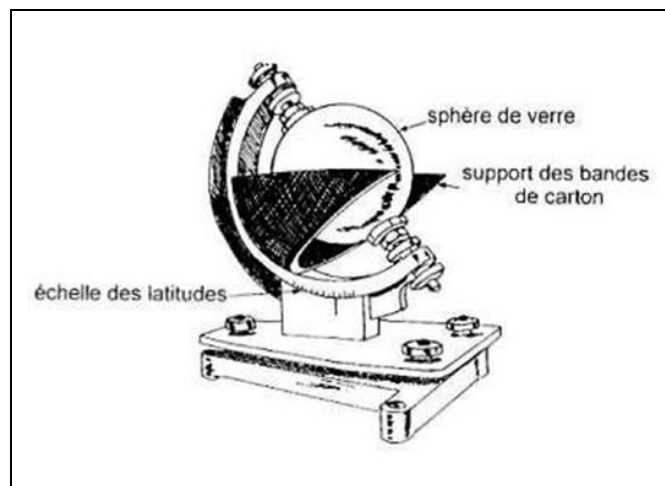


Figure I- 4. Schéma d'un héliographe.

I.2.6. Normes de mesures du spectre solaire

On utilise la notion AM pour « Air Mass » afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise [ASTM, Rio_90]. Elle correspond également à la perte de l'énergie solaire par l'absorption atmosphérique. Ainsi, lorsque le soleil est au zénith, cela correspond à AM1 comme illustré sur la Figure I-5. Pour une position du soleil à 30° par rapport à l'horizontal, on aura AM2. Lorsque le soleil est à une position de 48° par rapport à l'horizontal, cela correspond à

AM1.5. Par convention, AM0 désigne le rayonnement solaire hors atmosphère. Le Tableau I-1 donne le rayonnement solaire au sol en fonction de l'indice Air Masse.

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

Tableau I- 1. Rayonnement solaire au sol en fonction de l'indice Air Masse [Seb_05].

Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m² du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration θ des rayons lumineux (Figure I-5) est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de 48° avoisine les 833 W/m² (AM1.5).

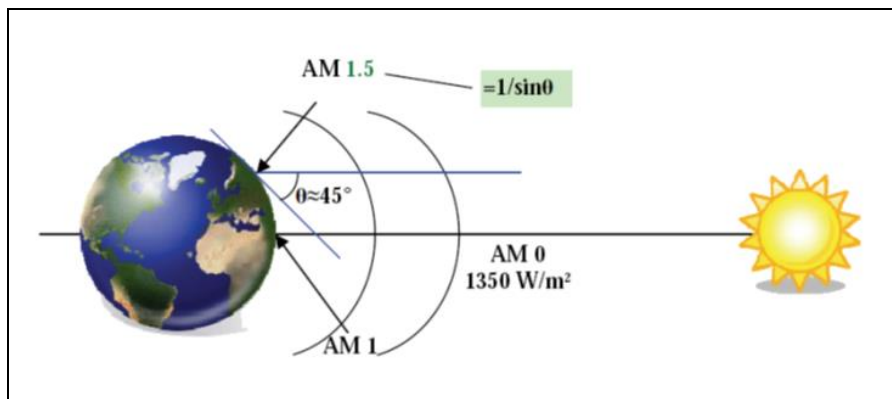


Figure I- 5. Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil [Met_00].

Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus. Le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de 1000W/m².

Le nombre d'air masse AM est donné par l'expression suivante [Ric_10].

$$AM = \left(\frac{P}{1013} \right) \cdot \left(\frac{1}{\sin \theta} \right) \cdot e^{-\left(\frac{z}{7.8} \right)} \quad \text{Eq.1-2}$$

Avec, $P(N.m^{-2})$ la pression, $\theta(^{\circ})$ l'élévation du soleil sur l'horizontal (90° au Zénith) et $Z(Km)$ l'altitude.

Ainsi, au niveau de la mer ($Z=7800m$) : $AM = \frac{1}{\sin\theta}$

Il est important de comprendre les deux aspects recouverts par le concept de nombre d'air masse. D'une part, il caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire ($1353 Wm^{-2}$ pour AM_0 , $833 Wm^{-2}$ pour $AM_{1,5}$) et d'autre part, il sert à définir un spectre de référence pour calibrer les cellules étalons destinées à qualifier les performances des dispositifs photovoltaïques. Ainsi les conditions standards de qualification des cellules correspondent à un spectre $AM_{1,5}$, une puissance incidente de $1000 Wm^{-2}$ et une température de $25^{\circ}C$. Sauf indication contraire, c'est pour de telles conditions que doivent être fournies les performances et spécifications d'un dispositif photovoltaïque donné.

I.2.7. Modélisation du rayonnement solaire

Dans le cadre de la conversion photovoltaïque, le rayonnement global constitue la ressource énergétique contrairement au solaire thermique où on s'intéresse essentiellement au rayonnement direct. Le rayonnement global représente la somme de tous les rayonnements reçus y compris le rayonnement réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à la surface. L'expression du rayonnement global [Ric_97]:

- Sur le plan horizontal, l'ensoleillement global est donné par :

$$G_h = I \sin h + D_h \quad \text{Eq.1-3}$$

Où h et I représentent respectivement la hauteur solaire et l'ensoleillement direct.

Pour déterminer D_h , on fait appel à la fraction d'insolation σ qui représente le nombre d'heures de soleil sur la durée du jour.

$$D_h = G_h(0,9 - 0,8\sigma) \quad \text{Eq.1-4}$$

- Sur une surface d'orientation quelconque, l'ensoleillement global est donné par :

$$G = I[\cosh \cdot \sin i \cos(a - \gamma) + \sinh \cos i] + \left(\frac{1 + \cos i}{2} \cdot D_h\right) + \left(\frac{1 - \cos i}{2} \cdot \alpha G_h\right) \quad \text{Eq.1-5}$$

Où α représente le coefficient d'albédo, i représente l'inclinaison du plan récepteur par rapport au plan horizontal, γ représente l'orientation par rapport au sud de la normale au récepteur et a représente l'azimut du soleil.

La Figure I-6 montre le rayonnement global théorique sur Dakar. On constate que la meilleure inclinaison pour recevoir le maximum de rayonnement solaire global est de 15° .

On remarque aussi que la courbe du rayonnement estimé à l'inclinaison 15° concorde avec la courbe du rayonnement calculé à la latitude du site de Dakar.

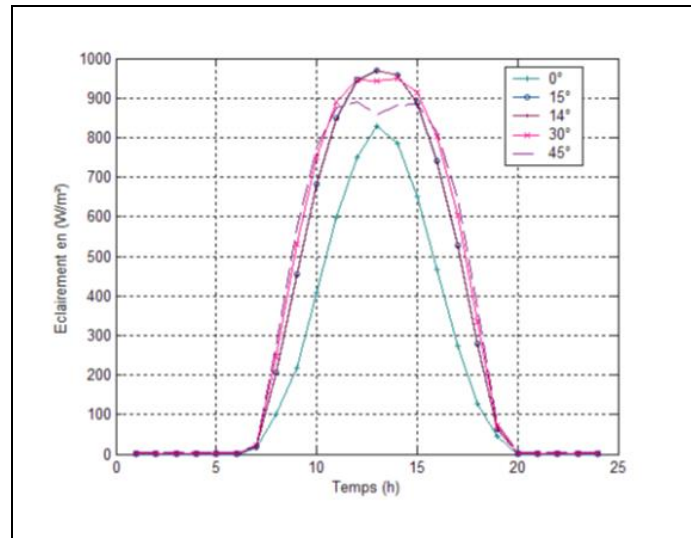


Figure I- 6. Profil du rayonnement solaire global aux différentes inclinaisons sur Dakar [Bil_10].

Après avoir présenté les généralités sur le rayonnement solaire qui constitue la ressource pour l'énergie solaire photovoltaïque, il nous semble important de rappeler le principe de la conversion photovoltaïque.

I.3. La conversion photovoltaïque

I.3.1. Principe de la conversion photoélectrique

La conversion photovoltaïque aujourd'hui largement utilisée peut être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique. Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau constituant les capteurs photovoltaïques a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de conditions doivent être réunies pour que ce phénomène se produise. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d'autant plus les performances de ces derniers [Eme_96].

Malgré le fait que le phénomène électrique soit secondaire devant le phénomène thermique, la récupération de toute ou partie de l'énergie électrique reste le premier objectif des capteurs photovoltaïques sous forme de cellules ou plus généralement de modules. Cela est possible grâce

par exemple à des cellules solaires réalisées en associant un matériau semi-conducteur dopé N¹ à un autre semi-conducteur dopé P² (Figure I-7). L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque. Le fait d'avoir associé deux types de matériaux pour créer une jonction permet de pouvoir récupérer les charges avant que ces dernières ne se soient recombinées dans le matériau qui redevient alors neutre. La présence de la jonction PN permet ainsi de maintenir une circulation de courant jusqu'à ses bornes. Le nombre de photons par unité de longueur d'onde est une donnée à connaître pour les applications photovoltaïques pour estimer l'énergie totale disponible. La longueur d'onde correspondant au maximum de photons est de l'ordre de 650-670nm.

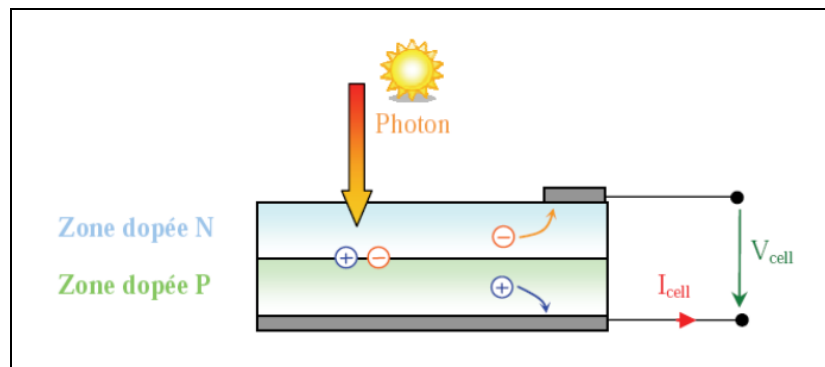


Figure I- 7. Schéma de principe de la conversion photoélectrique.

La plupart des cellules photovoltaïques utilisent des semi-conducteurs pour récolter les paires électron-trou créées par la collision des photons dans le matériau. Cependant, selon le matériau utilisé, le nombre de photons utiles (qui peuvent être absorbés) diffère. En effet, chaque matériau possède son propre gap énergétique (bande d'énergie interdite). 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 même s'il entre en collision avec un. Le courant produit par un capteur PV est donc beaucoup plus faible que la quantité de photons arrivant sur le matériau car plusieurs conditions doivent être réunies pour que réellement l'énergie d'un photon se traduise en courant (compatibilité du matériau avec les longueurs d'ondes du spectre solaire, énergie des photons à leur arrivée sur le matériau, probabilité de rencontre d'un photon avec un électron, incidence du rayonnement, épaisseur du matériau,...). De plus, un autre compromis doit être fait par le concepteur de capteurs PV. Si le gap du matériau est grand, la tension en circuit ouvert sera grande et facilitera d'autant plus l'exploitation de l'énergie électrique. A l'inverse, un matériau avec un faible gap absorbe plus de photons mais présente une tension plus faible à ses bornes. Ce

¹ Le dopage de type N consiste à avoir un excès d'électrons dans le matériau.

² Le dopage de type P consiste à avoir un excès de trous dans le matériau.

compromis a été quantifié par Shockley et Quessier [Sho_61]. 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.

La tension maximale d'une cellule PN en circuit ouvert (V_{co}) est d'environ 0.5V à 0.8V. Lorsque les bornes d'une cellule sont court-circuitées, on peut mesurer le courant maximal produit par la cellule PV appelé courant de court-circuit (I_{cc}). Les valeurs prises par ces deux paramètres peuvent changer fortement en fonction du matériau utilisé, de la température et de l'ensoleillement.

La Figure I-8 présente les caractéristiques typiques mesurables $I_{cell}=f(V_{cell})$ d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant (E_1) et dans l'obscurité (E_2) [Zao_00]. Sans éclairage, le comportement d'une cellule PV est semblable à celui d'une diode dysfonctionnelle.

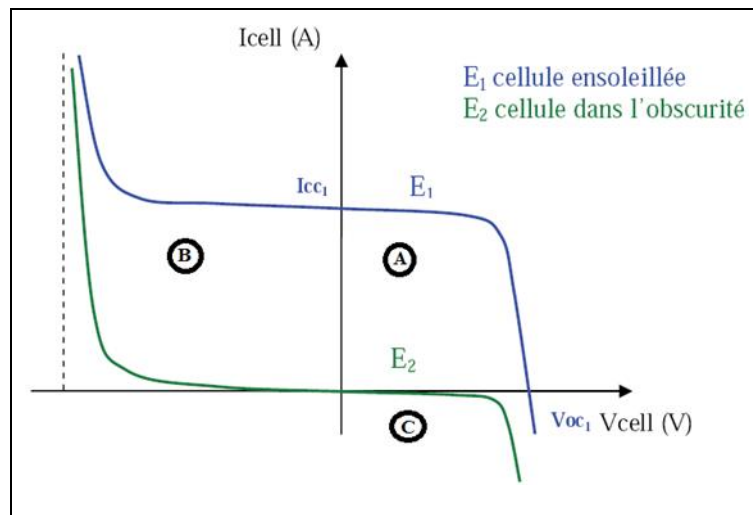


Figure I- 8. Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairages.

I.3.2. Modélisation de la cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque possède une caractéristique I(V) non linéaire (Figure I-8). La caractéristique d'une cellule photovoltaïque balaie 3 quadrants sur les 4 existants [Abe_90]. Une cellule PV est un récepteur dans le quadrant B et dans le quadrant C. Le fonctionnement dans ces deux quadrants est à proscrire car un risque de destruction par phénomène d'échauffement local est possible. Le fonctionnement dans le quadrant A est le fonctionnement normal, en effet dans ce cas, la cellule est un générateur, elle produit donc de l'énergie.

Une cellule photovoltaïque peut être modélisée par les schémas présentés sur la Figure I-9.

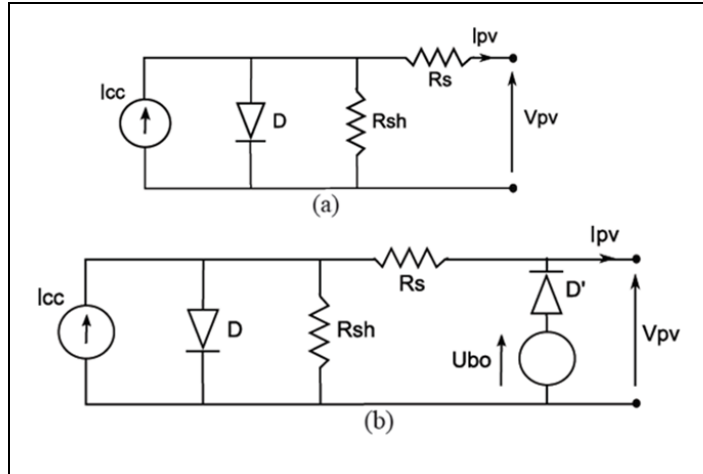


Figure I- 9. Circuit équivalent complet d'une cellule photovoltaïque [Kaj_05].

La Figure I-9a modélise la cellule PV dans les quadrants A et C. Pour simuler la caractéristique de la cellule dans le quadrant B une quatrième branche est rajoutée en parallèle (Figure I-9b). Cette branche est constituée d'un générateur de tension U_{bo} (U_{bo} tension d'avalanche) [Ric_97] et d'une diode mise en série. Celle-ci modélise le fonctionnement de la cellule PV lorsqu'elle est polarisée en inverse. Dans le cas où la cellule PV fonctionne en générateur (quadrant A), elle produit un courant de court-circuit (I_{cc}) proportionnel à l'éclairement.

L'équation du courant de sortie en statique dans la zone A (fonctionnement en générateur) est donnée par :

$$I_{pv} = I_{cc} - I_0 \left[e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s)}{KT}} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_{sh}} \quad \text{Eq.1-6}$$

Cette expression est directement liée au circuit équivalent de la cellule dans le quadrant A.

Avec $\alpha = \frac{K.T}{e}$ où K est la constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23} \text{J.K}^{-1}$), T la température de la cellule PV et e ($1,6 \cdot 10^{-19} \text{C}$) la charge de l'électron.

Dans l'expression ci-dessus (Eq.1-6) : I_{pv} représente le courant fourni par la cellule dans le quadrant A, V_{pv} est la tension aux bornes de la cellule PV, I_0 est le courant de saturation et I_{cc} représente le courant de court-circuit de la cellule PV.

La résistance série R_s modélise les différentes pertes de connectiques et de contacts et la résistance shunt R_{sh} caractérise les courants de fuite de la cellule [Cam_07].

Cette modélisation statique d'une cellule PV polarisée est très simple et peut être facilement mise en œuvre dans les outils de simulation. Les limites de ce modèle sont l'absence de modélisation de la dynamique de la cellule et des phénomènes d'échauffement au sein de la cellule. Néanmoins ce modèle permet de reproduire les principaux comportements d'une cellule PV dans les conditions réelles de fonctionnement et ses interactions avec les autres éléments du système. Un modèle dynamique est développé par Katsutoshi [Kat_02].

I.4. Le module photovoltaïque

I.4.1. Constitution

La cellule est le constituant élémentaire du module photovoltaïque. Elle représente un générateur photovoltaïque de faible puissance. En effet, dans des conditions d'ensoleillement standard (1000W/m² ; 25°C ; AM1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm² est d'environ 2.3 W_c sous une tension de 0.5V. Ainsi, les modules photovoltaïques sont réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires [Pro_08]. Une association de n_s cellules en série permet d'augmenter la tension du module photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, Figure I-10. L'équation (1-7) donne respectivement la tension en circuit ouvert (V_{co}) et le courant de court-circuit (I_{cc}) d'une association série de n_s cellules.

$$V_{co_{n_s}} = n_s \cdot V_{co} \quad \text{et} \quad I_{cc_{n_s}} = I_{cc} \quad \text{Eq.1-7}$$

La surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste encore très faible. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension et la puissance de l'ensemble. Les modules PV commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série (V_{co_{n_s}} = 36*0.6V = 21.6V) afin d'obtenir une tension optimale du module V_{opt} proche de celle d'une tension de batterie de 12V.

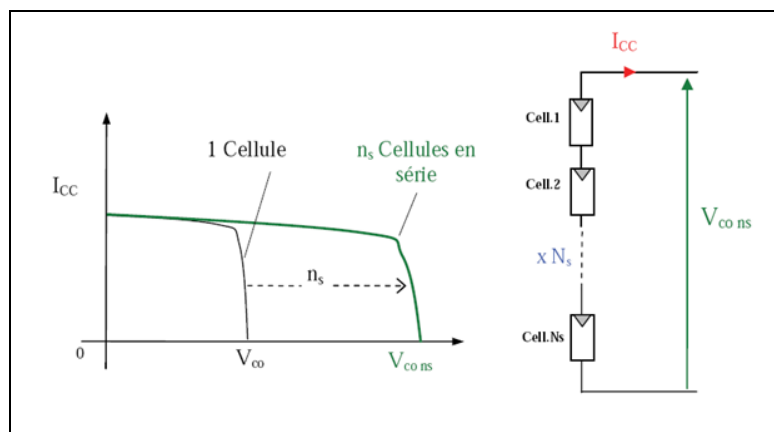


Figure I- 10. Caractéristiques résultantes d'un groupement de ns cellules en série [Pet_09].

Il est également possible de faire une association parallèle de n_p cellules dans le but d'accroître le courant de sortie du module PV ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants (Figure I-11).

L'équation 1-8 donne respectivement le courant de court-circuit (I_{cc}) et la tension en circuit ouvert (V_{co}) d'une association parallèle de n_p cellules.

$$I_{cc_{np}} = n_p \cdot I_{cc} \quad \text{et} \quad V_{co_{np}} = V_{co} \quad \text{Eq.1-8}$$

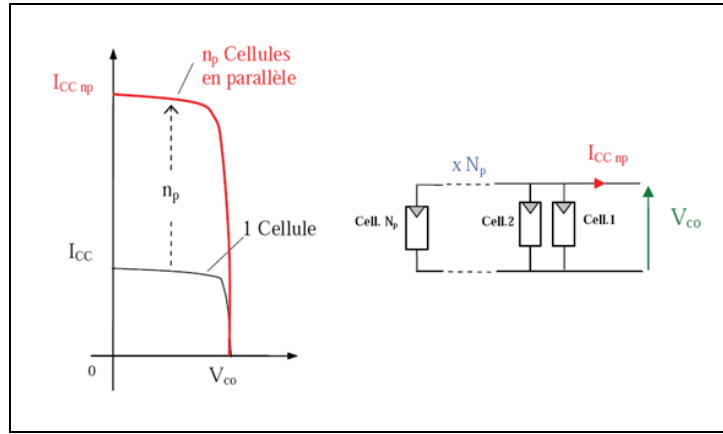


Figure I- 11. Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_p cellules en parallèle [Pet_09].

La caractéristique $I(V)$ d'un module photovoltaïque peut être considérée comme la résultante d'une association d'un réseau de n_s fois n_p cellules. Ainsi, la puissance disponible en sortie (P_{pv}) du module PV constitué est donnée par :

$$P_{pv} = n_s \cdot V_{pv} \cdot n_p \cdot I_{pv} \quad \text{Eq.1-9}$$

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

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

I.4.2.1. Le courant de court-circuit I_{cc}

Le courant de court-circuit I_{cc} d'un module PV correspond à la valeur du courant débité lorsque le module est court-circuité. Pour des niveaux d'ensoleillement normaux, le courant de court-circuit d'un module PV peut être considéré comme équivalent à un photocourant, proportionnel à l'ensoleillement G (W/m^2). Cependant, cela peut induire un écart par rapport aux mesures réelles. Ainsi, une loi de puissance à exposant α est introduit pour tenir compte de la non-linéarité due au photocourant. Le courant de court-circuit des modules photovoltaïques tend à augmenter légèrement avec l'augmentation de la température du module. Pour l'étude de la performance du module PV, la modélisation de cette variation du courant de court-circuit peut être considérée comme négligeable. Ainsi, le courant de court-circuit I_{cc} du module PV peut être simplement calculé par la relation suivante :

$$I_{cc} = I_{cc_0} \left(\frac{G}{G_0} \right)^\alpha \quad \text{Eq.1-10}$$

Où I_{sc0} est le courant de court-circuit du module PV sous l'ensoleillement standard G_0 , tandis que I_{sc} est le courant de court-circuit du module PV sous le rayonnement solaire G ; α traduit les effets non-linéaires dus au photocourant.

I.4.2.2. La tension de circuit-ouvert V_{co}

La tension en circuit-ouvert d'un module PV correspond à la tension aux bornes du module lorsqu'aucune charge ne lui est connectée. La relation qui relie la tension en circuit-ouvert à l'ensoleillement est représentée par une fonction logarithmique basée sur l'équation de la diode idéale.

L'effet de la température sur la tension en circuit ouvert se traduit par une augmentation exponentielle du courant de saturation avec la température [Lui_02]. Ceci entraîne quelques difficultés pour reproduire les comportements observés des modules PV en fonctionnement réel. Des conditions supplémentaires ou quelques paramètres de correction doivent être introduits pour tenir compte de la résistance shunt, de la résistance série et de la non-idéalité de la diode. Basé sur le modèle donné par Van Dyk [Van_02] et en tenant compte de l'effet de la température, la tension en circuit-ouvert V_{co} , pour un ensoleillement et une température données, peut être exprimée par :

$$V_{co} = \frac{V_{co0}}{1 + b \cdot \ln\left(\frac{G_0}{G}\right)} \left(\frac{T_0}{T}\right)^\gamma \quad \text{Eq.1-11}$$

Où V_{co0} est la tension de circuit-ouvert du module PV sous l'ensoleillement standard G_0 , V_{co} est la tension de circuit-ouvert du module PV sous le rayonnement solaire G ; γ traduit les effets non-linéaires de la température sur la tension et b représente une constante technologique sans dimension du module [Van_02].

I.4.2.3. Le facteur de forme FF

Le facteur de forme mesure la déviation de la caractéristique réelle courant-tension (I-V) de la caractéristique idéale. Les modules PV ont généralement une résistance série parasite (R_s) et une résistance shunt (R_{sh}) qui leur sont associées. Les deux types de résistances parasites contribuent à réduire le facteur de forme. L'expression du facteur de forme est donnée par la relation suivante [Gre_92].

$$FF = FF_0 \left(1 - \frac{R_s}{V_{co}/I_{cc}} \right) \quad \text{Eq.1-12}$$

$$FF_0 = \frac{V_{con} - \ln(V_{con} + 0,72)}{1 + V_{con}} \quad \text{Eq.1-13}$$

Où FF_0 est le facteur forme du module PV idéal sans les effets résistifs, R_s est la résistance série; V_{con} est la valeur normalisée de la tension en circuit-ouvert à la tension thermique donnée par :

$$V_{con} = \frac{V_{co}}{nKT/q} \quad \text{Eq.1-14}$$

14

Où n représente le coefficient d'idéalité ($1 < n < 2$), K est la constante de Boltzmann ($K=1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K), T est la température du module PV exprimée en Kelvin ($^{\circ}\text{K}$) et q est la charge de l'électron ($q=1,6 \cdot 10^{-19}$ C).

Le facteur de forme est un paramètre sans dimension qui permet de juger de la qualité d'un module photovoltaïque. Il peut être également défini comme le rapport entre la puissance maximale de sortie et le produit entre le courant de court-circuit et la tension en circuit-ouvert du module [Ric_97] :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad \text{Eq.1-14}$$

P_{max} représente la puissance de sortie maximale du module PV, V_{co} est la tension en circuit-ouvert du module PV et I_{cc} est le courant de court-circuit. Le facteur de forme FF, même dans le cas d'une cellule idéale, ne peut dépasser 0,89 [Gre_99] puisque les équations courant-tension sont régies par les équations de Boltzmann sous forme exponentielle. Donc, il ne pourra pas exister une courbe courant-tension rectangulaire. Le paramètre FF dépend de la conception de la cellule, de la qualité de la jonction PN, du matériau, de la résistivité des contacts métalliques.

I.4.2.4. La puissance de sortie d'un module PV

Le courant de court-circuit et la tension de circuit-ouvert d'un module solaire photovoltaïque à l'instant t peuvent être donnés par les expressions Eq.1-15 et Eq.1-16 [Kou_06].

$$I_{cc}(t) = \left[I_{cc,ste} + K_i(T_m(t) - 25) \right] \cdot \frac{G(t)}{1000} \quad \text{Eq.1-15}$$

$$V_{co}(t) = V_{co,ste} - K_v \cdot T_m(t) \quad \text{Eq.1-16}$$

$I_{cc,ste}$ est le courant de court-circuit dans les conditions standard de test, K_i ($\text{A}/^{\circ}\text{C}$) est le coefficient de température du courant de court-circuit, $G(t)$ (W/m^2) est l'ensoleillement sur le plan des modules PV, $V_{co,ste}$ est la tension de circuit ouvert dans les conditions standard de test, K_v ($\text{V}/^{\circ}\text{C}$) est le coefficient de température de la tension de circuit-ouvert, $T_m(t)$ est la température moyenne d'un module. Elle est donnée par l'expression :

$$T_m(t) = T_{amb}(t) + \left(\frac{T_{NOCT} - 20}{800} \right) \cdot G(t) \quad \text{Eq.1-17}$$

T_{amb} (°C) est la température ambiante, T_{NOCT} (°C) est la température nominale des cellules en fonctionnement. La puissance à la sortie d'un module photovoltaïque à l'instant t peut être donnée par l'équation Eq.1-18.

$$P_{pv}(t) = V_{co}(t) \cdot I_{cc}(t) \cdot FF \quad \text{Eq.1-18}$$

I.4.3. Paramètres influant sur le comportement du module PV

Les informations fournies par les constructeurs d'équipements photovoltaïques ne permettent généralement qu'un dimensionnement approximatif du système PV [Agr_07]. Nous présentons dans cette partie l'influence de certains paramètres météorologiques (température, humidité, ensoleillement) et électriques (résistance série (R_s), résistance shunt (R_{sh})) sur les performances d'un module PV telles que les caractéristiques électriques I-V et P-V, la puissance nominale.

I.4.3.1. Les caractéristiques de transfert du 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 particulier. 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-12 donne les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un module PV pour un éclairement et une température donnés.

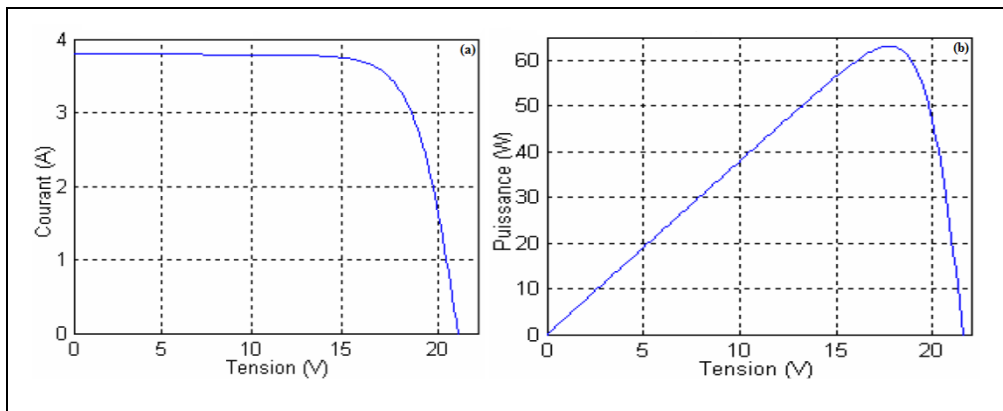


Figure I- 12. Caractéristiques d'un module PV : I-V (a) et P-V (b).

Le comportement du module PV dépend de la zone dans laquelle se trouve le point de fonctionnement. La Figure I-13 montre les trois principales zones de fonctionnement de la caractéristique I-V.

Dans la zone 1, le courant reste constant quelle que soit la tension, le module photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.

Dans la zone 3, la tension est presque constante malgré la variation du courant, dans ce cas le module photovoltaïque est assimilable à un générateur de tension.

La zone 2 qui correspond au coude de la caractéristique I-V est la région intermédiaire entre les deux zones précédentes. Elle représente la meilleure région pour le fonctionnement du module PV en générateur photovoltaïque.

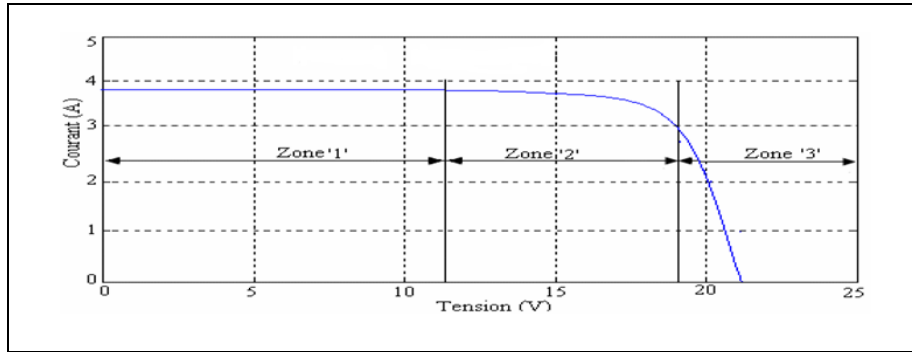


Figure I- 13. Les différentes zones de fonctionnement du module PV.

Le point optimal caractérisé par une puissance de sortie maximale peut être déterminé dans cette zone. La zone de fonctionnement du module PV dépend de la charge mais également des paramètres météorologiques dont l'influence sur les caractéristiques du module PV peut être déterminant pour ses performances.

I.4.3.2. Influence de l'ensoleillement

La caractéristique courant-tension dépend directement du rayonnement incident. En effet, l'augmentation du flux lumineux se traduit par un déplacement de la caractéristique I-V suivant l'axe des courants. En effet, le courant de court-circuit est proportionnel à l'irradiation. Cependant, l'accroissement du courant de court-circuit est beaucoup plus important que celui de la tension en circuit ouvert. La tension en circuit ouvert est très faiblement influencée par l'éclairement. La puissance augmente fortement avec l'éclairement. La Figure I-14 donne l'évolution des caractéristiques I-V et P-V d'un module PV en fonction de l'éclairement E (W/m^2).

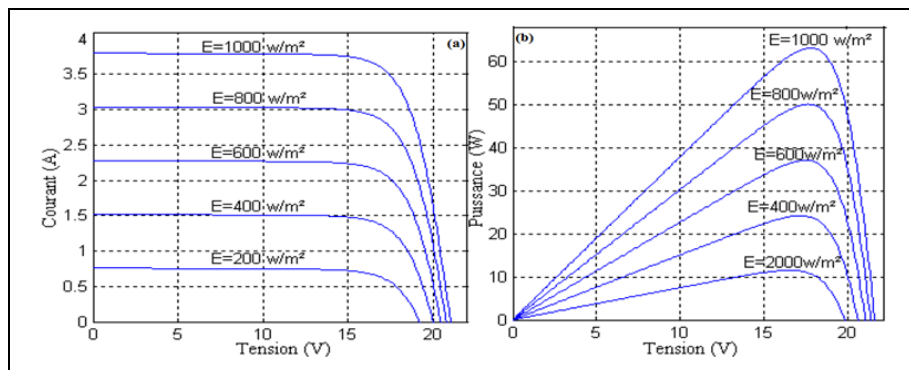


Figure I- 14. Caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module PV pour différents ensoleillements à température constante.

I.4.3.3. Influence de la température

La température est un paramètre très important dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques parce que les propriétés électriques d'un semi-conducteur sont très sensibles à la température.

La Figure I-15 représente les caractéristiques I-V et P-V d'un module PV en fonction de la température, sous un éclairement constant. Elle montre que, plus la température augmente et plus le rendement diminue. Une augmentation de la température entraîne une chute importante de la tension de circuit-ouvert (de l'ordre de $-0.4\%/^{\circ}\text{K}$) [Sin_10] tandis que le courant de court-circuit varie peu avec l'augmentation de la température. Globalement, une augmentation de la température entraîne une perte non négligeable de la puissance.

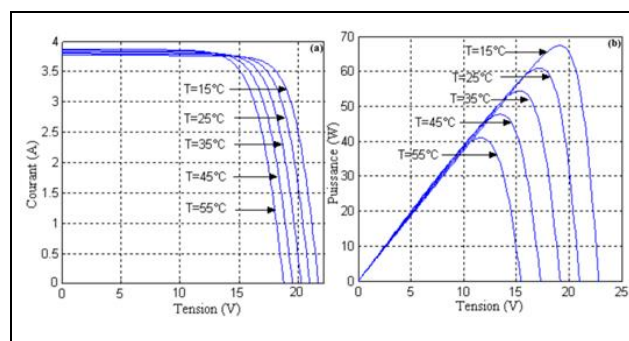


Figure I- 15. Caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module PV pour différentes températures à ensoleillement constant.

I.4.3.4. Influence de la résistance série

La résistance série est la résistance interne de la cellule. Elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles [Sal_90]. La Figure I-16 montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique I-V du module. Cette influence se traduit par une diminution de la pente de la courbe I-V dans la zone où le module fonctionne comme source de tension, à droite du point de puissance maximum [Yah_08]. La puissance du module PV diminue avec l'augmentation de la résistance série. Des études [Zar_05] ont montré que l'augmentation de l'humidité entraîne une augmentation de la résistance série du module et par conséquent une diminution de la puissance maximale du module.

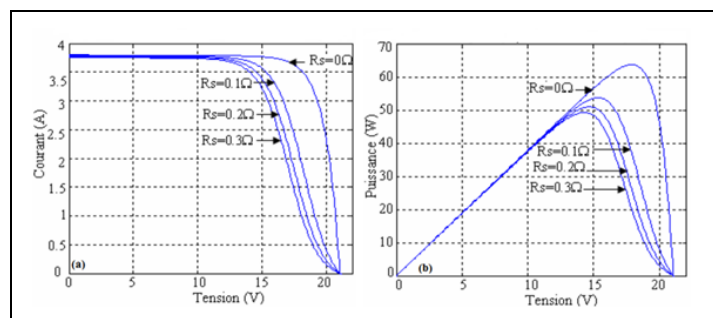


Figure I- 16. Evolution des caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module PV en fonction de la résistance série.

I.4.3.5. Influence de la résistance shunt

La résistance shunt prend en compte les courants de fuite qui interviennent entre les bornes d'une cellule photovoltaïque [Ric_97]. La résistance shunt est liée directement au processus de fabrication, et son influence ne se fait sentir que pour de faibles variations du courant (proche du courant de court-circuit). La Figure I-17 montre que cette influence sur la caractéristique I-V du module se traduit par une augmentation de la pente de celle-ci dans la zone correspondante à un fonctionnement du module PV en source de courant. La diminution de la résistance shunt traduit souvent l'apparition de dégradations dans le module. En effet, plus la résistance shunt est faible, plus le courant qui la traverse est important et par conséquent le courant produit par le module est plus faible.

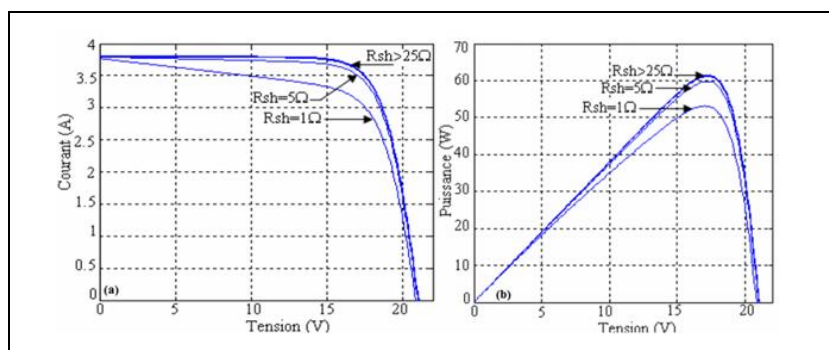


Figure I- 17. Evolution des caractéristiques I-V (a) et P-V (b) d'un module PV en fonction de la résistance shunt.

I.4.4. Conception d'un module photovoltaïque

Au sein d'un module PV les cellules interconnectées sont rassemblées en bloc de x cellules. Un module PV est constitué de la mise en série de « b » blocs et de « a » blocs en parallèle. Nous verrons, dans la suite, pourquoi x est généralement égal à 18 cellules lors de la mise en série.

La conception d'un module PV repose encore aujourd'hui sur des raisons historiques. A l'origine, l'énergie solaire était réservée aux applications en sites isolés. La tension de fonctionnement de ces installations était donc imposée par la tension des batteries utilisées pour stocker l'énergie. Ces systèmes fonctionnant avec des batteries au plomb avec des tensions de 12V, 24V ou 48V. Cette raison historique explique que la quasi-totalité des modules existants aujourd'hui aient encore une tension de sortie de 12 ou 24V.

Les modules étant conçus pour pouvoir fonctionner sur ces systèmes, ils ne sont en réalité qu'une mise en série de cellules pour obtenir la tension désirée, 36 cellules pour 12V ($b=2$) et 72 cellules pour 24V ($b=4$). Aujourd'hui, très peu d'études remettent en cause cette conception historique qui n'est pas optimisée pour un fonctionnement connecté au réseau.

La conception d'un module photovoltaïque impose de s'assurer que les composants de ce dernier ne risquent pas d'être détruits au cours d'un fonctionnement dans les quadrants B et C (Figure I-

8). Dans ces zones les cellules PV fonctionnent en récepteurs et des risques de destruction existent. Pour les protéger de ces risques deux types de protection sont mis en place dans les installations photovoltaïques : la diode by-pass et la sécurité contre-courant. De nouvelles architectures de modules PV sont présentées pour limiter les impacts des ombrages, mais ces solutions ne sont pas développées industriellement, [Nar_03] et en [Pic_10].

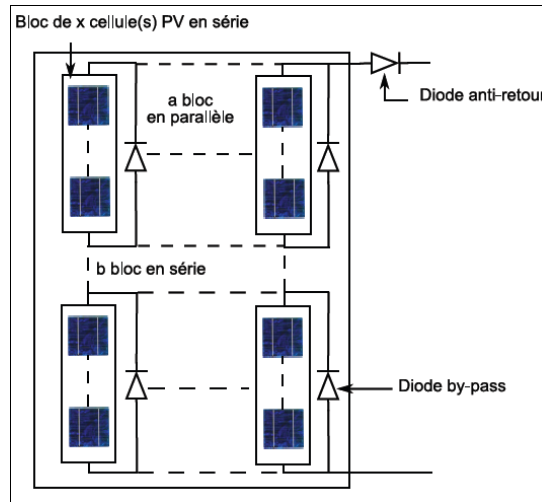


Figure I- 18. Schéma d'un module photovoltaïque.

I.4.4.1. Les diodes by-pass

Il est possible que sous l'effet d'un ombrage ou de la température que toutes les cellules placées en série n'aient pas les mêmes caractéristiques, créant ainsi des déséquilibres. Lors d'un assemblage de cellules PV en série, il est nécessaire de mettre une diode by-pass pour empêcher le fonctionnement, dans la zone B de la Figure I-8 (en inverse), d'une cellule ombragée et ainsi empêcher la destruction de celle-ci. Pour empêcher cette destruction, la tension inverse vue par la cellule ne doit pas dépasser U_{bo} (environ 12V, aussi appelé tension d'avalanche). Pour que cette condition soit vérifiée, une diode by-pass doit être mise en parallèle au maximum toutes les 20 cellules [Her_97] pour les technologies silicium. Dans les faits, pour des raisons de simplicité de réalisation, une diode by-pass est placée en parallèle de chaque groupe de 18 cellules constituant le module. Deux diodes by-pass sont nécessaires pour un module 12V et quatre pour un de 24V. Sur la Figure I-19, la courbe bleue est la caractéristique d'un bloc de 18 cellules PV connectées en série. La courbe rouge est elle aussi la caractéristique d'un bloc de 18 cellules PV connectées en série mais sous un éclairement plus élevé. Le bloc ayant la caractéristique bleue est soumis à un éclairement plus faible, son courant de court-circuit est donc plus faible. Si ces deux blocs sont connectés en série sans protection (courbe noire) et que la charge impose au module PV de fonctionner au point $P_{max}(V_{02})$, alors la cellule la moins éclairée (en bleu) va fonctionner en inverse et risque de se détruire si la tension à ses bornes s'approche de la tension d'avalanche.

Pour éviter ce risque, des diodes by-pass sont classiquement mises toutes les 18 cellules PV pour s'assurer qu'aucune cellule, quelles que soient les conditions, ne puisse fonctionner proche de sa tension d'avalanche. Sur la Figure I-19, les caractéristiques en pointillées correspondent aux caractéristiques du module PV en présence de diodes de by-pass.

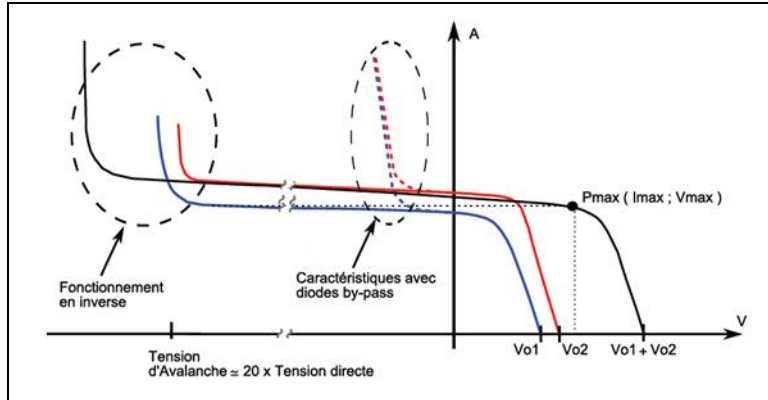


Figure I- 19. Caractéristiques d'un module PV avec ou sans diode by-pass.

I.4.4.2. Les diodes anti-retour

Lors d'un assemblage de cellules PV en parallèle, un deuxième phénomène néfaste à la production photovoltaïque intervient lorsque la tension d'une cellule dépasse sa tension en circuit ouvert. Dans ce cas, la cellule va fonctionner dans la zone C (Figure I-8) et va absorber du courant afin de compenser cette augmentation de tension. Les cellules éclairées vont donc débiter dans les cellules ombragées. L'utilisation d'une diode anti-retour (aussi appelée diode série) ou d'un fusible dans une chaîne de cellules permet d'éviter leur destruction (Figure I-18). Cette protection est nécessaire si une branche de modules PV n'est pas en mesure de supporter le courant total débité par les autres branches mises en parallèle. Pour le silicium cristallin le problème apparaît à partir de 4 branches en parallèle. Dans le cas de l'utilisation d'un fusible, ce dernier doit être dimensionné à $I_{max} = I_{sc} \times 1,25$. L'utilisation d'une diode induit une perte de puissance proportionnelle à la chute de tension dans la diode [Wil_97] et [Wil_98].

I.5. Les technologies photovoltaïques

Dans la filière photovoltaïque, existent de nombreuses technologies qui se distinguent soit par les matériaux employés, soit par le principe de fabrication utilisée. La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale de modules photovoltaïques (Figure I-20). Le silicium est un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Cette filière est elle-même subdivisée en plusieurs technologies distinctes de par la nature du silicium employé et/ou sa méthode de fabrication.

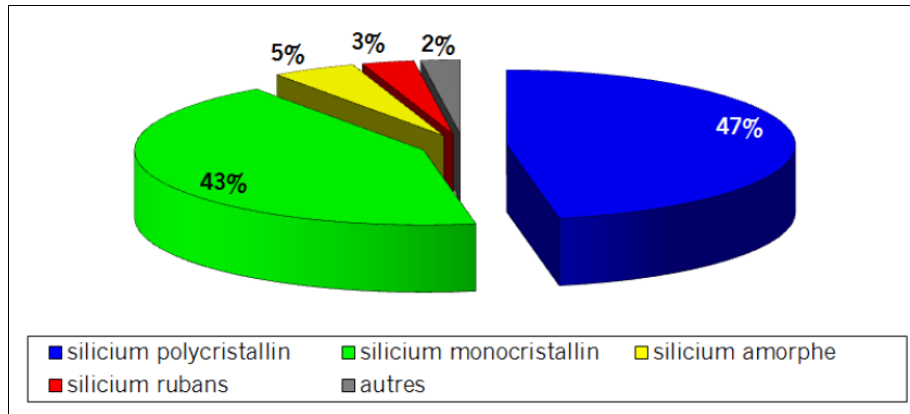


Figure I- 20. Parts de marché des différentes technologies photovoltaïques utilisées (Photon International).

I.5.1. La filière du silicium cristallin

Les modules photovoltaïques réalisés à partir du silicium cristallin dominent depuis toujours le marché avec plus de 90% de part. Les cellules en silicium cristallin (c-Si) se divisent en deux catégories distinctes : le silicium monocristallin (mc-Si) et le silicium poly-cristallin (pc-Si). Le silicium monocristallin reste encore plus cher que le silicium polycristallin mais permet d'obtenir un rendement plus élevé, avec près de 24.7% contre 19.8% de rendement en laboratoire [Zha_99, Zha_94].

La cellule monocristalline est celle qui s'approche le plus du modèle théorique. Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines branches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme (Figure I-21). Cependant la méthode de production des cellules monocristallines reste laborieuse et difficile et donc très chère. Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur. Une durée d'amortissement de l'investissement en énergie élevée (jusqu'à 7 ans).

Le silicium polycristallin est aujourd'hui la technologie la plus utilisée. A elle seule, elle représente près de 50% du marché. La cellule polycristalline se présente sous forme de plusieurs cristaux (agglomérat de cristaux). Ces cellules polycristallines proviennent du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et sont dès lors hétérogènes (non uniformes). La Figure I-21 montre les motifs créés par les différents cristaux.

Le coût de production est moins élevé et nécessite moins d'énergie avec un rendement de 13 à 20 % en laboratoire. Leur durée de vie est d'environ 30 ans. Les modules PV en polycristallin sont moins chers que les monocristallins.

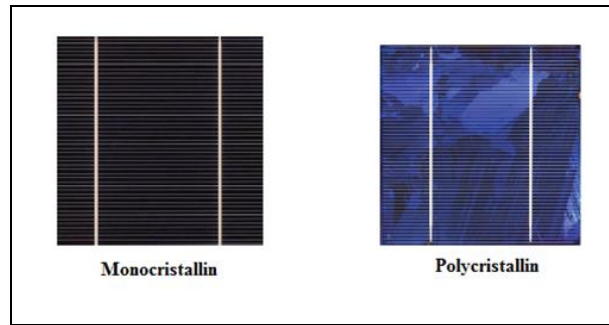


Figure I- 21. Cellules monocristalline et polycristalline.

L'un des points faibles de ces deux technologies est la quantité de matière utilisée, même si actuellement la taille des lingots et des cellules augmentent continuellement. Les lingots de silicium, mono ou polycristallin, sont sciés en tranche de 150 à 300 microns par des scies à fils. Le diamètre du fil de découpe étant de 180 microns d'épaisseur, il entraîne une perte en matière première de près de 50%.

I.5.2. La filière du silicium amorphe

Le silicium lors de sa transformation, produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre. La cellule est grise très foncé ou marron. C'est la cellule utilisée dans les calculatrices et les montres dites solaires. 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- 22. Module en silicium amorphe.

Les cellules amorphes captent très bien le rayonnement diffus et sont moins sensibles aux variations de rayonnement direct. Ces cellules sont donc une très bonne alternative aux cellules cristallines sur des sites soumis à des ombrages sévères. Leur prix est plus faible que celui des cellules cristallines.

Une étude [Jan_06] affirme qu'un module PV en a-Si produit plus d'énergie sur une année qu'un module en silicium cristallin (pour une même puissance crête installée) sur une même période et sur un même site. Ceci s'explique par un phénomène physique lié à la température. En effet, le silicium cristallin perd de ses capacités de production au fur et à mesure que la température augmente à l'intérieur du module. Cette dépendance réduit fortement le rendement des modules en été par exemple au plus fort de l'apport énergétique solaire. Un module en silicium cristallin perd environ 0,45 % de sa puissance lorsque sa température augmente d'un degré Celsius (à partir des conditions standard 25°C, AM1.5) alors que, à l'opposé, le silicium amorphe affiche un gain de 0,175 % par °C [Del_02, Tin_08].

I.5.3. Les couches minces

Les technologies dites de « couches minces » reposent sur l'utilisation de matériaux pour lesquels une épaisseur de seulement quelques microns est suffisante à la conversion photovoltaïque à cause du coefficient d'absorption des photons très supérieur à celui du silicium cristallin. Pour cette technologie, les matériaux sont déposés en couche très mince sur un substrat (verre, céramiques, polymères). Plusieurs semi-conducteurs de ce type sont utilisés dans l'industrie :

- le silicium amorphe ;
- le tellure de cadmium (CdTe) ;
- le di-séléniure de cuivre-indium (CIS).

La technologie à couche mince dont la plus mure est le silicium amorphe (a-Si), représentait en 2008 plus de 7% du marché mondial. 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 (Figure I-23) et ainsi fabriquer des cellules souples.



Figure I- 23. Modules PV en couche mince.

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

toxicité sur l'environnement et d'approvisionnement en matières premières qu'elles soulèvent les cloisonnent au laboratoire ou à des applications très spécifiques.

I.5.4. Les cellules organiques

De nouvelles cellules sont en développement dans les laboratoires, les cellules organiques et les cellules de Grätzel sont en phase de recherche et présentent pour l'instant des rendements relativement faibles. La production des cellules multi-jonctions est quant à elle exclusivement réservée aux applications spatiales. Les cellules organiques font aujourd'hui l'objet d'un sujet d'étude très actif en laboratoire. Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules « humides » et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules « plastiques ». Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment annoncés (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures). Les nanosciences ouvrent cependant de nouvelles voies à leurs améliorations. Leur avenir industriel n'est pas encore établi mais ces technologies ouvriraient la voie à des modules à très bas coût, biodégradables et pouvant être intégrés à toutes formes de surface. Par exemple des encres photovoltaïques sont actuellement étudiées. Ces encres pourraient être intégrées à un très large éventail de matériaux.

I.5.5. Synthèse des principales technologies photovoltaïques

Après la présentation des principales technologies photovoltaïques que nous avons recensées à ce jour, nous avons dressé le tableau de synthèse suivant (Tableau I-2.). Cette synthèse porte sur les technologies de silicium cristallin et des couches minces et notamment en termes de rendement (Industrie/Laboratoire), de coût, de disponibilité de la matière première et de durabilité.

Technologies		Rendement (%)		Coût (+++ = le plus cher)	Disponibilité de matière première	Durabilité (+++ = le plus durable)
		Industrie	Laboratoire			
Silicium cristallin	Monocristallin	15 à 20	25	+++	Grande	+++
	Polycristallin	12 à 16	20	++	Grande	+++
Couches minces	Silicium amorphe	7	13	+	Grande	+
	CdTe	11	17	+	Faible (Tellurure) Cadmium toxique	++
	CIS	12	20	+	Faible (Indium)	++
	CIGS	10	19	+	Faible	++

Tableau I- 2. Avantages et inconvénient du silicium cristallin et des couches minces.

Le tableau montre que le rendement des modules vendus sur le marché (industrie) reste inférieur à 20%. Cependant la technologie au silicium cristallin présente les rendements les plus élevés avec une plus grande durabilité malgré leur coût qui reste encore les plus élevés.

Compte tenu de ce niveau de rendement qui reste globalement faible, il est fort important de s'intéresser de près aux différentes causes de sa dégradation dans le temps. Peu de travaux, d'après la littérature, ont été réalisés concernant l'étude de la fiabilité, de la dégradation et de la durée de vie des modules photovoltaïques plus particulièrement en milieu sahélien.

Cependant, il est nécessaire avant de mettre sur le marché une gamme de modules photovoltaïques, que leur conception soit qualifiée et que la gamme de modules soit homologuée. La section suivante est consacrée à la présentation détaillée des principales normes de qualification et d'homologation qui permettent de garantir la qualité des modules photovoltaïques. Ainsi, une fois que la qualité du module PV est garantie avant sa mise en service, l'étude de sa dégradation durant sa durée de vie pourra s'avérer pertinente.

I.6. Normes de qualification des modules photovoltaïques

Dans le secteur photovoltaïque, la qualité est directement liée à la performance. Pour cette raison, il est crucial que des tests spécifiques soient disponibles pour l'ensemble des composants d'un système photovoltaïque. Grâce à la réalisation des essais prévus dans les différentes normes internationales de qualification, le fabricant peut garantir que le module photovoltaïque sous test est conforme à toutes les exigences en matière d'efficacité énergétique, de robustesse mécanique, de choc thermique, de sécurité et de conformité.

Cependant, en 2005, la commission européenne rapporte que l'assurance qualité et l'harmonisation des technologies photovoltaïques ont été en grande partie négligées, ce qui représente une menace au développement rapide de la filière photovoltaïque. Actuellement, peu de caractéristiques standards de produits photovoltaïques et aucune caractéristique de système PV global n'existent [Com_05]. Ainsi, Pour que les modules photovoltaïques soient homologués et qualifiés, ils doivent être soumis à une batterie d'essais séquentiels de qualification selon les normes internationales établies par la commission électrotechnique internationale (CEI).

I.6.1. La norme photovoltaïque CEI

Le comité technique CEI du photovoltaïque dénommé TC82 a la responsabilité de développer des normes dédiées aux modules photovoltaïques. Les principales normes CEI exclusivement dédiées aux modules PV sont :

- CEI 61730 pour la sécurité et résistance des modules photovoltaïques,
- CEI 61215 pour les modules photovoltaïques au silicium cristallin,
- CEI 61646 pour les modules photovoltaïques en couches minces,

- CEI 62108 pour les modules photovoltaïques à concentration.

Cette norme photovoltaïque CEI décrit les conditions nécessaires aux modules PV pour être utilisés et qui garantissent la sécurité mécanique et électrique. Ainsi, cette norme divise les modules en 3 classes selon leur utilisation.

- Modules de classe A : Modules utilisés dans des lieux d'accès généralisés avec des tensions et puissances élevées (habitation privée et bâtiments communautaires) ;
- Modules de classe B : Modules utilisés dans des lieux d'accès limités avec des tensions et puissances moyennes ;
- Modules de classe C : Modules utilisés avec des tensions et puissances faibles.

En relation avec la classe d'appartenance, la norme CEI 61730 impose de leur faire passer des tests de résistance aux chocs électriques, au feu et à des contraintes mécaniques. Les modules doivent également être conformes aux normes adéquates selon la technologie et la classe.

I.6.2. Les normes de qualification des modules PV

La qualification d'un module permet de déterminer l'aptitude du module à supporter des contraintes de déséquilibre thermique, de fatigue ou autre, causées par des variations répétées de température, d'humidité et de rayonnements UV, selon les exigences normatives appropriées. La mise en place des normes s'effectue au niveau de la commission électrotechnique internationale (CEI), instance internationale de normalisation dont le siège est à Genève. Les principales normes de qualification des modules photovoltaïques établies par la CEI sont montrées en Figure I-24.

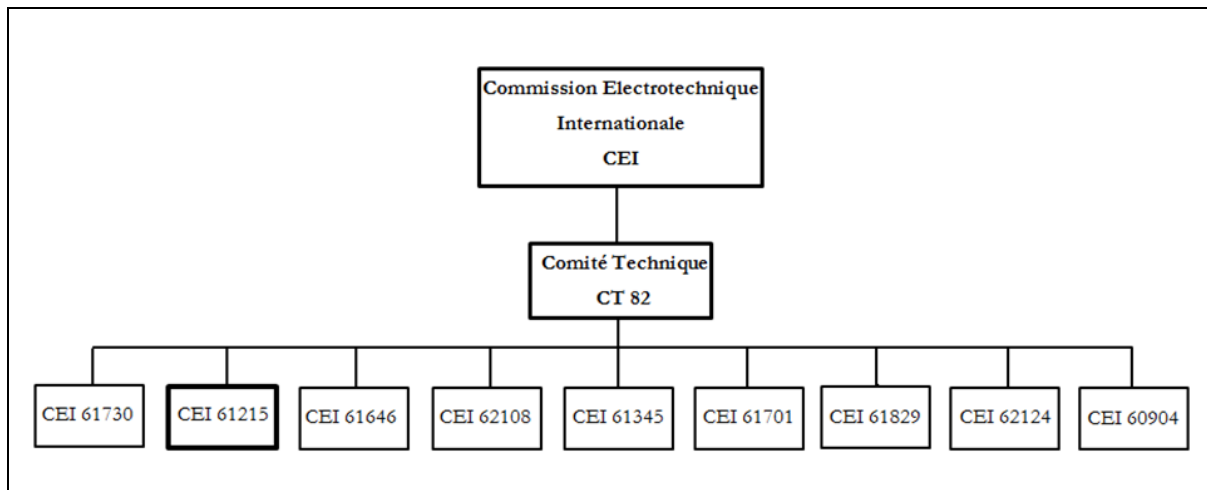


Figure I- 24. Les normes de qualification des modules photovoltaïques.

Chacune de ses normes présente une description spécifique selon le type de module auquel elle est dédiée :

- CEI 61215 pour les modules photovoltaïques au silicium cristallin,
- CEI 61646 pour les modules photovoltaïques en couches minces,
- CEI 62108 pour les modules photovoltaïques à concentration,

- CEI 61730 pour la qualification de la sûreté de fonctionnement des modules, résistance aux chocs électriques, thermiques et mécaniques,
- CEI 61701 pour la corrosion des modules photovoltaïques induite par le brouillard salin,
- CEI 60904 pour la mesure des caractéristiques courant-tension des modules photovoltaïques,
- CEI 61345 pour les essais UV des modules photovoltaïques,
- CEI 61829 pour la mesure sur site des caractéristiques I-V des chaînes de modules photovoltaïques en silicium cristallin sur site,
- CEI 62124 pour les systèmes photovoltaïques autonomes.

Les essais relatifs à la norme CEI 61730 doivent toujours être conduits en premier lieu ; ils permettent d'attester un fonctionnement électrique et mécanique sûr des modules au cours de leur durée de vie.

Ces essais traitent de la prévention contre les chocs électriques, les risques de feu et les accidents corporels dus à des contraintes mécaniques et environnementales. Dans nos travaux, nous nous intéressons plus particulièrement à la norme CEI 61215 qui est dédiée aux modules photovoltaïques au silicium cristallin. En effet, toutes les études réalisées dans cette thèse ont porté sur des modules PV en silicium polycristallin et monocristallin. Notre choix porté sur la technologie cristalline se justifie par le fait qu'elle reste la technologie la plus utilisée avec 93% de part de marché [EPI_11].

I.6.3. Les paramètres d'acceptation

A chacune des normes de qualification précédemment citées, correspond une séquence d'essais. Ces séquences d'essais sont issues de nombreuses études et recherches dont la chronologie de 1975 à 2008 est présentée par Osterwald [Ost_09]. D'une manière générale les principaux paramètres d'acceptation pour chaque essai des normes citées précédemment sont :

- a) Absence d'apparition de défauts visuels majeurs :
 - surfaces externes cassées, fêlées ou déchirées (y compris les supersubstrats, les substrats, les châssis et les boîtes de jonction),
 - surfaces externes pliées ou désalignées entraînant une détérioration de l'installation et/ou du fonctionnement du module,
 - fêlure dans une cellule dont la propagation peut isoler plus de 10% de la surface de la cellule du circuit électrique du module,
 - bulles ou délaminations formant un chemin continu entre toute partie du circuit électrique et le bord du module,
 - perte de l'intégrité mécanique entraînant une détérioration de l'installation et/ou du fonctionnement du module ;

- b) Dégradation de la puissance maximale de sortie n'excédant pas 5% de la valeur mesurée avant l'essai ;
- c) Résistance d'isolement multipliée par la surface du module supérieure à 40 MΩ.m².

Dans nos travaux, nous nous sommes intéressés au deuxième paramètre d'acceptation qui est relatif à la dégradation de la puissance maximale du module photovoltaïque car c'est celui qui disqualifie principalement les modules.

I.6.4. Qualification des modules PV en silicium cristallin

Pour que les modules photovoltaïques soient homologués et qualifiés, ils doivent être soumis à une batterie d'essais séquentiels de qualification selon les normes internationales établies par la commission électrotechnique internationale (CEI). La norme CEI 61215 est celle qui est établie par la commission électrotechnique internationale pour la qualification des modules photovoltaïques au silicium cristallin [CEI_05].

I.6.4.1. Séquences d'essais de la norme CEI 61215

La norme CEI 61215 donne les exigences sur la qualification de la conception et l'homologation des modules photovoltaïques pour une application terrestre et pour une utilisation de longue durée dans les climats généraux d'air libre. Elle s'applique uniquement aux modules au silicium cristallin.

La Figure I-25 présente les différentes séquences d'essais de la norme CEI 61215. L'objectif de cette norme est principalement de déterminer les caractéristiques électriques et thermiques du module et de montrer autant que possible avec des contraintes de coût et de temps raisonnables, que le module est apte à supporter une exposition prolongée aux climats définis dans le domaine d'application.

L'espérance de vie réelle des modules ainsi qualifiés dépendra de leur conception ainsi que de l'environnement et des conditions dans lesquels ils fonctionneront. L'examen de tous les paramètres de performances responsables de la dégradation des modules y sont étudiés. Dans cette norme, les modules doivent être répartis par groupes et soumis aux séquences d'essais de qualification de la Figure I-25, les essais étant effectués dans l'ordre établis. Chaque case fait référence à une des séquences d'essais correspondant à la norme.

Aujourd'hui la plupart des industriels et chercheurs de la filière photovoltaïques se sont engagés dans cette démarche de tests de qualification des modules PV à travers les essais établis par les différentes normes telles que ceux de la norme CEI 61215 :2005 de la Figure I-25.

Parallèlement, les chercheurs réalisent des campagnes d'essais durant lesquelles les installations photovoltaïques sont exposées aux conditions atmosphériques naturelles [Ade_05], [Dun_06],

[Hul_08], [Moo_08], [Woh_06] afin de faire le parallèle entre les essais accélérés en laboratoire et le fonctionnement réel des modules.

Chaque séquence d'essai correspond à l'application de contraintes spécifiques aux modules sous-essai pour ensuite évaluer leur aptitude à supporter celles-ci.

- **Le préconditionnement aux ultraviolets (UV)** est une séquence essentielle dans la qualification des modules PV, il permet d'identifier les matériaux de collage utilisés susceptibles d'être dégradés par le rayonnement ultraviolet. Dans la norme CEI 61215, il est généralement réalisé sur une gamme de longueur d'onde de 280 nm à 380 nm ainsi que de 230 nm à 400 nm tout en maintenant une température de $60^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$.

- **L'essai aux UV** quant à lui, permet d'évaluer la résistance du module PV aux rayons UV. En effet, les modules PV installés sur toiture ou au sol sont exposés de manière intense aux rayons UV pendant de nombreuses années et par conséquent ce test aux UV devient indispensable pour un module PV. La norme CEI 61215 exige que ce test soit effectué à 60°C dans une gamme de longueur d'onde comprise entre 280nm et 400nm. La valeur d'essai prescrite par la norme se situe comparativement à un rayonnement UV total de seulement 15 kWh.m^2 .

- **L'essai de chaleur humide** a pour but de déterminer l'aptitude des modules à supporter les effets de la pénétration de l'humidité à long terme. Les modules étant à la température ambiante, doivent être introduits dans la chambre d'essai sans préconditionnement. Les sévérités prescrites par la norme CEI 61215 sont les suivantes : température à l'essai de $85^{\circ}\text{C} (\pm 2^{\circ}\text{C})$, une humidité relative de $85\% (\pm 5\%)$ pendant une durée de 1000 heures. L'essai doit repris pendant une durée comprise entre 2 heures et 4 heures.

- **L'examen visuel** a pour objet de permettre de détecter tout défaut visible du module. Chaque module est examiné avec soin sous un éclairage supérieur ou égal à 1000 lux afin de détecter les défauts suivants :

- Surfaces extérieures cassées, fêlées, vrillées, désalignées ou déchirées;
- Cellules cassées ou fêlées ;
- Interconnexions ou jonctions défectueuses;
- Cellules touchant d'autres cellules ou le cadre;
- Défauts de collage;
- Bulles ou délamination créant une continuité entre les cellules et le bord du module;
- Surfaces collantes au toucher des matériaux plastiques;
- Connexions défectueuses, parties électriques actives exposées;
- Tout autre défaut qui pourrait affecter les performances.

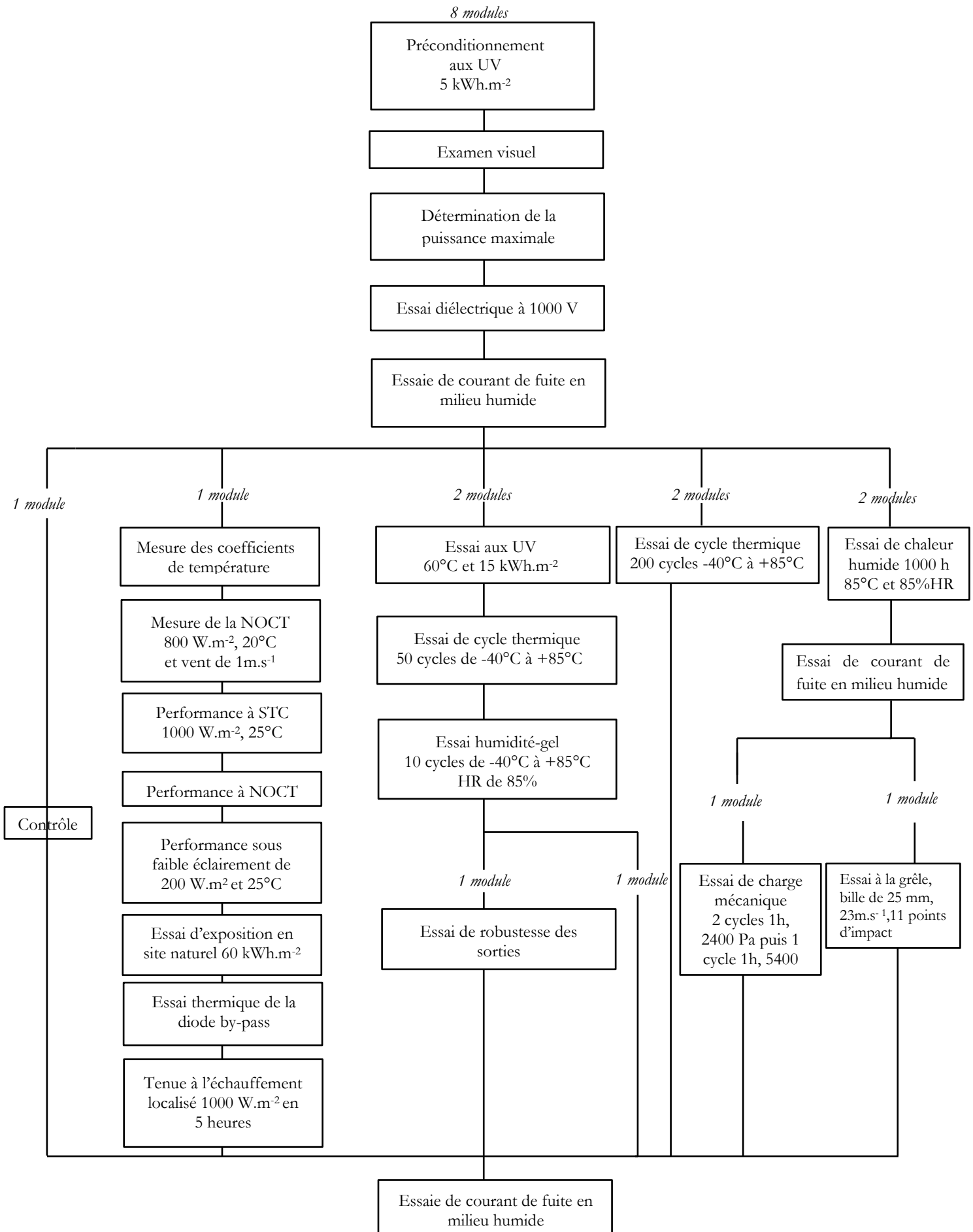


Figure I- 25. Les séquences d'essais de la norme CEI 61215 :2005.

- **L'essai de cycle thermique** permet de vérifier la résistance du module PV face aux conditions extrêmes de fonctionnement relatives aux grandes variations de température. Au cours de cet essai, les modules PV sont soumis à une température de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ pendant au moins 30 minutes. Dans une deuxième étape, les modules sont placés en l'espace de 10 secondes dans un four préchauffé à $+85\text{ }^{\circ}\text{C}$ pendant 30 minutes supplémentaires. Ces deux étapes constituent un cycle thermique comme le montre la Figure I-26. La norme CEI 61251 exige de répéter l'opération pendant 200 fois ce qui correspond à 200 cycles.

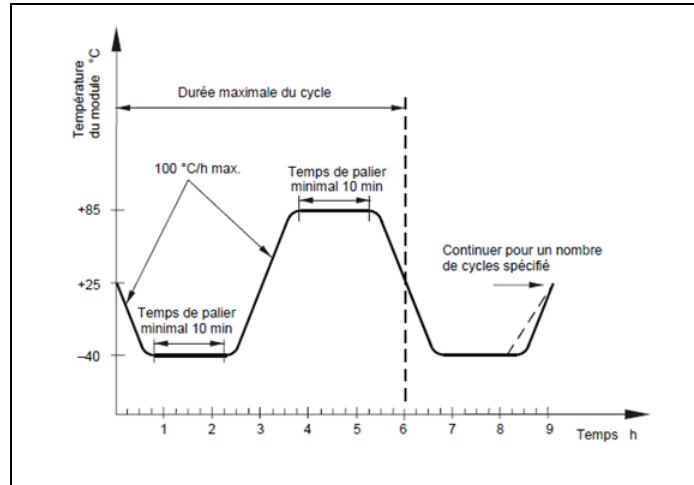


Figure I- 26. Cycle thermique.

- **L'essai humidité-gel** a pour but de déterminer l'aptitude d'un module à supporter les effets dus à la succession de conditions de température élevée et d'humidité suivies de séjour à température au-dessous de zéro. Ce n'est pas un essai de choc thermique. La Figure I-27 présente le cycle humidité-gel tel que prescrit par la norme CEI 61215.

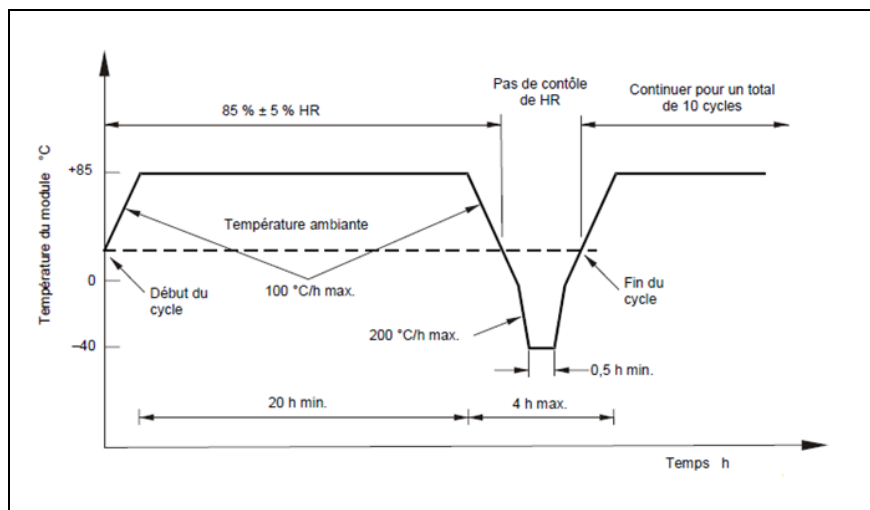


Figure I- 27. Cycle humidité-gel.

Chacune des séquences d'essai de la norme CEI 61215 doit être validée relativement aux conditions d'acceptation spécifiées dans la norme.

I.6.4.2. Conditions d'acceptation

Une conception de module doit être jugée satisfaisant aux essais de qualification et, par conséquent pour la norme CEI 61215 si chaque échantillon sous-essai remplit tous les critères suivants :

- La dégradation de la puissance maximale fournie dans les conditions d'essais normalisés (STC) n'excède ni la limite prescrite après chaque essai (8% de sa valeur pour chaque séquence d'essais);
- Aucun échantillon n'a présenté de circuit ouvert ou de défaut de masse pendant les essais;
- Il n'y a pas de défaut visuel majeur évident;
- Les exigences de l'essai d'isolement sont remplies après les essais.

Si deux modules ou plus ne remplissent pas ces critères, on doit considérer que la conception ne répond pas aux exigences de la qualification. Si un seul module est défectueux au cours d'un essai, deux autres modules remplissant les exigences seront soumis à l'intégralité, depuis le début, de la séquence d'essais correspondante. Si un ou les deux modules sont également défectueux, on considérera que la conception ne répond pas aux exigences de la qualification. Si cependant, les deux modules subissent avec succès la séquence d'essais, on considérera que la conception répond aux exigences de la qualification.

I.6.4.3. Les étapes de la qualification des modules PV

Dans le processus de qualification on retrouve trois principales étapes : l'échantillonnage, le marquage et les essais.

a- L'échantillonnage

Huit modules pour les essais de qualification doivent être prélevés au hasard parmi un ou plusieurs lots de production, conformément à la procédure indiquée dans la norme CEI 410. Les modules doivent avoir été fabriqués à partir de matériaux et de composants spécifiés, conformément aux schémas et aux procédures de fabrication correspondants et doivent avoir été soumis à l'inspection normale du fabricant et aux procédures du contrôle de la qualité et de l'acceptation de la production. Les modules doivent être dans leur intégrité, jusqu'au moindre détail, être accompagnés des instructions de manipulation, de montage et de raccordement fournies par le fabricant, incluant la tension maximale permise du système. Si les modules à tester sont des prototypes d'une nouvelle conception mais non issus d'une production la mention doit en être faite dans le rapport d'essai.

b. Le marquage

La norme CEI exige que chaque module avant sa mise sous essai doit porter clairement et de manière indélébile les indications suivantes :

- nom et monogramme ou symbole du fabricant;
- type ou numéro du modèle;
- numéro de série;
- polarité des bornes de sorties ou des conducteurs (un code de couleur est autorisé) ;
- tension maximale de système pour lequel le module est adéquat.

La date et le lieu de fabrication doivent être marqués sur le module ou déductibles à partir du numéro de série.

c. Les essais

Les modules doivent être répartis par groupes et soumis aux séquences d'essais de qualification de la Figure I-25. Les essais étant effectués dans l'ordre établis. Chaque case fait référence à une séquence d'essai de la norme CEI 61215. Les sévérités et les séquences de l'essai en question doivent être scrupuleusement respectées. Cependant, lorsque des mesures finales d'un essai servent comme mesures initiales pour l'essai suivant dans la séquence, elles n'ont pas besoin d'être répétées. Dans ce cas, les mesures initiales de l'essai sont omises. En effectuant les essais, l'opérateur doit observer scrupuleusement les instructions de manipulation, de montage et de raccordement préconisés par le fabricant. L'essai portant sur les coefficients de températures peut être omis lorsque ceux-ci sont déjà connus.

I.6.5. Limites des normes de certification des modules PV

Les normes servent de références pour la qualification et l'homologation des modules photovoltaïques dans leur phase de conception et avant leur mise sur le marché. Cependant, les normes de qualification ne permettent pas de régler la question liée à la fiabilité, la durée de vie et à la garantie de 25 ans fournie par les fabricants des modules PV. En effet, les essais présentés dans les normes ne sont pas suffisants pour estimer la fiabilité d'un module photovoltaïque et ne sont que des essais de démonstration réalisés sur seulement deux modules au maximum. Ces essais normalisés, bien que sévérés, sont aussi jugés trop courts (1000 heures pour un essai de chaleur humide à 85°C et 85% d'humidité relative, par exemple) dans l'optique d'estimer la fiabilité et la durée de vie d'une gamme de modules photovoltaïques [Ost_08].

Ainsi, les normes de qualification CEI 61215, CEI 61646 et CEI 62108 ne permettent pas de déterminer des durées de vie étant donnée la faible durée des essais, la faible sévérité des essais.

Par exemple, une température de module de 85°C pour un essai de chaleur humide alors qu'un module atteint facilement une température de 60°C en fonctionnement.

De même, le nombre de modules par échantillon, soit deux modules au maximum, est faible comme le montre la Figure I-25. Afin de contourner ces limites des normes de qualification dans le but de réaliser des essais de fiabilité des modules PV, Wohlgemuth propose plusieurs approches [Woh_06] :

- extension du temps ou du nombre de cycles pour les mêmes essais utilisés dans la séquence de qualification,
- augmentation des facteurs d'accélération pour les mêmes tests que ceux de la séquence d'essais de qualification,
- utilisation simultanée de plusieurs contraintes durant les essais,
- utilisation des essais accélérés inexistant dans les essais de qualification préconisés par les normes,
- mise en place d'un plan de déverminage avec l'utilisation des essais accélérés avant de mettre le module en exposition extérieure,
- réalisation des essais de dégradation accélérée.

Ces approches sont essentiellement utilisées dans les essais accélérés pour la détermination de la durée de vie des modules photovoltaïques avec l'augmentation d'une part du nombre de cycles et du cumul des contraintes [Ost_08] et d'autre part de la sévérité des essais [Ker_99], [Koj_04].

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les principales technologies photovoltaïques présentes actuellement sur le marché et celles qui sont en cours de développement. Un constat est que, malgré la fin du silicium annoncée depuis de nombreuses années, ce dernier garde une grande longueur d'avance sur les autres technologies en termes de part de marché (93%) et de maîtrise de la technologie. Néanmoins, on note que les recherches sur les modules photovoltaïques restent plutôt focalisées sur la course au développement de nouvelles technologies sans avoir suffisamment d'informations fiables sur la qualité et la fiabilité des informations fournies par les fabricants relatives aux durées de vie des modules PV et aux garanties avancées .

Afin de prendre en compte ces aspects, des normes de qualification des modules existent pour servir de références aux fabricants. Ainsi, nous avons présenté les principales normes de qualification des modules photovoltaïques établies par la commission électrotechnique internationale (CEI). Nous nous sommes principalement intéressés à la norme de qualification dédiée aux modules photovoltaïques en silicium cristallin en l'occurrence la norme CEI 61215.

Les différentes séquences d'essai de la norme CEI 61215 ont été présentées. Un accent particulier a été mis sur les séquences qui nous semblent les plus pertinentes relativement à l'environnement de fonctionnement des modules. Ainsi, les procédures relatives aux essais aux UV, aux essais de cycle thermique, aux essais de chaleur humide et aux essais humidité-gel ont été développées. Cependant, il a été noté que, malgré le fait qu'elles servent de références aux fabricant, les normes de qualification CEI 61215, CEI 61646 et CEI 62108 dédiées respectivement aux modules en silicium cristallin, aux modules en couches minces et aux modules à concentration, ne permettent pas de déterminer des durées de vie des modules à cause de la faible durée des essais, de la faible sévérité des essais et du nombre réduit de modules par échantillon. Néanmoins, chaque essai des différentes normes de qualification est relatif à un mode de défaillance donné.

Par conséquent, la connaissance des modes et des facteurs de dégradation des modules PV et de leur évolution en fonction du milieu d'exposition qui sont traités dans le chapitre II, permettrait une amélioration des séquences d'essai relatives aux différentes normes de qualification.

Chapitre II

Dégradation des modules photovoltaïques

Chapitre II

Dégradation des modules photovoltaïques

II.1. Introduction

Aujourd'hui, il est noté un déficit d'information sur les différents modes de dégradation des modules photovoltaïques en termes de fréquence, de vitesse d'évolution et de degré d'impact sur la durée de vie et la fiabilité des modules PV. Ces dernières années, les recherches sur les modules photovoltaïques se sont plutôt focalisées sur la course au développement de nouvelles technologies sans avoir suffisamment de retour d'expériences sur celles qui sont déjà opérationnelles. Ce chapitre présente une revue bibliographique approfondie sur la dégradation des modules photovoltaïques. Les principaux types de dégradations des modules PV recensés sont présentés. Ensuite, les facteurs et les moyens de détection des dégradations des modules sont étudiés. Enfin, les modèles de dégradation présentés dans la littérature sont également recensés et discutés.

II.2. Dégradation d'un module photovoltaïque

La dégradation traduit la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service [Lan_05]. 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 dépasse un seuil critique. Selon Wohlgemuth, les constructeurs considèrent que le module PV est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau en dessous de 80% de sa valeur initiale [Woh_05]. Dans la suite, nous allons présenter les différents types de dégradation des modules les plus représentatifs selon la littérature.

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée à cause de plusieurs facteurs tels que, [Mun_11], [Ndi_13], [Ost_09], [Qui_02], [Woh_05]:

- la température,
- l'humidité,
- l'irradiation,
- la poussière,
- les chocs mécaniques.

Chacun de ces différents facteurs cités peut induire un ou plusieurs types de dégradation tels que [Mun_11], [Vaz_08]:

- la décoloration,

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

Le NREL (National Renewable Energy Laboratory, Etats Unis) fournit au tableau II-1 une liste des dégradations majeures enregistrées sur les modules photovoltaïques en silicium cristallin [Bos_10], [Woh_10].

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

Tableau II- 1. Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin [Woh_10].

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

La dégradation du module photovoltaïque peut affecter les différentes parties de celui-ci comme le montre la Figure II-1. Ces différentes parties sont : le verre, les interconnexions entre les cellules, le matériau encapsulant qui est généralement en Ethylène Vynil Acétate (EVA), le film polymère de protection qui est généralement en Tedlar et les colles qui assurent l'adhérence entre les différents composants du module.

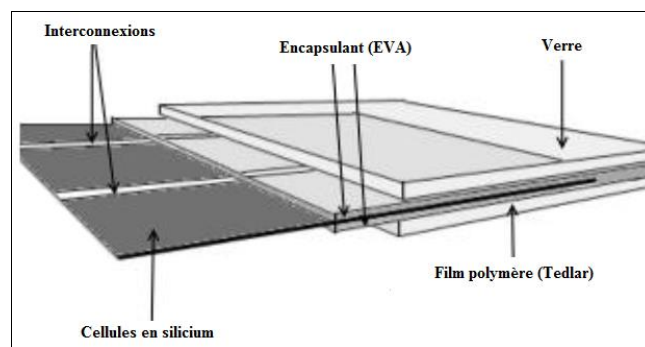


Figure II- 1. Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation.

II.3.1. La corrosion

L'humidité pénétrant dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés provoque la corrosion [Qui_02]. La rétention de l'humidité dans l'enveloppe du module augmente la conductivité électrique du matériau. La corrosion attaque les connexions métalliques des cellules du module PV provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une perte de performance. La corrosion

dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique. La Figure II-2 montre un module PV atteint par la corrosion au niveau de la bordure et de la boîte de jonction [Mun_11].

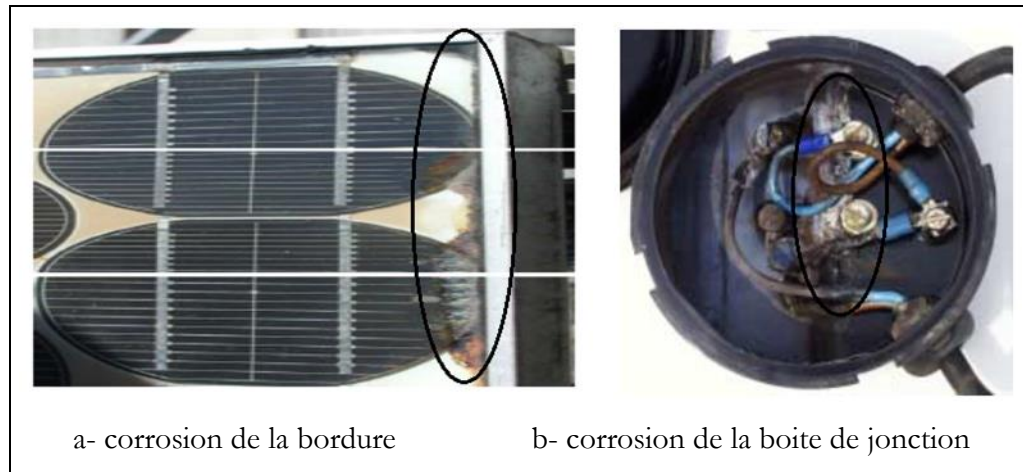


Figure II- 2. Module PV atteint par la corrosion.

Wolghemuth et Kurtz ont étudié l'impact de l'humidité et de la température sur la dégradation des modules PV à partir des essais accélérés 85/85 ($T=85^{\circ}\text{C}/\text{HR}=85\%$) selon la norme CEI 61215 [Woh_11], [CEI_05]. Ils ont trouvé que la corrosion apparaissait au bout de 1000 h d'exposition du module sous une température de 85°C et une humidité relative de 85%. Wohlgemuth a également effectué en 2005 des tests sur des modules de BP Solar à partir des retours d'expérience qui lui ont permis d'affirmer que la corrosion était le mode de dégradation le plus fréquent [Woh_05]. Il a exploité la base de données commerciale de BP Solar qui collecte toutes les informations issues du suivi technique de leurs modules cristallins installés depuis 1994. D'autres études [Qui_02], [Rea_03], [Vaz_08], affirment également que la corrosion et la décoloration sont les modes de dégradation prédominant des modules photovoltaïques.

Carlson, en collaboration avec le NREL, a montré à l'issue d'essais sur des modules BP Solar que le sodium contenu dans le vitrage qui réagit avec l'humidité constitue un facteur majeur de corrosion au niveau des bords des modules PV comme le montre la Figure II-2a [Car_03].

Osterwald affirme que les dégradations qui surviennent les premières et qui évoluent le plus rapidement dans les modules PV en silicium sont dues à l'oxygène qui est le premier facteur de corrosion des jonctions en silicium [Ost_02].

Kemp a montré que l'humidité dans le module PV présente un fort impact sur le taux de dégradation des modules photovoltaïques, et plus particulièrement dans les zones géographiques chaudes et humides telles que Miami en Floride [Kem_05]. En raison de la vitesse de diffusion relativement élevée de l'eau dans l'Éthylène Vinyl Acétate (EVA) utilisé dans l'encapsulation de la plupart des modules PV, l'infiltration de l'humidité dans le module reste importante au cours de sa durée de vie même si le module est constitué d'une structure en double verre. D'après Kemp

[Kem_05], la meilleure façon d'empêcher l'infiltration de l'humidité dans le module est d'utiliser des joints bien hermétiques ou des joints de bord à faible diffusivité contenant une grande quantité de déshydratant. Par conséquent, nous pensons qu'il serait plus efficace de se concentrer sur les moyens de réduire les processus de corrosion qui sont accélérés par la pénétration d'humidité.

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

II.3.2. La délamination

La délamination traduit la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre avant. Elle représente un problème majeur car elle entraîne deux effets : l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module [Mun_11].

Skoczek a étudié la dégradation des modules photovoltaïques relative à la délamination du module à partir de tests basés sur la norme CEI 61215 [Sko_08]. La délamination est plus sévère lorsqu'elle se produit sur les bords du module parce que, en plus de la dégradation de la puissance, elle provoque des risques électriques pour le module et l'installation toute entière. La délamination est plus fréquente dans les climats chauds et humides. Elle favorise une pénétration de l'humidité dans le module et provoque, par conséquent, différentes réactions chimiques à l'intérieur du module induisant des dégradations telles que la corrosion des métaux de la structure du module le plus souvent. La Figure II-3 montre deux modules (poly et monocristallins) présentant une sévère délamination.

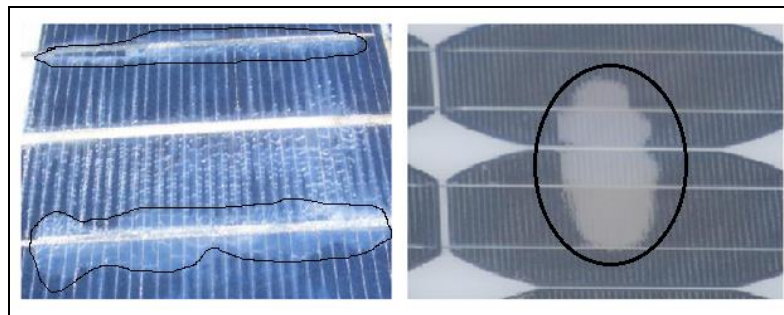


Figure II- 3. Module photovoltaïque présentant une délamination.

Jansen et Delahoy ont montré que la pénétration du sel et de l'humidité dans le module photovoltaïque constitue un facteur favorisant la délamination [Jan_03b]. D'autre part, ils avancent que la liaison interfaciale peut être attaquée chimiquement par l'acide fluorhydrique formée par le fluor et l'oxyde d'étain contenus dans le module.

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

II.3.3. La décoloration

La décoloration du module photovoltaïque se traduit par un changement de couleur du matériau utilisé pour son encapsulation qui est généralement en Ethylène Vinyl Acetate (EVA) ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Ce changement de couleur peut se traduire soit par un jaunissement soit par un brunissement du matériau encapsulant. Elle provoque une modification de la transmittance de l'encapsulant des cellules et par conséquent la puissance générée par le module est diminuée.

Oreski et Wallner avancent que les causes principales de la décoloration de l'EVA sont les rayons ultraviolets combinés à l'eau sous des températures d'exposition supérieures à 50°C et provoquant ainsi un changement de la structure chimique du polymère [Ore_09].

La décoloration peut apparaître dans des zones différentes et non adjacentes d'un même module. Ceci peut être dû d'une part, à des polymères encapsulant d'origine ou de caractéristiques différentes et d'autre part à l'EVA qui n'est pas déployée dans les mêmes zones du module de la même manière. Kojima et Yanagisawa se sont intéressés au jaunissement de l'EVA utilisé comme encapsulant dans les modules photovoltaïques [Koj_04]. Pour cela, ils ont soumis des modules PV à un ensoleillement solaire artificiel. Ils se sont uniquement intéressés à la contribution des rayons ultraviolets (longueurs d'onde comprises entre 280 nm et 380 nm). Lorsqu'un ensoleillement de 4000 W.m⁻² est appliqué, une décoloration des cellules apparaît avec une augmentation de la photosensibilité au bout de 400 heures et une augmentation de la transmissivité (facteur de transmission) entre 280 et 380 nm. Ainsi, il apparaît un faible jaunissement au niveau de l'encapsulant EVA qui engendre une perte de puissance du module photovoltaïque. Pour un ensoleillement de 1000 W.m⁻², aucun changement n'est apparu dans la gamme de longueur d'onde 280 nm à 380 nm au bout de 500 heures.

Wohlgemuth a effectué des essais aux UV sur des modules PV en silicium cristallin à une température de 60°C, il a trouvé que la décoloration de l'encapsulant apparaît lorsque l'irradiation aux UV totale atteint 15 kWh.m⁻² dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm sans dépasser une exposition de 250 W.m⁻² [Woh_11].

Ces dernières années, la plupart des publications sur la dégradation des modules PV en silicium cristallin ont principalement porté sur la décoloration de l'EVA [Kem_06], [Kem_07], [Kem_10]. La Figure II-4 montre des modules atteints de décoloration (jaunissement) [Kap_11], [LEEE_08].



Figure II- 4. Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées.

Realini a réalisé une étude expérimentale basée sur le monitoring de modules photovoltaïques en silicium cristallin en fonctionnement entre 1982 et 2003. A travers cette étude, il a fait la corrélation entre les caractéristiques électriques et la décoloration de l'encapsulant des modules PV. La décoloration du module dégrade le courant de court-circuit (I_{cc}). Cette dégradation du courant de court-circuit peut varier de 6% à 8% en dessous de la valeur nominale pour une décoloration partielle de la surface du module et de 10% à 13% pour une décoloration totale du module. La puissance maximale (P_{max}) qui représente le paramètre de performance le plus important du module se retrouve également dégradée par la décoloration de l'encapsulant du module photovoltaïque [Rea_03].

II.3.4. Les fissures et bris de verre

Les bris de verre et fissures constituent un facteur important de dégradation des modules PV. Ils surviennent dans la plupart des cas lors des opérations d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules sur les sites d'installation [Woh_11]. Le module présentant des fissures ou des cassures peut toutefois continuer à produire de l'énergie. La Figure II-5 montre un module photovoltaïque en silicium polycristallin fissuré lors de sa première mise en service et qui a fonctionné pendant cinq ans en association avec d'autres modules. Cependant, le risque de choc électrique et de pénétration de l'humidité devient plus élevé. Les casses, les bris de verre et les fissures sont généralement suivies des autres types de dégradation tels que la corrosion, la décoloration, la délamination [Qui_02].

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

L'épaisseur des cellules PV en silicium est passée de 300 μm à moins de 200 μm et parfois à moins de 100 μm . En plus cette diminution de l'épaisseur des cellules, la surface des cellules cristallines a augmenté pour passer de 155 mm x 155 mm à 210 mm x 210 mm [Dal_07]. Ceci rend les cellules PV encore plus fragiles et plus sensibles aux cassures lors de leur manipulation (laminage et stockage).

Il est généralement impossible de détecter à l'œil nu les fissures de cellules sur le module déjà opérationnel. La détection peut se faire à l'aide de méthodes optiques que nous présenterons dans la section II.5 [Rue_05].

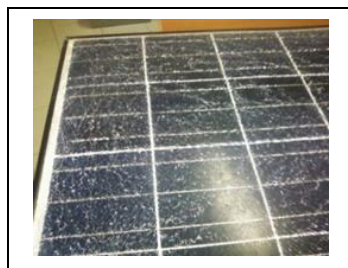


Figure II- 5. Module photovoltaïque présentant des bris de verre.

II.3.5. Les points chauds ou Hot-spots

Un module photovoltaïque est une association de cellules en série/parallèle. Sa caractéristique globale peut varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'un ombrage ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule défectueuse ou faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et elle se comporte en récepteur. Ainsi, elle se retrouve en siège d'une dissipation thermique relativement élevée pouvant conduire à sa destruction totale : c'est le phénomène du point chaud ou « hot-spot » [Her_97], [Alo_06] dont le module montré en Figure II-6 est atteint. Pour remédier à ce phénomène, les modules photovoltaïques sont équipés de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives (défectueuses ou ombragées). La diode by-pass lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du module, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du module. La dégradation d'une seule cellule peut provoquer celle du groupe de cellules associé. Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un module entier en cas de problème sur une cellule avec un module fonctionnant sans protections [Sha_05], [Rab_03]. Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis tels que l'ensoleillement inhomogène, la température élevée, les dépôts de poussière, la neige, la pluie et les dépôts de feuilles mortes représentent des facteurs favorisant l'apparition des points chauds ou hot-spots dans un module photovoltaïque.



Figure II- 6. Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs.

II.3.6. Les bulles

Les bulles sont généralement dues aux réactions chimiques qui dégagent des gaz dans le module et qui se retrouvent piégés à l'intérieur de celui-ci. Ce type de dégradation est similaire à la délamination, mais dans ce cas, la perte d'adhérence de l'Éthylène Vinyl Acetate (EVA) affecte uniquement une petite surface du module et est combinée à un gonflement de la surface dont l'adhérence a été dégradée. Lorsque cela se passe sur la partie arrière du module, un encombrement apparaît sur le polymère encapsulant formant ainsi les bulles. Elles rendent plus difficile la

dissipation de chaleur des cellules, augmentent leur surchauffe et accélèrent leur vieillissement [Ste_04]. La Figure II-7 montre un module présentant un nombre important de bulles sur la face arrière. Elles apparaissent généralement au centre de la cellule et peuvent être dues à une mauvaise adhérence de la cellule provoquée par la température élevée [Mun_11]. Il peut arriver que le détachement de la cellule du verre soit à l'origine des bulles. Les bulles situées sur la face avant du module peuvent produire une réduction de l'éclairement arrivant sur le module. Elles provoquent la réflexion d'une partie de la lumière qui atteint le module [Mun_11].

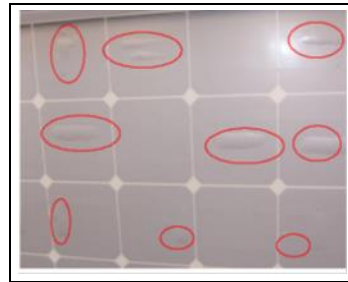


Figure II- 7. Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV.

II.3.7. Le PID - Potentiel Induced Degradation

Cette « nouvelle maladie » du module photovoltaïque, mise en évidence en 2010, commence à toucher de plus en plus de modules photovoltaïques. Le premier symptôme de ce phénomène est une dégradation rapide et inexplicée de la puissance. Cette diminution du rendement des modules, pouvant atteindre plus de 20% en quelques mois, n'est ni due à un vieillissement classique des modules, ni à une mauvaise installation du module. Les modules individuels dans les systèmes PV sont souvent connectés en série afin d'augmenter la tension du système. La différence de potentiel de la chaîne ainsi formée peut parfois atteindre quelques centaines de Volts [Sch_11a]. Afin de protéger les personnes contre les chocs électriques, toutes les structures métalliques des modules sont souvent mises à la terre. Ainsi, il peut arriver des courants de fuite dus à un défaut d'isolation entre la structure et les couches actives (cellules PV) [Sch_11b]. De ce phénomène peut découler une polarisation susceptible de dégrader les caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques. Ce phénomène connu sous le nom de Potentiel Induced Degradation (PID) se caractérise par la dégradation progressive des performances des modules photovoltaïques, à base de silicium cristallin, due à la présence d'un courant électrique induit au cœur même du module [Pin_10], [Ber_10].

Hacke a montré que le PID était plus fréquent dans les climats humides que dans les milieux chauds et secs [Hac_11]. Schütz va dans le même sens en montrant que les courants de fuite augmentent avec l'humidité [Sch_11a]. Dans son étude, une tension rampe de -600 V au lever du soleil et à 0 V au coucher, est appliquée entre la structure métallique et le contact d'un module constitué de 60 cellules. Son expérience a montré que le courant de fuite augmente avec l'humidité.

Les différents travaux ont montré que les principaux facteurs favorisant le PID sont la tension du système dans lequel le module est utilisé, l'humidité et la température de fonctionnement.

II.3.8. Synthèse

Nous avons effectué une revue bibliographique assez exhaustive sur les différents modes de dégradation des modules photovoltaïques. Cette revue de l'état de l'art sur la dégradation des modules PV s'est focalisée, à ce stade de nos travaux, sur l'identification des principaux types de dégradations. Les travaux de recherche qui mettent en évidence leur impact sur le fonctionnement du module ainsi les facteurs qui les favorisent ont été également présentés. Il nous semble pertinent de terminer cette partie sur les principaux modes de dégradation des modules PV par une synthèse en termes de représentativité de chacun des modes de dégradation selon la littérature. La Figure II-8 donne un récapitulatif sur la représentativité de chacun des principaux modes de dégradation des modules PV en silicium présentés dans ce chapitre [Cha_12].

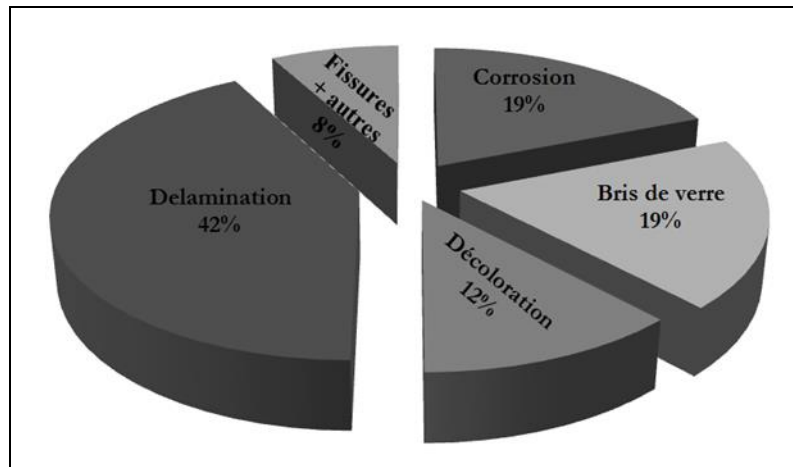


Figure II- 8. Représentativité des différents modes de dégradation.

Les taux de représentativité des modes de dégradation donnés sur la Figure II-8 et relatifs à la technologie cristalline montrent bien la prédominance de la délamination et de la corrosion. Néanmoins, les bris de verre restent bien présents avec 19%. La décoloration reste un type de dégradation à bien prendre en compte. Durant notre étude bibliographique, nous avons noté que ces trois modes de dégradation sont principalement provoqués par les paramètres environnementaux tels que la température, l'humidité et la radiation ultraviolette.

II.4. Les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque

Il est important de pouvoir détecter ces différents types de dégradation lorsqu'ils affectent le module. Malgré l'existence de quelques moyens de détection, celle-ci reste assez difficile lorsque le module est déjà en fonctionnement.

II.4.1. Inspection visuelle

L'inspection visuelle est la première technique de détection des dégradations d'un module photovoltaïque. Elle peut permettre de détecter à l'œil nu certaines dégradations tels que la décoloration, la délamination, les bulles, les fissures dans les cellules et les points chauds. C'est généralement la première étape pour décider si un module PV doit être soumis à d'autres types de tests. L'inspection visuelle doit être effectuée dans des conditions naturelles sous la lumière du soleil pour avoir une lumière intense de bonne qualité. Un éclairage d'au moins 1000 Lux est requis selon les conditions de test de la norme CEI 61215 [CEI_05]. Les réflexions doivent être évitées, car ils peuvent conduire à une mauvaise image. L'inspection doit être effectuée à partir de différents angles afin d'identifier la zone où la dégradation pourrait apparaître et d'éviter les erreurs dues aux images réfléchies. Une seule photo prise depuis une seule position ne suffit pas car il pourrait contenir une image réfléchiée et conduire à une fausse interprétation.

II.4.2. Mesure de la puissance

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

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

Ce test peut être effectué dans un simulateur solaire (mesure intérieure) ou sous exposition au soleil (mesure extérieure). Cependant, le contrôle précis de la température et l'uniformité de la lumière restent très difficiles à réaliser dans ce cas [Kin_97]. Dans le cas des mesures à l'intérieur, la température et l'uniformité de la lumière sont mieux contrôlées [CEI_09]. Néanmoins, lorsque la lumière artificielle est utilisée, il est difficile de reproduire avec précision la répartition spectrale de la lumière du soleil. Afin d'obtenir une mesure précise de l'éclairement reçu par le module sous-test, un module de référence doit être judicieusement choisi [Roy_10]. Les filtres peuvent être utilisés pour obtenir une distribution spectrale de la lumière la plus proche possible du spectre de la lumière du soleil. Si l'uniformité et la lumière obtenues sont très proches de la lumière du soleil, le simulateur solaire utilisé peut être classé en classe AAA [CEI_09], [Ros_06]. L'erreur maximale dans les mesures doit être prise en compte, car parfois la diminution de la puissance n'est pas très élevée.

Les conditions standards de test (STC) sont différentes des conditions de fonctionnement réel des modules photovoltaïques. En effet, habituellement la température des modules sera supérieure à 25°C, et le rayonnement n'aura pas le même spectre ni la même intensité durant les mesures. Ainsi, une méthode plus réaliste basée sur des mesures effectuées dans des conditions plus proches du fonctionnement réel et différentes des conditions standards de test a été proposée [Ros_06]. Néanmoins, la réalisation des tests dans les conditions STC est le meilleur moyen pour comparer différents modules dans les mêmes conditions [Ken_06]. C'est la technique que nous utilisons dans la suite de nos travaux pour l'évaluation de la dégradation des modules photovoltaïques.

II.4.3. Imagerie infrarouge

Cette technique de test non destructive, permet la détection des zones à haute température qui sont, généralement, la conséquence du phénomène de Hot-spot (point chaud). La méthode utilisée est basée sur la propriété de tout matériau à émettre un rayonnement électromagnétique dont la longueur d'onde est liée à la température du matériau. En examinant la distribution de la température du module, des anomalies peuvent être détectées lorsqu'elles existent. Cette propriété est expliquée par la loi de Stefan-Boltzmann, qui définit l'équation de la manière dont une surface idéale ou «corps noir» émet un rayonnement. Le maximum du rayonnement émis dépend de la température mais seulement trois différentes plages de température sont prises en compte: 2-2,5 μm pour des températures de plus de 1000°C qui comprend une partie du rayonnement visible et deux autres plages; 3,5-4,2 μm et 8-14 μm pour des températures plus basses. D'autres plages de température ne peuvent être considérées en raison de la forte absorption de l'air dans l'atmosphère. Cette technique est connue et utilisée dans nombreux travaux précédents [Pan_10], [Rap_98].

Malheureusement, les matériaux réels n'émettent pas comme un corps noir. L'énergie reçue par le matériau n'est pas entièrement émise, une partie de cette énergie est absorbée ou réfléchi. Ainsi, l'émissivité du matériau sous-test doit être connue afin de déterminer ce facteur et d'apporter une correction.

Le système utilisé pour la détection des émissions infrarouges d'un module photovoltaïque, est une caméra vidéo basée sur un détecteur à couplage de charge (CCD) spécifiquement orientés vers la détection infrarouge (IR-CCD). Aujourd'hui les caméras infrarouges disposent d'une bonne résolution et d'une grande précision qui permettent la détection de points ou de vastes zones dans les cellules et les modules photovoltaïques.

II.4.4. Thermographie

La technique par la thermographie est une variante de la méthode infrarouge présentée précédemment. Elle est également non destructive et permet d'identifier les pertes de puissance à l'aide d'une injection de courant. Le courant n'est pas continu mais plutôt pulsé. Ainsi la

température augmente chaque fois qu'un court-circuit ou circuit-ouvert est détecté [Bre_01], [Kan_10].

La thermographie peut être effectuée à l'obscurité ou sous éclairage. Dans le cas du test à l'obscurité, les cellules sont généralement en condition de circuit ouvert (V_{co}). Grâce à cette technique, les petits défauts peuvent être détectés. Le détecteur utilisé est de type CCD (Charge Coupled Detector) comme dans la technique infrarouge. La gamme de longueurs d'onde correspondante va de $3\mu\text{m}$ à $5\mu\text{m}$. La Figure II-9 suivante présente l'image obtenue par thermographie d'une cellule photovoltaïque au silicium.

Otwin et al. [Otw_08] ont comparé cette méthode de détection des défauts dans les cellules PV par thermographie avec les méthodes d'électroluminescence et de photoluminescence que nous présentons dans la section suivante. Les zones de hautes températures (très supérieures à la température du module) correspondent à des défauts.

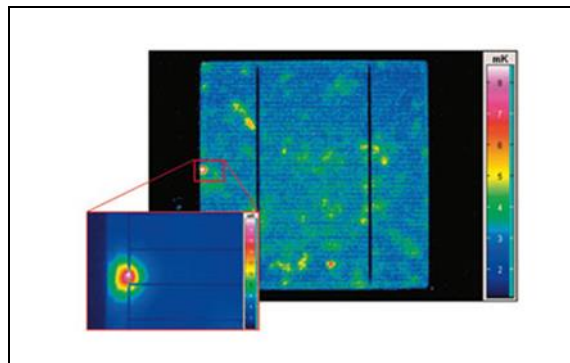


Figure II- 9. Image thermographique d'une cellule PV en silicium.

II.4.5. Imagerie par électroluminescence et photoluminescence

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

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

Les images obtenues par cette technique présentent un aspect sombre comme le montre la Figure II-10. Elle permet de détecter les premiers signes d'une dégradation future tels que les fissures partielles et les lignes ou zones sombres des cellules. Contrairement aux images obtenues par la détection du rayonnement infrarouge due à l'effet thermique, une image par électroluminescence est obtenue à partir des photons émis par la recombinaison des porteurs excités dans une cellule solaire [Kir_09].

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 [Kas_08].

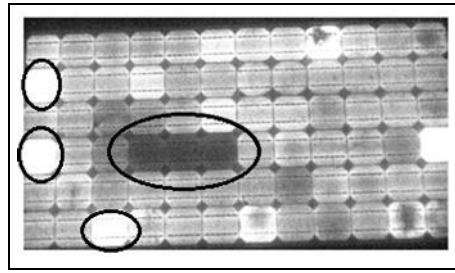


Figure II- 10. Image par électroluminescence d'un module PV avec des cellules dégradées.

II.4.6. Résonance de vibrations ultrasoniques

La technique par résonance de vibrations ultrasoniques est basée sur l'analyse des vibrations ultrasoniques suite à une excitation du module. Elle permet de détecter les microfissures dans les cellules PV isolées [Da_07], [Mon_08].

Cette technique détecte les variations de la fréquence caractéristique de la réponse après une excitation par ultrasons de la cellule. Le détecteur utilisé est réalisé autour d'un transducteur piézo-électrique et placé à la périphérie de la cellule.

Il a été démontré que la fréquence de résonance décroît alors que la bande passante de la fréquence de résonance augmente quand une fissure apparaît dans une cellule [Bel_06].

II.4.7. Synthèse

Les principales techniques de détection des dégradations d'un module photovoltaïque avec leurs fonctionnalités et spécificités sont résumées dans le Tableau II-2.

Les méthodes offrent la possibilité de localiser très finement certaines dégradations au niveau de la cellule et par conséquent du module. Cependant, il faut noter que ces techniques sont généralement utilisées dans la phase de développement des modules ou pour les tests de qualification ou pour le diagnostic approfondi des modules défectueux déjà déployés. La technique par imagerie infrarouge permet de localiser précisément des défauts sur la cellule ou le module mais elle ne permet pas de déterminer précisément le type de dégradation.

La thermographie est limitée au court-circuit et au circuit-ouvert. En plus, elle nécessite une injection de courant qui la rend contraignante pour sa mise en œuvre.

La technique basée sur la mesure de la puissance permet de détecter facilement une dégradation par l'analyse des mesures de la puissance, des courants (courant de court-circuit, courant maximale) et des tensions (tension en circuit-ouvert et tension maximale) mais également à partir de la caractéristique I-V. Cependant, il est impossible d'identifier la nature de la dégradation détectée à partir de cette technique. L'utilisation de cette technique pour remonter à la nature de la dégradation reste

confrontée à deux difficultés. Le premier verrou porte sur la difficulté à réaliser les mesures dans les conditions standards de test, sous un ensoleillement de $1000\text{W}/\text{m}^2$, à la température de 25°C et à AM1.5. La deuxième difficulté est relative à la non-disponibilité d'une base de données pertinente (dans le temps et dans l'espace) à partir de laquelle les causes de dégradation peuvent être déduites à partir des caractéristiques du module (Courbe I-V, Puissance, courants, tensions) testé.

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

Méthodes	Dégradations détectables	Contrôles	Spécificités
Inspection visuelle	<ul style="list-style-type: none"> - Décoloration - Délamination - Bulles - Fissures - points chauds 	Aspect général du module	<ul style="list-style-type: none"> - Test à l'œil nu sous un éclairage d'au moins 1000 Lux. - Plusieurs vues sont requises sous différents angles. - Images réfléchies à éviter.
Mesure de puissance	<ul style="list-style-type: none"> - Puissance - Courants - Tensions - Facteur de forme 	<ul style="list-style-type: none"> Puissance Courants Tensions Facteur de forme 	<ul style="list-style-type: none"> - Mesures à réaliser dans les conditions standards de test. - Difficulté à contrôler les conditions standards. - Adaptée au module.
Imagerie infrarouge	<ul style="list-style-type: none"> - Point chaud (Hot-spot) 	Images	<ul style="list-style-type: none"> - Caméra CCD. - Technique assez précise et non-destructive. - Adaptée pour cellule et module.
Thermographie	<ul style="list-style-type: none"> - Court-circuit - Circuit-ouvert 	Images	<ul style="list-style-type: none"> - Injection de courant. - Adaptée pour la cellule. - Détecteur CCD
Imagerie par Electroluminescence et Photoluminescence	<ul style="list-style-type: none"> - Fissures 	Images	<ul style="list-style-type: none"> - Injection de courant. - Rayonnement incident. - Image sombre.
Résonance de vibrations ultrasoniques	<ul style="list-style-type: none"> - Microfissures 	Variation de la fréquence de la réponse	<ul style="list-style-type: none"> - Excitation par ultrasons de la cellule. - Transducteur piézo-électrique.

Tableau II- 2. Comparaison des méthodes de détection des dégradations d'un module photovoltaïques.

II.5. Modèles de dégradation d'un module photovoltaïques

En général, la dégradation d'un module photovoltaïque est évaluée grâce à la mesure de la diminution de la puissance dans le temps par rapport à la puissance initiale. Actuellement, les modèles de dégradation des modules photovoltaïques sont encore peu nombreux et il reste des développements à effectuer dans ce sens.

II.5.1. Le modèle de Pan

Pan du Jet Propulsion Laboratory's (JPL) propose un modèle de dégradation de la puissance de sortie du module photovoltaïque $D(t)$ donné par [Pan_11]:

$$D(t) = 1 - \exp(-b.t^a) \quad \text{Eq.2-1}$$

Les constantes a et b dépendent du mode de dégradation considéré. Elles sont déterminées à partir des essais accélérés [Lar_11a], [Lar_11b].

Ainsi, les relations (Eq.2-2) et (Eq.2-3) donnent la dégradation du module photovoltaïque due respectivement à la corrosion et à la décoloration.

$$D_{corrosion}(t) = 1 - \exp(-b_{corrosion}.t^{a_{corrosion}}) \quad \text{Eq.2-2}$$

$$D_{discoloration}(t) = 1 - \exp(-b_{discoloration}.t^{a_{discoloration}}) \quad \text{Eq.2-3}$$

Avec a ($a_{corrosion}$ et $a_{décoloration}$) et b ($b_{corrosion}$ et $b_{décoloration}$) qui représentent les paramètres de la loi de dégradation.

Le paramètre de dégradation décrivant l'ensemble des modes de dégradation d'un module photovoltaïque est déterminé par la relation (Eq.2-4) [Lar_11c].

$$D_{PV\ module}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - D_i(t)) \quad \text{Eq.2-4}$$

Avec n le nombre de dégradations considérées et i un des n modes de dégradation du module. Les paramètres de la loi de dégradation a et b sont déterminés par des essais accélérés de dégradation relatifs au mode de dégradation considéré.

Pour la corrosion, les paramètres des essais sont la température et l'humidité qui en sont les principaux facteurs. Au moins deux essais de chaleur humide telle que le 85/85 [Ore_05] sont réalisés pour déterminer $a_{corrosion}$ et $b_{corrosion}$. Les températures prises lors des essais ne doivent pas dépasser la limite technologique en température des modules PV égale à 120°C selon Kern [Ker_99]. Wohlgemuth [Woh_05] a étudié la dégradation d'un module PV polycristallin à partir du modèle de Pan, il a déterminé les paramètres de dégradation a et b à partir d'essais de chaleur humide 85/85. Ces essais lui permet de trouver les valeurs suivantes $a = 3,0868$ et $b = 5,762.10^{-12}$ à partir desquelles, l'évolution de la dégradation du module $D(t)$ de la Figure II-11 est obtenue [Lar_11a].

Cependant, le modèle dit de Pan reste très dépendant des essais pour la détermination des paramètres de dégradation a et b . Ainsi, il présente des limites relatives à la précision et la durée des tests.

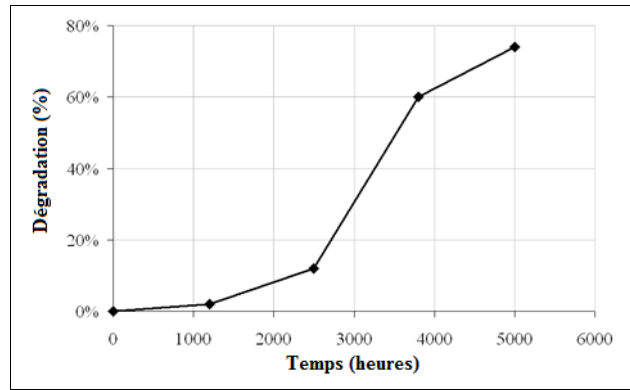


Figure II- 11. Dégradation d'un module PV en Silicium polycristallin sous exposition 85/85.

II.5.2. Le Modèle exponentiel

Un modèle analytique permettant d'estimer la dégradation de la puissance d'un module PV a été proposé par Vazquez [Vaz_08]. Pour cela, il a considéré les hypothèses suivantes :

- La puissance (P) du module est considérée comme référence pour l'évaluation de la performance,
- La dégradation du module est évaluée par rapport à sa puissance initiale (P_0),
- La puissance du module PV mesurée à un instant donné suit une distribution gaussienne.

Selon [Rei_02], [Sak_03], la densité de probabilité de la distribution de la puissance est donnée par la relation (Eq.2-5) :

$$P(p) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{p-\mu}{\sigma}\right)^2\right) \quad \text{Eq.2-5}$$

Avec P représentant la puissance du module, μ sa valeur moyenne et σ son écart type.

En considérant que la puissance moyenne du module photovoltaïque diminue linéairement dans le temps, elle peut être exprimée par la relation suivante (Eq.2-6) [Ost_03], [Rag_06], [Mar_03]

$$\mu(t) = P_0 - At \quad \text{Eq.2-6}$$

Avec P_0 est la puissance moyenne à $t=0$ (la puissance nominale du module avant sa première mise en service), A est un paramètre qui représente la perte annuelle de puissance du module et t est la durée d'utilisation du module en années.

Cependant, la validité de la relation (Eq.2-6) est limitée à un temps t inférieur P_0/A car $\mu(t)$ doit être positive. Une autre limitation vient de l'hypothèse initiale selon laquelle A est constant dans le temps. Cette hypothèse d'une perte de puissance annuelle constante ne reflète pas la réalité.

A partir de l'équation (Eq.2-6) et en tenant compte de ces limites, il devient simple de démontrer que, pour deux années successives, la puissance du module photovoltaïque se dégrade suivant un taux de dégradation constant par rapport à sa puissance initiale :

$$\frac{\mu(t) - \mu(t-1)}{P_0} = -\frac{A}{P_0} \quad \text{Eq.2-7}$$

Le rapport $-\frac{A}{P_0}$ est un paramètre en unités de temps inverse (année⁻¹), il représente le taux annuel de dégradation.

Ce modèle de dégradation linéaire est limité par l'insuffisance d'expériences disponibles dans la littérature qui pourraient confirmer cette hypothèse. Si on se base sur les études portant sur la dégradation des composants électroniques, nous pouvons considérer l'hypothèse selon laquelle l'évolution de la dégradation du module photovoltaïque serait exponentielle [Xie_03], [Chu_97]:

$$\frac{\mu(t)}{P_0} = e^{-at} \quad \text{Eq.2-8}$$

La Figure II-12 représente l'évolution de cette dégradation pour un module dont la limite de dégradation de 20% est atteinte au bout de cinquante ans.

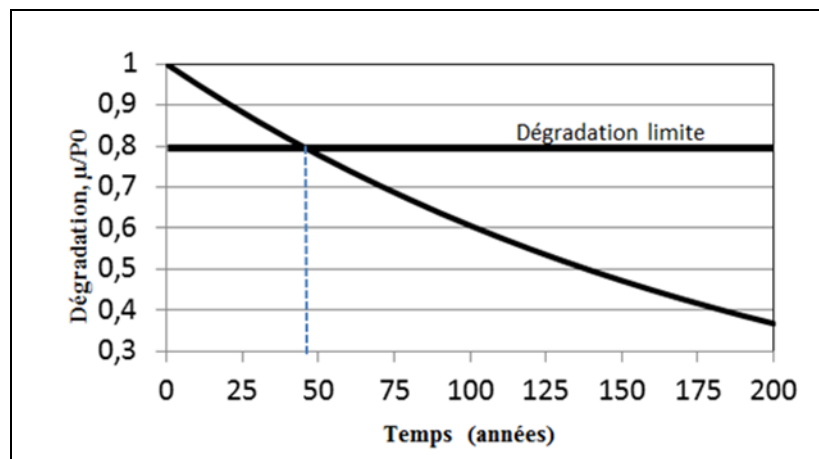


Figure II- 12. Dégradation exponentielle de la puissance d'un module photovoltaïque.

II.5.3. Le modèle de Zimmerman

La photodégradation causée par le rayonnement ultraviolet est la principale cause de dégradation des matériaux exposés directement au rayonnement solaire. Il ressort clairement que le rayonnement ultraviolet constitue un facteur de dégradation majeur pour les modules photovoltaïques notamment dans la décoloration des modules [Ore_09], [Woh_11], [Koj_04].

La quantité totale d'énergie dans l'ultraviolet reçue à la surface du module (dose) peut être considérée comme le nombre de photons absorbés par le matériau dégradable et qui causent un changement des propriétés chimiques de celui-ci. Pour les modules PV, cette dégradation se traduit par le changement de la transmittance de l'encapsulant du module et qui induit une tendance à la baisse des paramètres de la caractéristique courant-tension du module. Cette diminution peut être

quantifiée par la variation relative du courant de court-circuit du module représentant le facteur de dégradation $D(E)$ [Zim_08].

$$D(E) = \frac{I_{cc}(E)}{I_{cc}(E=0)} \quad \text{Eq.2-9}$$

Avec I_{cc} est le courant de court-circuit du module et E la dose d'ultraviolet (UV).

Zimmerman [Zim_08] propose l'expression du facteur de dégradation donnée par la relation Eq.2-10 suivante :

$$D(E) = \frac{\int_{\lambda_{min}}^{\lambda_{max}} SR(\lambda) T_{cmx}(\lambda) P(\lambda) T(\lambda, E) d\lambda}{\int_{\lambda_{min}}^{\lambda_{max}} SR(\lambda) T_{cmx}(\lambda) P(\lambda) T_0(\lambda) d\lambda} \quad \text{Eq.2-10}$$

$SR(\lambda)$ est la réponse spectrale de la cellule, $T(\lambda, E)$ et $T_{cmx}(\lambda)$ représentent respectivement les transmittances de l'encapsulant et du verre du module, $T_0(\lambda)$ désigne la transmittance de la cellule non irradiée. $P(\lambda)$ est la densité spectrale de puissance du soleil et $[\lambda_{min}, \lambda_{max}]$ représente l'intervalle d'intégration couvrant la plage de longueur d'onde dans laquelle la réponse spectrale de la cellule n'est pas nulle.

D'autre part, le facteur de dégradation peut aussi être évalué à partir de la transmittance du verre du module.

En effet, pour une photodégradation $T(\lambda, E)/T_0(\lambda)$ de l'encapsulant du module photovoltaïque inférieure à 70% dans l'intervalle $[\lambda_{min}, \lambda_{max}]$, la transmittance peut s'écrire :

$$T(\lambda, E) = T_0(\lambda) [1 - b_{cmx}(\lambda) \ln(1 + a_{cmx} E)] \quad \text{Eq.2-11}$$

Avec a_{cmx} et b_{cmx} représentent les paramètres caractéristiques du matériau [Zim_08].

La relation entre la dose d'ultraviolet (E), et la durée d'exposition pour le spectre solaire $P(\lambda)$ est :

$$E = ct \quad \text{Eq.2-12}$$

Avec c une constante donnée par la relation suivante

$$c = \int_0^{400} T_{cmx}(\lambda) P(\lambda) d\lambda \quad \text{Eq.2-13}$$

t représente la durée d'exposition.

L'intégrale s'étend jusqu'à 400 nm, une limite pratique pour l'effet des UV sur la photodégradation.

En combinant les relations (Eq.2-10) et (Eq.2-12) et en utilisant le théorème de la valeur moyenne, la relation (Eq.2-14) permet d'estimer la dégradation $D(E)$ des modules PV par les UV qui devient $D(t)$:

$$D(t) = 1 - n \ln(1 + a_{cmx} ct) \quad \text{Eq.2-14}$$

Avec $n = b_{\text{cmx}}(\lambda)$, $\lambda \in [\lambda_{\text{min}}, \lambda_{\text{max}}]$ et $[\lambda_{\text{min}}, \lambda_{\text{max}}]$ représente l'intervalle d'intégration couvrant la plage de longueur d'onde où la réponse spectrale de la cellule n'est pas nulle.

Ces modèles présentent une difficulté majeure. En effet, leur utilisation requiert une connaissance des caractéristiques intrinsèques des matériaux utilisés pour la réalisation des cellules photovoltaïques tels que a_{cmx} , b_{cmx} , $SR(\lambda)$, $T(\lambda, E)$, $T_{\text{cmx}}(\lambda)$ et $T_0(\lambda)$. La mesure de ces caractéristiques nécessite une instrumentation rigoureuse sans laquelle la précision du modèle serait compromise.

Actuellement, nous ne disposons pas suffisamment de retours d'information qui permettent de bien comprendre l'évolution des différents modes de dégradation des modules. Ainsi, pour disposer de plus de données relatives aux phénomènes de dégradation, des tests de vieillissement peuvent être réalisés.

II.6. Modèles de dégradation à partir des tests de vieillissement accéléré

La dégradation d'un module photovoltaïque n'est pas toujours facile à détecter dans le temps. Ainsi, il est difficile de définir précisément la durée de vie d'un module photovoltaïque. La méthodologie des tests de vieillissement accéléré est utilisée par les laboratoires d'essais. Cette approche peut également être combinée avec les modèles de dégradation présentés dans la section II.5.

II.6.1. Test avec la contrainte de température

L'équation d'Arrhenius est l'un des modèles les plus utilisés pour l'étude de la dépendance en température des processus de dégradation. Pour les processus dépendant de la température, la loi d'Arrhenius (Eq.2-15) peut être appliquée pour prédire l'augmentation du taux de dégradation résultant d'une augmentation de la température [Coc_11].

$$K = A_r e^{-\frac{E_a}{R.T}} \quad \text{Eq.2-15}$$

Où, K est la constante de temps du processus, A_r est une constante dépendant du test, E_a (eV) est l'énergie d'activation, R est la constante de Boltzmann ($8,617 \cdot 10^{-5}$ eV/°K) et T (°K) la température.

Lorsque la loi d'Arrhenius est utilisée, les tests accélérés sont réalisés à deux températures T_1 et T_2 afin de déterminer E_a et A_r . Ainsi, le facteur d'accélération AF_T pour une dégradation thermique entre les températures T_1 et T_2 est donnée par la relation (Eq.2-16).

$$AF_T = \frac{K_1}{K_2} = e^{\frac{E_a}{R} \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1} \right)} \quad \text{Eq.2-16}$$

Les relations (Eq.2-15) et (Eq.2-16) requièrent plusieurs hypothèses et approximations:

- la constante de temps K s'applique à un seul changement de propriété ou de performance. Par exemple, si le module se dégrade avec un changement de couleur et une perte des propriétés mécaniques, les deux processus de dégradation présenteront deux constantes de temps distincts.
- le processus de dégradation dépendant de la température globale (soit en présence ou à l'absence de lumière) conduit à une évolution des performances selon la loi d'Arrhenius.
- l'énergie d'activation E_a du processus de dégradation dépendant de la température globale (en présence ou à l'absence de lumière) est constante sur toute la plage de température considérée.
- seules les énergies d'activation pour le vieillissement accéléré de quelques matériaux sont connues. Lorsque l'énergie d'activation d'un matériau particulier n'est pas disponible, elle doit être estimée à partir de celles connues pour les matériaux similaires, ou bien déterminée à partir d'expériences. Par exemple, bien que l'énergie d'activation photochimique du jaunissement de l'Éthylène Vynil Acétate (EVA), utilisé généralement comme encapsulant dans les modules photovoltaïques, n'ait pas été déterminée, elle peut être estimée à partir de l'évaluation environnementale du jaunissement photochimique établi pour une gamme de polymères aromatiques [Pic_08].

Cependant, le modèle d'Arrhenius présente quelques limites. En effet, l'équation d'Arrhenius peut être utilisée pour quantifier l'effet de la variation de température et de l'éclairement sur les propriétés du matériau. Toutefois, il ne peut pas fournir une évolution complète de la dégradation à long terme des modules PV. En effet, des facteurs ou des combinaisons de contraintes sont généralement impliqués. Il s'agit notamment de l'humidité induisant des processus physiques et chimiques et générant des contraintes mécaniques en combinaison avec la température, des cycles de température générant de contraintes thermomécaniques, la production d'électricité induisant des contraintes électriques et électrochimiques, et d'autres contraintes extérieures appliquées (vent, grêle, polluants atmosphériques, air marin, poussière, ...).

II.6.2. Test avec les contraintes de température et d'humidité

Le modèle d'accélération qui permet de prendre en compte la température (T) et l'humidité relative (HR) est le modèle de Peck qui est donné par la relation suivante [Esc_06]:

$$K = A_r \cdot (HR)^n \cdot \exp\left(-\frac{E_a}{RT}\right) \quad \text{Eq.2-17}$$

Où K est la constante de temps du processus, E_a est l'énergie d'activation effective du processus de dégradation, R est la constante de Boltzmann ($8,617 \cdot 10^{-5}$ eV/°K), A_r et n sont deux constantes qui dépendent du mode de dégradation.

Lorsque la loi de Peck est utilisée, les essais réalisés doivent être à trois couples de température et d'humidité afin de déterminer les constantes A , E_a et n .

Le facteur d'accélération $AF_{T,HR}$ entre la température T_1 pour une humidité relative HR_1 et la température T_2 pour une humidité relative HR_2 est donné par la relation Eq.2-18 :

$$AF_{T,HR} = \frac{K_1}{K_2} = \left(\frac{HR_1}{HR_2} \right)^n \cdot \exp^{\frac{E_a}{R} \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1} \right)} \quad \text{Eq.2-18}$$

II.6.3. Essai accéléré de dégradation d'un module photovoltaïque

Un modèle qui utilise la méthode des essais accélérés en utilisant le processus de Wiener a été proposé par Charki [Cha_13]. Cette méthode est basée sur la combinaison du test de vieillissement accéléré et le modèle de dégradation.

Ainsi, le processus de Wiener peut être estimé par la relation (Eq.2-19) suivante :

$$(x_i, Z_{ij}) = 1 - \exp\left(-b^0 \cdot (r(x_i, \gamma) t_{ij})^{a_0}\right) \quad \text{Eq.2-19}$$

Dans ce cas, x_1 et x_2 correspondent respectivement à l'humidité relative (HR) et à la température du module (T) ; x_1^0 et x_2^0 correspondent respectivement à l'humidité relative (RH⁰) et à la température (T⁰) dans les conditions de référence. Le facteur d'accélération est ainsi exprimé par la relation (Eq.2-20) :

$$r(x_1, x_2, \gamma) = \exp\left(n \ln\left(\frac{HR}{HR^0}\right) - \frac{E_a}{k} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T^0}\right)\right) \quad \text{Eq.2-20}$$

Avec γ une fonction de n et de E_a , et en considérant que $a_0 = a$ pour chaque niveau de stress, la relation (Eq.2-19) devient :

$$(x_i, Z_{ij}) = 1 - \exp\left(-b(x_i, \gamma) t_{ij}^a\right) \quad \text{Eq.2-21}$$

Avec, $b(x_i, \gamma) = b^0 \exp\left(a \cdot n \cdot \ln\left(\frac{RH}{RH^0}\right) - \frac{aE_a}{k} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T^0}\right)\right)$

Si le facteur d'accélération est définie par la relation (Eq.2-20) alors il est possible d'estimer une température équivalente T_{eq} , qui représente la dégradation qui se serait produite si le module avait été vieilli pendant la même durée mais à une température constante. La température équivalente T_{eq} peut être calculée en utilisant la relation suivante [Kur_11]:

$$\exp\left(\frac{-E_a}{k \cdot T_{eq}}\right) = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} \exp\left(\frac{-E_a}{k \cdot T_{module}(t)}\right) dt \quad \text{Eq.2-22}$$

Où t représente le temps, $T_{module}(t)$ est la température du module en fonction du temps, t_1 et t_2 représentent respectivement le début et la fin du vieillissement.

La même méthodologie permet d'exprimer l'humidité relative équivalente HR_{eq} par la relation suivante (Eq.2-23) :

$$\left(HR_{eq}\right)^n = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} (HR(t))^n dt \quad \text{Eq.2-23}$$

Avec, $HR(t)$ est le taux d'humidité relative dans l'environnement de l'essai en fonction du temps t , et t_1 et t_2 représentent respectivement le début et la fin du vieillissement.

Les essais accélérés de dégradation sont utiles parce qu'ils permettent la réduction du temps de test d'un module photovoltaïque. Cependant, ils restent limités lorsque toutes les conditions de contrainte doivent être prises en compte. En effet, le manque de retours d'expérience, de résultats expérimentaux et de précision des modèles de dégradation encore utilisés représentent les limites majeures des essais de vieillissement accéléré.

II.7. Conclusion

Dans ce chapitre, une revue des différents modes de dégradation des modules photovoltaïques a été présentée. Les principaux modes de dégradation des modules PV recensés dans la littérature sont : la corrosion, la décoloration, la délamination, les bris de verre et les fissures de cellules. Néanmoins, la corrosion et la décoloration restent, d'après la littérature, les modes de dégradation prédominants. Les paramètres environnementaux tels que la température, l'humidité et l'irradiation UV sont les principaux facteurs de dégradation. Plusieurs études ont mis évidence ces modes de dégradation. Cependant, la modélisation des différents modes de dégradation qui permettraient d'étudier le comportement du module PV reste encore peu étudiée dans la littérature. Le manque de retours d'expérience sur de longues périodes pourrait être comblé par la disponibilité de modèles de dégradation des modules. Les modèles recensés ne ciblent pas un mode de dégradation particulier mais plutôt la dégradation globale de la puissance du module. Ainsi, il est difficile d'étudier l'impact, la vitesse, la fréquence d'un mode de dégradation en particulier. Ce chapitre souligne les modes et facteurs de dégradation à étudier à travers des expériences sur de longues durées. Le développement des modèles associés aux différents modes de dégradation des modules photovoltaïques constitue un champ de recherche intéressant à exploiter pour améliorer la maîtrise du comportement des modules photovoltaïques pendant leur cycle de vie. Le chapitre suivant traite de l'évaluation de la dégradation des modules photovoltaïques en milieu sahélien.

Chapitre III

Evaluation de la dégradation des modules photovoltaïques sous environnement sahélien

Chapitre III

Evaluation de la dégradation de modules photovoltaïques sous environnement sahélien

III.1. Introduction

La question relative à la dégradation des modules photovoltaïques reste une préoccupation majeure pour la maîtrise et le développement de la filière photovoltaïque, en particulier dans les régions aux conditions climatiques contraignantes telles que le sahel. Au Sénégal, situé en région sahélienne, les températures varient entre 16°C et 38°C. En effet, les régions sahéliennes sont caractérisées par des températures très élevées supérieures à 30°C pendant toute l'année et nettement au-dessus de 40°C en période de grande chaleur. Ces températures élevées combinées d'une part à une humidité relative très variable durant l'année et comprise entre 30% et 90% selon la saison et la forte irradiation UV constituent des conditions de fonctionnement contraignantes pour les modules PV. Cependant, les conditions de caractérisation des modules sur lesquelles les fabricants s'appuient pour avancer les durées de vie et de garantie des modules sont très différentes des conditions de fonctionnement en milieu sahélien. Ce chapitre présente tout d'abord les mesures expérimentales ainsi que les méthodes utilisées en vue de l'évaluation de la dégradation des modules photovoltaïques. Divers modules cristallins ont fait l'objet de mesure avec différentes durée d'exposition. La dégradation de ces dernières est déterminée dans un contexte sahélien avec l'influence de la mer.

III.2. Présentation de l'environnement expérimental

Evaluer la dégradation des modules photovoltaïques requiert des mesures à la fois des paramètres d'environnement et des paramètres électriques associés aux modules. Dans le cadre de cette thèse une plateforme de mesure dédiée a été mise en place. Elle est installée sur le site de l'Ecole Supérieure Polytechnique de l'Université Cheikh Anta Diop de Dakar.

Elle est également dédiée à la détermination des conditions de fonctionnement dominantes des modules PV installés sur notre zone d'étude et à l'évaluation de leur dégradation après quelques années d'exposition.

III.2.1. Le site de mesures

La plateforme de mesures est installée dans la région de Dakar située entre 17,28° de longitude Ouest et 14,43° de latitude Nord avec une altitude de 31 mètres. Elle présente un climat tropical sec caractérisé par deux saisons : une saison sèche de novembre à juin et une saison des pluies de juillet à octobre. Le Sénégal dispose d'un important potentiel solaire avec une durée d'ensoleillement moyenne annuelle de l'ordre de 3000 heures avec une irradiation moyenne de 5,7 kWh/m²/j. Cette irradiation varie entre la partie nord plus ensoleillée (5,8 kWh/m²/j à Dakar) et la partie sud plus pluvieuse (4,3 kWh/m²/j à Ziguinchor) [Bil_10], [Das_11]. La température mesurée varie de 16°C autour de Dakar (Janvier) à 38°C au Sud (Octobre) [[Das_11]] ; soit un gradient d'un facteur de 4 [Keb_05]. Le taux d'humidité relative mesurée à travers le pays varie entre 75% et 95%. Le Sénégal présente également une façade maritime de près de 800 km. La combinaison de ce fort gradient et les phénomènes d'interface terre mer font de ce site, un site original du point de vue métrologique. Etudier la dégradation des modules PV dans ce site constituerait un retour d'expérience intéressant pour la filière.

III.2.2. Présentation de la plateforme de mesures

La plateforme de mesures présentée sur la Figure III-1 est opérationnelle depuis Avril 2012. Elle est constituée de deux modules photovoltaïques, de quatre capteurs de température des modules, d'un thermo-hygromètre, d'un pyranomètre, de résistances shunt, d'une centrale d'acquisition et d'un ordinateur.

La plateforme permet de mesurer les paramètres suivants:

- Le rayonnement global à la surface des modules (E),
- la température ambiante (T_{amb}),
- l'humidité relative (HR),
- la température des modules (T_{mod}),
- le courant de court-circuit (I_{cc}),
- la tension en circuit-ouvert (V_{co}),
- la puissance maximale (P_{max}).



Figure III- 1. Plateforme de mesures.

III.2.2.1. Les modules photovoltaïques

La plateforme est constituée de deux modules Photovoltaïques identiques (même constructeur, même technologie et caractéristiques techniques identiques). Les modules sont en silicium monocristallin de type verre/cellule/Polymère et d'une puissance crête de 30 Watt. Ils sont installés en champ libre (non intégré au bâti) avec un angle d'inclinaison de 14° par rapport à l'horizontal, une orientation vers le plein sud et à 1,5 mètres du sol. Les spécifications techniques des modules données par le constructeur sont consignées dans le Tableau III-1. Ces modules sont fabriqués par la société Victron Energy et n'ont jamais été exposés au rayonnement solaire avant leur installation dans la plateforme de mesures.

Paramètres	Valeurs	Unités
Puissance nominale (P_0)	30	Watts
Courant de court-circuit (I_{cc})	2,24	Amps
Tension de circuit-ouvert (V_{oc})	22,50	Volts
Résistance série (R_s)	1,74	Ohms
Surface des cellules (S)	49	cm ²
Nombre de cellules (N)	36	-
Facteur de forme (FF)	0,72	-

Tableau III- 1. Spécifications techniques des Modules photovoltaïques.

III.2.2.2. Le capteur d'ensoleillement

La plateforme permet de mesurer l'ensoleillement global qui atteint la surface des modules. Pour cela, un pyranomètre mesurant le rayonnement global de type CM 11 [Zon_06]

fabriqué par la société Kipp&Zonen est installé au même niveau que les modules comme le montre la Figure III-1. Il est placé à 1,5 mètre du sol avec la même inclinaison de 14° que les modules. Les caractéristiques du capteur d'ensoleillement sont données dans le Tableau III-2.

Paramètre mesuré	Plage			Précision	Résolution	Temps de réponse à 95%	Coefficient de calibrage
	Temp. (°C)	Long. Onde (nm)	Ray.max (Wm ⁻²)				
Rayonnement solaire	-40 à 90	350 -2800	4000	<2%	0,001Wm ⁻²	5s	499μV/W.m ⁻²

Tableau III- 2. Caractéristiques techniques du pyranomètre.

III.2.2.3. Les capteurs de température des modules

Les capteurs utilisés pour mesurer la température des modules sont des thermocouples de type K. Deux thermocouples identiques (même constructeur et mêmes caractéristiques) sont placés sur la face arrière de chaque module à des endroits assez éloignés comme le montre la Figure III-2. Les caractéristiques du thermocouple sont données par le Tableau III-3.

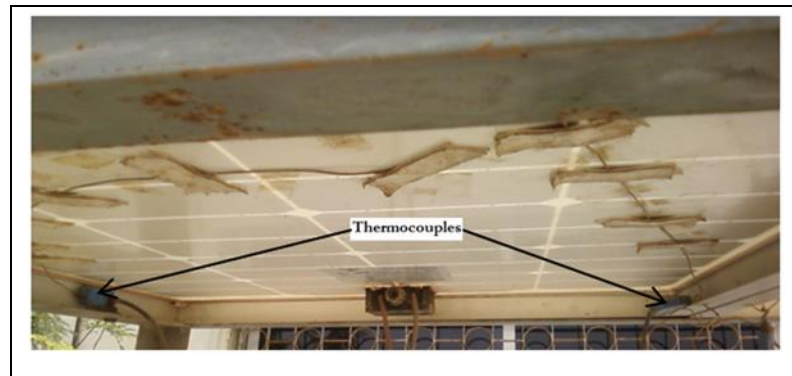


Figure III- 2. Thermocouples sur la face arrière du module.

Paramètre mesuré	Plage	Précision	Résolution
Température	-40°C à 750°C	± 1,5°C (-40°C à 350°C)	0,1°C (-40°C à 200°C) 1°C (Temp.>200°C)

Tableau III- 3. Caractéristiques du capteur de température des modules.

III.2.2.4. Le capteur de température et d'humidité

Un capteur Hygro-thermomètre de type HD2101.1 fabriqué par la société DeltaOhm est installé au niveau de la plateforme à cinq centimètres (5 cm) des modules et à la même hauteur (Figure III-1). Il permet de mesurer la température ambiante et l'humidité relative de l'air dans l'environnement des modules photovoltaïques. Le capteur Hygro-thermomètre dispose d'une centrale d'acquisition qui lui permet de collecter et de mémoriser la température et l'humidité pendant une année complète en raison d'un pas de mesure d'une minute. Les caractéristiques techniques sont données au Tableau III-4 [Reg_12].

Paramètres mesurés	Plage	Précision	Résolution
Humidité relative	0 à 100%	$\pm 0,1\%$	0,1%
Température	-20°C à 650°C	$\pm 0,1^\circ\text{C}$	0,1°C

Tableau III- 4. Caractéristiques du capteur du thermo-hygromètre.

III.2.2.5. Le système d'acquisition

La collecte et le stockage des mesures effectuées (températures, humidités, courants et tensions) par la plateforme sont effectués par une centrale d'acquisition de type Agilent 34970A (Figure III-1) dont les spécifications sont données au Tableau III-5.

Paramètres mesurés	Plage de tension	Plage de courant	Bande de fréquence
Tension	0 - 300V	-	3Hz – 300kHz
Courant	-	0 - 1A	3Hz – 5kHz

Tableau III- 5. Spécifications techniques de la centrale d'acquisition.

La centrale d'acquisition est pilotée par le logiciel Agilent Benchlink Data Logger [Agi_03]. Il permet de spécifier les voies, le pas de mesure et le pas d'acquisition. Un ordinateur, sur lequel est installé le logiciel Benchlink Agilent Data Logger, est relié à la centrale d'acquisition pour permettre la collecte, le stockage et le traitement des données mesurées par la plateforme. Les caractéristiques de l'ordinateur utilisé sont les suivantes :

- Processeur Pentium Dual-Core de 2,6 GHz sur 32 bit,
- 2 Go de RAM,
- 50 Go de Disque dur.
- Système d'exploitation XP.

Les mesures des paramètres (ensoleillement, température ambiante, température des modules, humidité relative, courant de court-circuit et tension en circuit ouvert) sont effectuées toutes les minutes de manière continue.

III.2.2.6. Principe de mesure des caractéristiques électriques des modules PV

Les paramètres mesurés sur les modules sont le courant de court-circuit, la tension en circuit-ouvert et la température du module. La Figure III-3 donne le schéma électrique relatif à la mesure des caractéristiques électriques des modules et de leur température.

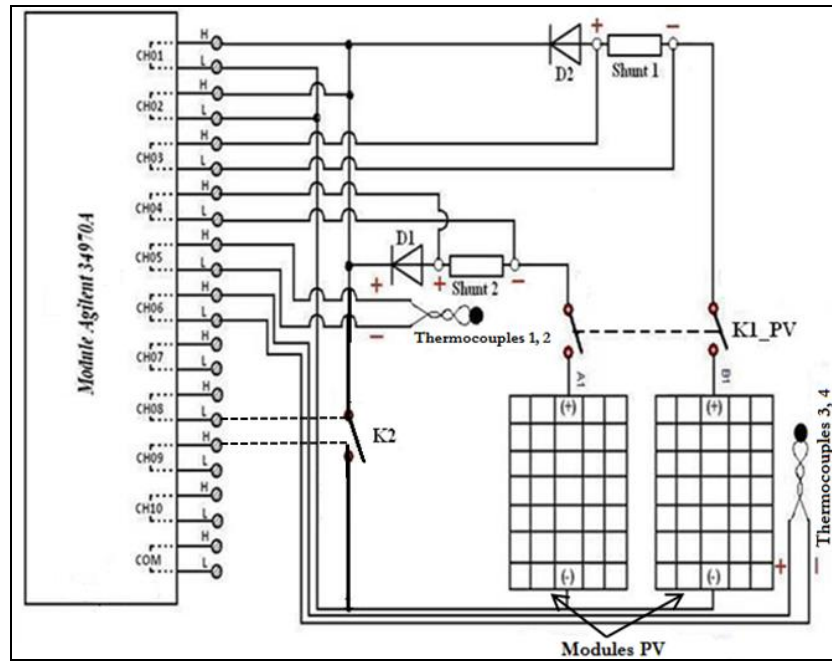


Figure III- 3. Schéma électrique de la plateforme.

Le Tableau III-6 donne la fonction et les spécifications des principaux composants du schéma électrique de la plateforme.

Composants	Type	Fonction	Spécifications
Module 1 (A1)	Silicium monocristallin	Module photovoltaïque cible	30Wc/12V
Module 2 (B1)	Silicium monocristallin	Module photovoltaïque référence	30Wc/12V
Module Agilent	34970A	Acquisition des mesures (E , T_{mod} , I_{cc} , V_{co} , P_{max})	10 voies
D1	Diode anti-retour	- Protection du module 1 - Evite que le module 2 ne débite dans le module 1	P600A Courant de saturation $< 25\mu A$
D2	Diode anti-retour	- Protection du module 2 - Evite que le module 1 ne débite dans le module 2	idem
Shunt 1	Résistance	Mesure le courant de court-circuit du module 1	DC50A/75mV Coefficient. Précision 0,05%
Shunt 2	Résistance	Mesure le courant de court-circuit du module 1	idem
Thermocouples 1,2	K	Mesurent la température du module 1	Températures de surface
Thermocouples 3,4	K	Mesurent la température du module 2	Températures de surface
K1_PV	Interrupteur	Isole ou connecte les modules au module Agilent	-

Tableau III- 6. Descriptif des composants de la plateforme.

Cette plateforme permet non seulement d'acquérir les mesures en temps réel de les afficher sur l'écran de l'ordinateur mais aussi de les enregistrer afin de constituer une base de données pour les traitements ultérieurs.

Le module 2 (B1) est pris comme référence afin de s'assurer que les mesures effectuées sur le module 1 (A1), cible de notre étude, sont bien cohérentes durant toute la campagne de mesure. Ainsi, il est nécessaire que les mêmes mesures sur les deux modules soient effectuées simultanément. L'interrupteur K1_PV permet de connecter simultanément les deux modules à la plateforme.

Le courant de court-circuit des modules est mesuré à partir de la chute de tension aux bornes des résistances shunts 1 et 2. Le coefficient de calibration des résistances shunts est de 1,25. L'interrupteur K2 doit être fermé pour mettre les modules en court-circuit. La commutation de l'interrupteur K2 est gérée par le Module Agilent (Figure III-3).

La tension en circuit-ouvert des modules est mesurée directement par la centrale d'acquisition lorsque l'interrupteur K2 est en position ouverte toujours piloté par le Module Agilent.

La mesure du courant de court-circuit et celle de la tension en circuit-ouvert sont réalisées toutes les minutes avec un décalage dix secondes.

La puissance maximale correspondante à chaque instant de mesure est déduite à partir des mesures du courant de court-circuit, de la tension en circuit-ouvert et du facteur de forme déjà connu à partir des caractéristiques techniques données par le constructeur. Cette méthode de détermination de la puissance maximale du module a été présentée à la section I.4.2.4 du chapitre I. Le schéma de la Figure III-4 synthétise l'agencement les différentes étapes de mesure des caractéristiques électriques des modules.

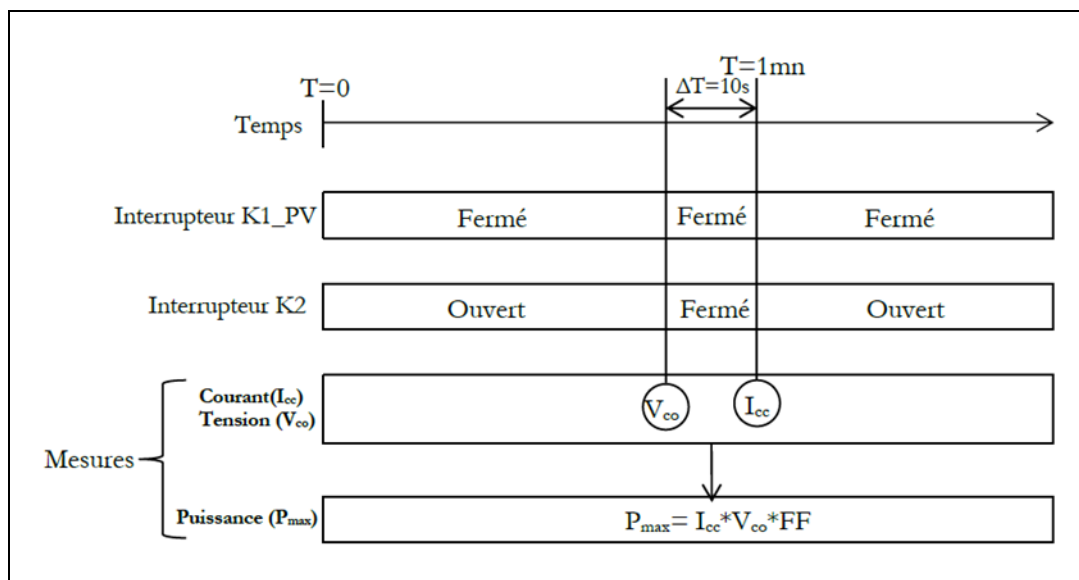


Figure III- 4. Etapes de mesure des caractéristiques électriques des modules.

III.3. Présentation des résultats de mesure

La plateforme de mesure nous a permis de mettre en place une base de données dont les caractéristiques sont présentées dans le Tableau III-7. On distingue deux types de données : les mesures des paramètres environnementaux d'une part et les mesures des caractéristiques électriques des modules d'autre part. Les données environnementales portent sur l'ensoleillement global à la surface des modules photovoltaïques, la température ambiante et l'humidité relative du site de mesure et la température des modules. Les mesures électriques sont relatives au courant de court-circuit, à la tension en circuit-ouvert et à la puissance maximale des modules. Ces deux types de mesures sont effectués simultanément toutes les minutes sur une période d'une année complète comme indiqué dans le tableau III-7.

Paramètres mesurés	Pas de mesure	Période de mesure
Ensoleillement global (E)		
Température ambiante (T_{amb})		
Humidité relative (HR)	1 minute	Avril 2012-Avril 2013
Température des modules (T_{mod})		
Courant de court-circuit (I_{cc})		
Tension en circuit-ouvert (V_{co})		
Puissance maximale (P_{max})		

Tableau III- 7. Caractéristiques de la base de données.

III.3.1. Variation des paramètres d'environnement sur le site de mesure

III.3.1.1. Ensoleillement et radiation UV

L'ensoleillement global et la radiation UV mesurés à la surface des modules pendant une année sur le site de la plateforme, sont présentés par la Figure III-5. Cet ensoleillement correspond à celui d'une journée type pour chaque mois. Les variations de l'ensoleillement traduisent des passages nuageux qui sont plus fréquents et plus nombreux pendant la saison des pluies (Juin-Juillet-Août). Cependant, en dehors de la saison des pluies, il est fréquent d'avoir des passages nuageux comme on peut le remarquer sur les autres mois. Ceci est accentué par la proximité de notre site de mesure avec la mer. On peut noter une déformation de la courbe en fin de journée pour tous les mois due à un ombrage du bâtiment voisin sur une partie du pyranomètre au coucher du soleil.

L'ensoleillement qui arrive à la surface des modules, nous permet dans la suite de déterminer l'ensoleillement dominant lors du fonctionnement des modules en milieu sahélien durant une année.

La variation de la radiation UV a été déduite de l'ensoleillement global qui atteint la surface du module. Nous nous sommes basés sur la norme de qualification CEI 60904-3 qui indique que l'irradiation UV correspond à 3,3915% de l'ensoleillement total E pour une gamme de longueur d'onde comprise entre 280 et 385 nm [CEI_08].

Il est important dans le cadre de ces travaux d'étudier la quantité et la variation des rayons UV à la surface des modules compte tenu de leur influence majeure sur la photodégradation des modules [Zim_08].

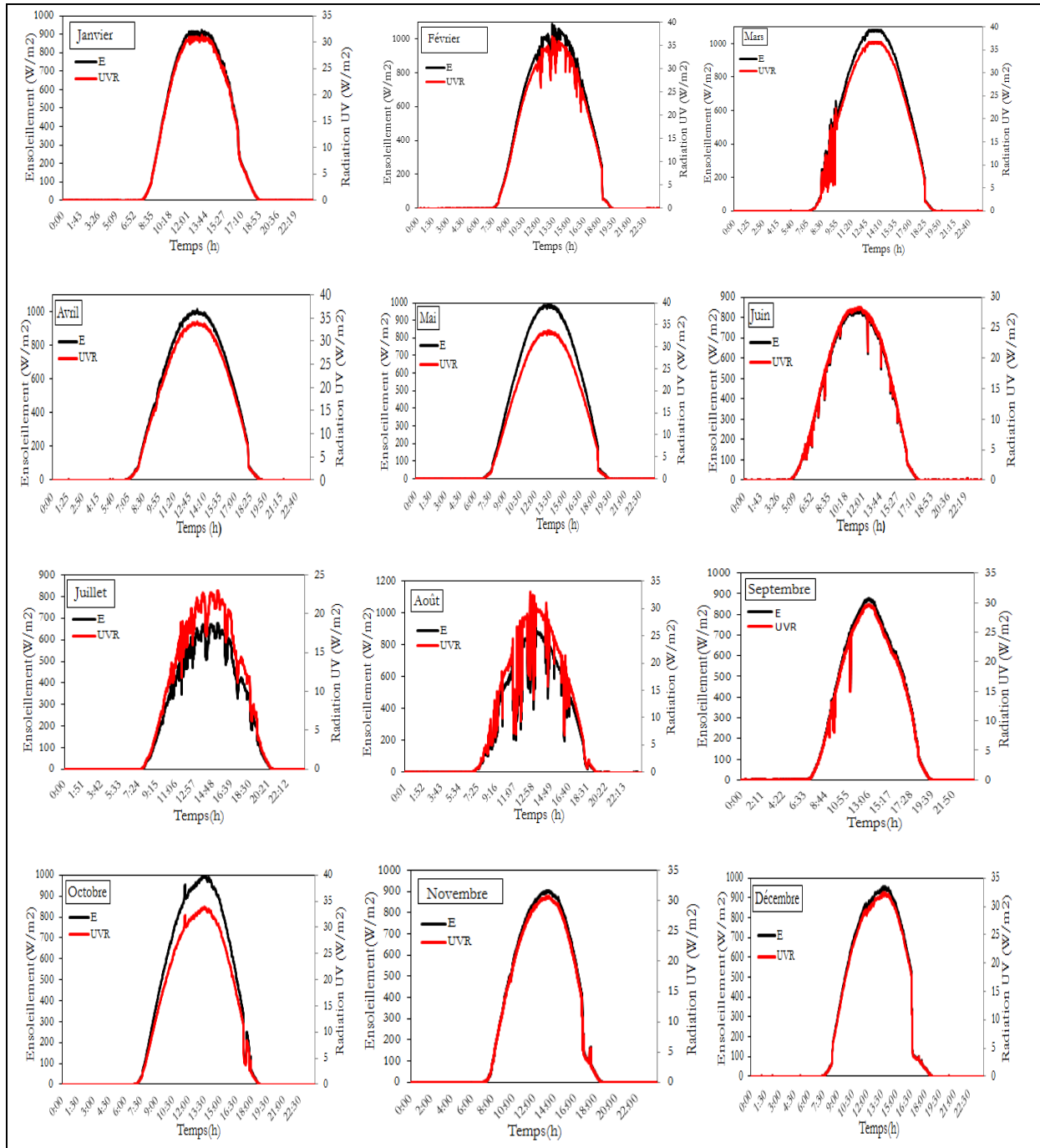


Figure III- 5. Variation journalière de l'ensoleillement à la surface des modules.

III.3.1.2. Humidité relative

Pour déterminer l'évolution de l'humidité relative sur le site de mesure, nous avons mesuré celle-ci d'Avril 2012 à Avril 2013 avec un pas d'une minute. Les mesures d'humidité

relative pour les douze mois sont présentées sur la Figure III-6. Pendant la même campagne de mesures, nous avons mesuré la température ambiante dont l'évolution sera traitée dans la section suivante. L'examen de ces courbes nous permet de confirmer que l'humidité relative du site situé en milieu sahélien présente une grande variabilité comme annoncé dans la présentation du contexte général [Der_08]. L'humidité est plus élevée pendant la période de Juin à Août correspondant à la saison des pluies avec un maximum de $HR_{max} = 98,7\%$ et un minimum sur l'année de $HR_{min} = 13,9\%$. Ce qui correspond à une variation maximale de $\Delta HR = 84,8\%$. Ces différentes valeurs de l'humidité relative données au Tableau III-8 représentent des niveaux de contraintes du module selon la norme CEI 61215 [CEI_05].

Paramètre	HR _{min} (%)	HR _{max} (%)	ΔHR(%)
Humidité relative (HR)	13,9	98,7	84,8

Tableau III- 8.Valeurs extrêmes de l'humidité relative sur une année.

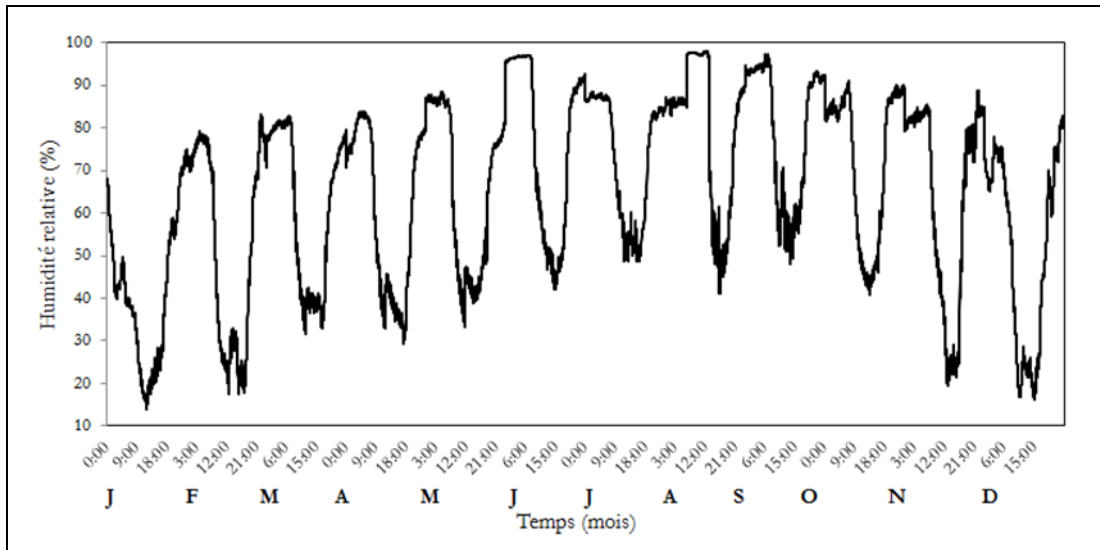


Figure III- 6. Humidité relative mesuré pendant une année sur le site.

III.3.1.3. Température du module et température ambiante

Deux mesures de température (T_{mod_1} et T_{mod_2}) sont effectuées toutes les minutes sur deux points assez éloignés l'un de l'autre sur la face intérieure du module comme le montre la Figure III-2. La température instantanée du module (T_{mod}) est donnée par la moyenne des deux températures T_{mod_1} et T_{mod_2} . La variation de la température ambiante et celle du module pendant une année sont présentées sur la Figure III-7. Pour chaque mois, la journée-type correspondante a été considérée.

L'examen des courbes montre que la température du module (T_{mod}) évolue identiquement avec la température ambiante (T_{amb}) mais reste nettement supérieure à celle-ci pendant la journée.

La température du module présente une grande variabilité durant la journée. Durant la campagne de mesure, il a été noté des valeurs très élevées de la température du module par rapport l'ambiante. Le Tableau III-9 donne les températures extrêmes sous lesquelles le module fonctionne pendant toute l'année. Le gradient de température du module peut atteindre 51°C. Cette grande variation de la température du module représente un niveau de contrainte thermique selon la norme CEI 61215 [CEI_05].

Paramètres	Module	Ambiant
Température maximale (T_{max})	65,75°C	47,42°C
Température minimale (T_{min})	14,4°C	16,3°C
Variation maximale (ΔT_{max})	51,35°C	31,12°C

Tableau III- 9. Valeurs extrêmes de la température ambiante et celle du module sur une année.

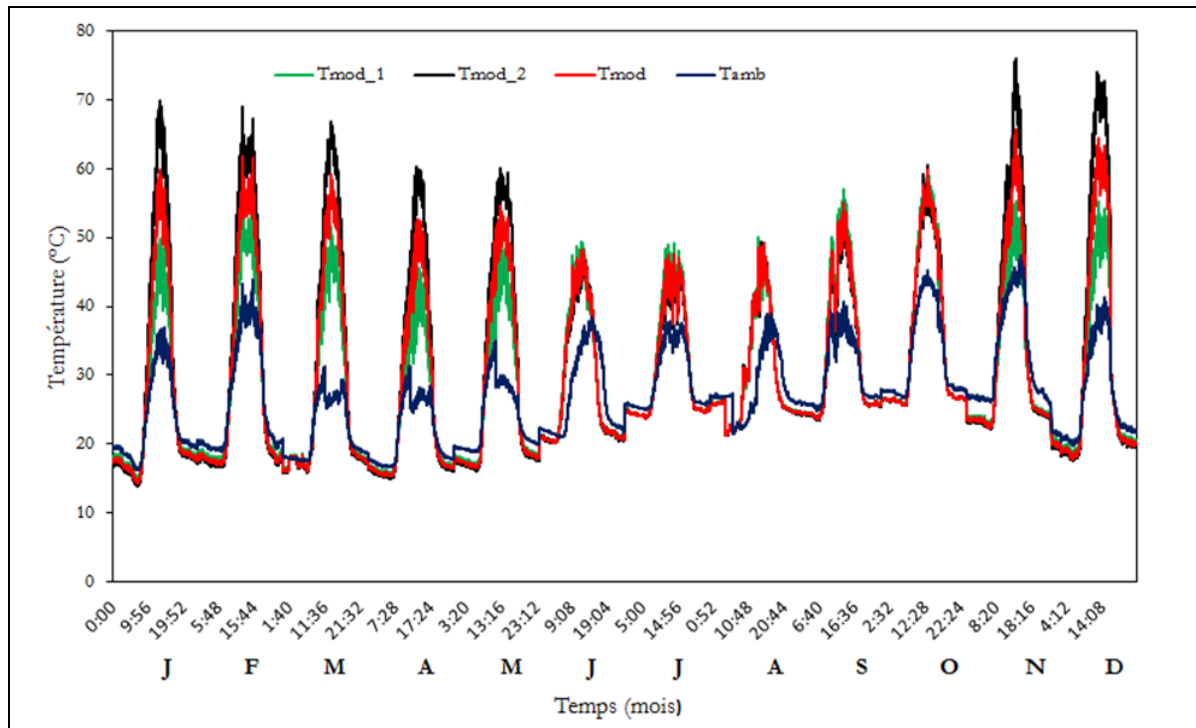


Figure III- 7. Variation annuelle de la température du module et de la température ambiante.

III.3.2. Variation des paramètres électriques du module

Les paramètres électriques de performance du module mesurés sont le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension en circuit-ouvert (V_{co}) et la puissance maximale (P_{max}). Le principe de mesure de ces paramètres a été présenté à la section III.2.2.6.

On constate que le courant de court-circuit reste très sensible aux variations de l'ensoleillement comme le montre la Figure III-8.

La tension en circuit-ouvert présentée sur la Figure III-9 reste constante pendant toute la journée allant du lever au coucher du soleil et durant toute l'année. Ce constat confirme que la tension en

circuit-ouvert reste peu sensible aux variations de l'ensoleillement. En effet, lorsque le module PV est en circuit ouvert, il se comporte comme une source de tension continue. Ainsi, il existe un ensoleillement minimal à partir duquel la tension en circuit ouvert prend sa valeur maximale pour rester constante malgré la variation de l'ensoleillement.

La puissance maximale du module présente les mêmes variations que le courant de court-circuit comme le montre la Figure III-10. Elle reste très dépendante des variations de l'ensoleillement comme le courant de court-circuit.

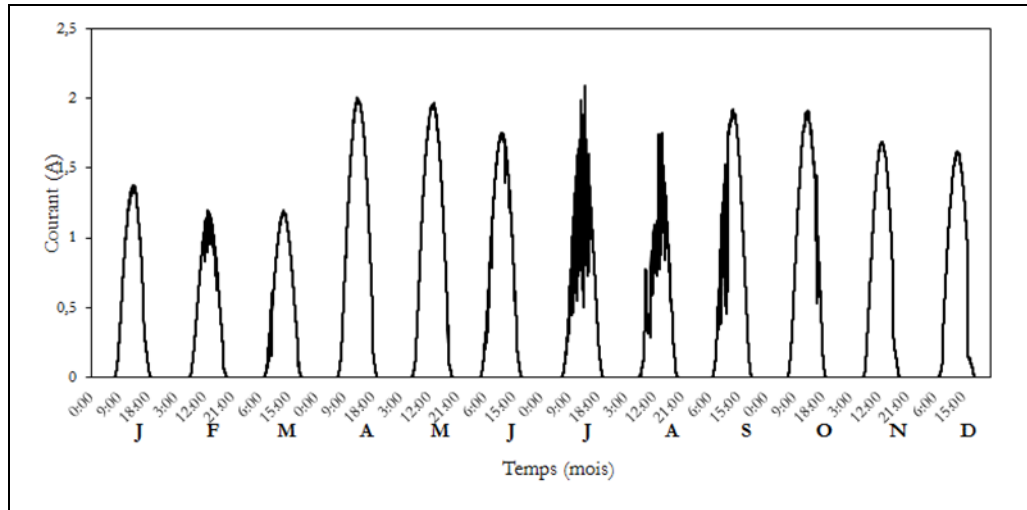


Figure III- 8. Variation annuelle du courant de court-circuit.

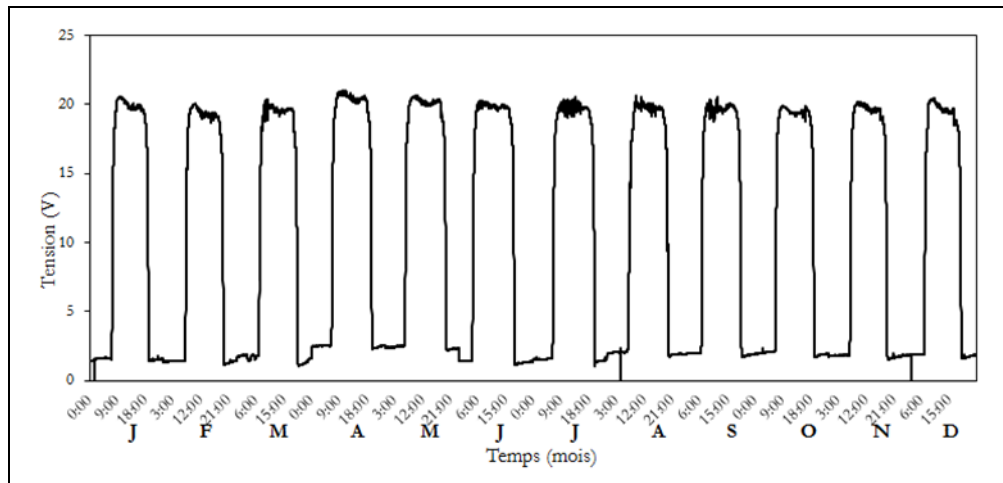


Figure III- 9. Variation annuelle de la tension en circuit-ouvert.

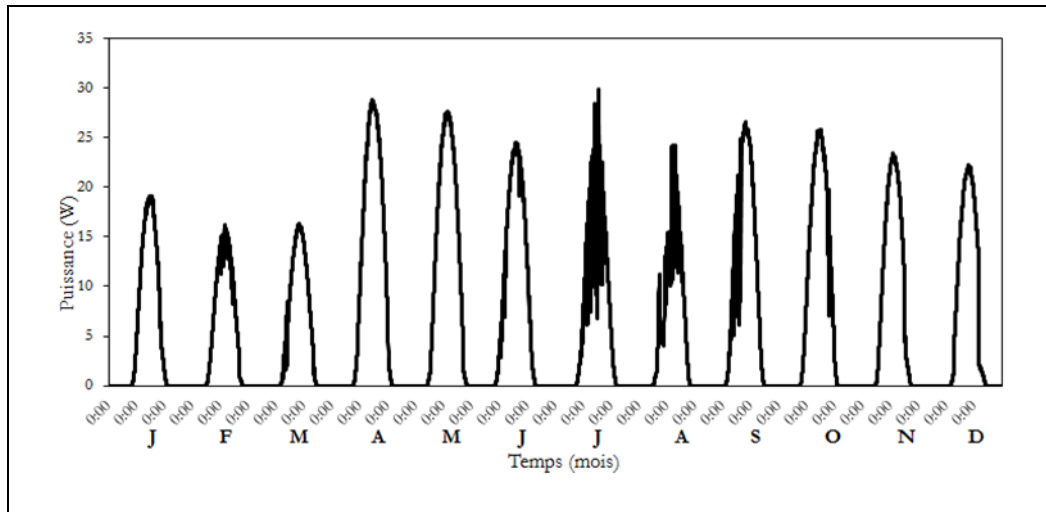


Figure III- 10.Variation annuelle de la puissance maximale.

III.4. Détermination des conditions de fonctionnement dominantes

Comme nous l'avons présenté dans le chapitre I, d'une part, les conditions standards de test correspondant à un ensoleillement de 1000 W.m^{-2} , une température de 25°C et un indice AM1.5 sont très décalées des conditions réelles de fonctionnement des modules sur site. D'autre part, les contraintes ou sévérités considérées dans les tests de qualification (chapitre I-I.6) ne sont pas toujours adaptées aux conditions de fonctionnement des modules PV dans certains milieux tel que celui du Sahel.

A partir des paramètres d'environnement sous lesquels les modules ont fonctionné pendant une année, nous allons regarder les conditions de fonctionnement les plus fréquentes. Celles-ci permettraient d'adapter les séquences et procédures de test de qualification à notre zone d'étude.

III.4.1. Température du module

En considérant la base de données sur les paramètres d'environnement, nous allons déterminer les températures du module et de l'ambient les plus fréquentes durant le fonctionnement du module. Nous avons considéré les plages de de température allant de 0°C à 85°C par pas de 5°C . Les résultats sont consignés dans le Tableau III-10 et l'histogramme correspondant est donné à la Figure III-11.

On note que la température ambiante varie autour de 30°C pendant 37% du temps. La température ambiante maximale reste autour de 47°C à seulement 0,39% de l'année.

La température du module est généralement comprise entre 30°C et 60°C pendant 51% du temps sur une année de fonctionnement. Le module PV fonctionne autour de 25°C qui correspond à la température standard de test (STC) que pendant 23% du temps. D'autre part, la température de 85°C utilisée dans les essais de qualification [CEI_05] n'est jamais atteinte par le module durant

son fonctionnement réel sur notre zone d'étude (milieu sahélien). La plus faible température du module est de 14°C correspondant à des périodes où le module ne produit pas d'énergie (la nuit). Cette température ne présente donc pas d'impact sur la production du module. Cependant, les basses températures peuvent favoriser d'autres phénomènes de dégradation du module.

Plages de température (°C)	Fréquence (%)	
	Module	Ambiant
[0,5[0,00	0,00
[5,10[0,00	0,00
[10,15[0,03	0,00
[15,20[24,21	17,48
[20,25[22,38	19,84
[25,30[17,42	35,14
[30,35[6,25	11,19
[35,40[7,19	11,57
[40,45[9,61	4,39
[45,50[8,16	0,39
[50,55[3,56	0,00
[55,60[1,19	0,00
[60,65[0,00	0,00
[65,70[0,00	0,00
[70,75[0,00	0,00
[75,80[0,00	0,00
[80,85[0,00	0,00

Tableau III- 10. Fréquences des plages de la température du module et de l'ambient.

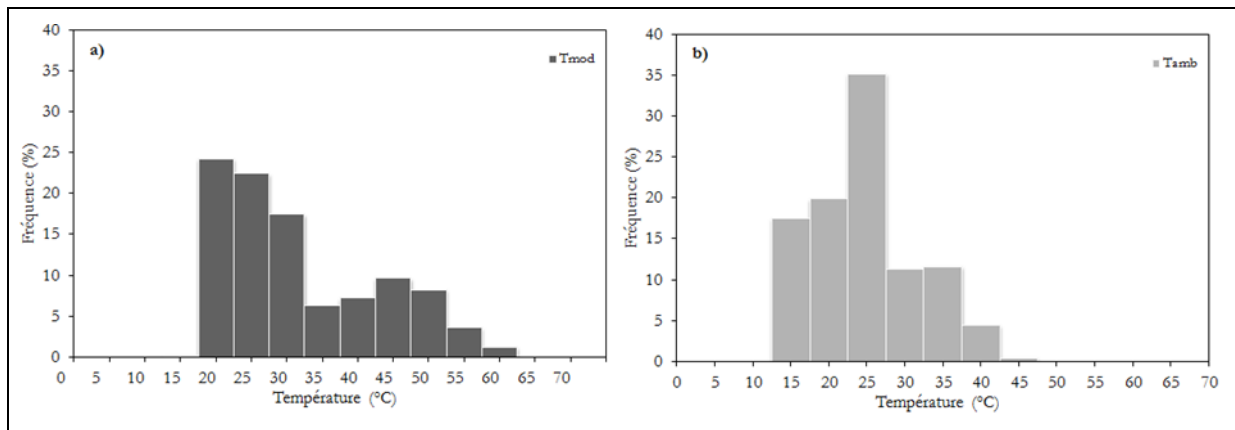


Figure III- 11. Histogramme de fréquences de la température du module (a) et de l'ambiante (b).

III.4.2. Humidité

La même démarche adoptée pour la température est appliquée à l'humidité. Nous avons déterminé l'humidité relative sous laquelle le module fonctionne la plupart du temps. Les plages d'humidité considérées vont de 10% à 100% par pas de 10%. Les résultats sont consignés dans le Tableau III-11 et l'histogramme correspondant est donné à la Figure III-12.

La plage d'humidité dominante de fonctionnement du module est comprise entre 75% et 85% correspondant à une fréquence de 25%. Plus généralement, 60% du temps, le module fonctionne

à une humidité comprise entre 65% et 98%. Le niveau de contrainte en humidité le plus élevé correspond à la plage d'humidité comprise entre 90% et 98%.

Pour l'humidité, les tests de qualification utilisent une humidité de 85% pour les tests de chaleur humide ou d'humidité-gel (Chapitre I-I.6) [CEI_05].

Plages d'humidité relative (%)	Fréquence (%)
[0,10[0,00
[10,20[1,92
[20,30[7,16
[30,40[7,35
[40,50[12,70
[50,60[11,45
[60,70[9,00
[70,80[15,66
[80,90[24,34
[90,100[10,41

Tableau III- 11. Fréquence des plages d'humidité relative.

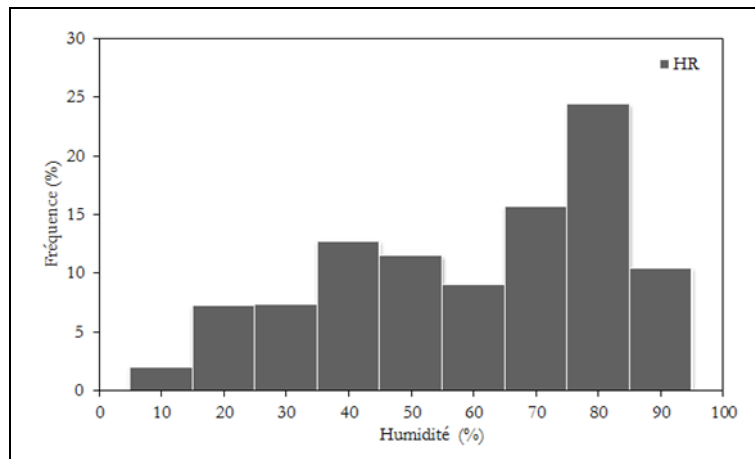


Figure III- 12. Histogramme des fréquences de l'humidité relative.

III.4.3. Ensoleillement et radiation UV

L'ensoleillement et la radiation UV sous lesquels le module PV fonctionne la plupart du temps sont importants à évaluer. En effet, ils permettront de connaître les doses d'UV à appliquer pendant les tests de résistance aux UV pour des modules qui doivent être exposés sur notre zone d'étude. Leur détermination a été possible grâce aux données collectées sur une année dans notre site de mesure.

Le Tableau III-12 et la Figure III-13 présentent respectivement les fréquences des différentes plages d'ensoleillement et de radiation UV et les histogrammes correspondants.

A partir des mesures effectuées sur une année, nous avons remarqué que les modules fonctionnent pendant 58% du temps sous un ensoleillement global inférieur à 100 W.m⁻².

Pendant 6% du temps, les modules sont soumis à un ensoleillement compris entre 800 W.m⁻² et 1000 W.m⁻².

La distribution de la radiation UV qui constitue le facteur majeur de la dégradation des modules qui fait l'objet d'une étude récente [Ndi_13a]. Les modules sont soumis à une radiation UV inférieure à 10 W.m⁻² à 65% du temps. Le reste du temps ils sont sous une radiation UV comprise entre 10 W.m⁻² et 40 W.m⁻².

Ensoleillement Global (E)		Ultraviolet (UV)	
Plages	Fréquences (%)	Plages	Fréquences (%)
[0,100[57,98	[0,10[64,66
[100,200[3,46	[10,20[10,75
[200,300[3,41	[20,30[14,42
[300,400[3,58	[30,40[9,35
[400,500[3,83	[40,50[0,57
[500,600[3,58	[50,60[0,22
[600,700[4,52	[60,70[0,03
[700,800[4,55	[70,80[0,01
[800,900[6,44		
[900,1000[5,99		
[1000,1100[1,65		
[1100,1200[0,25		
[1200,1300[0,75		

Tableau III- 12. Fréquence des plages d'ensoleillement et de la radiation UV.

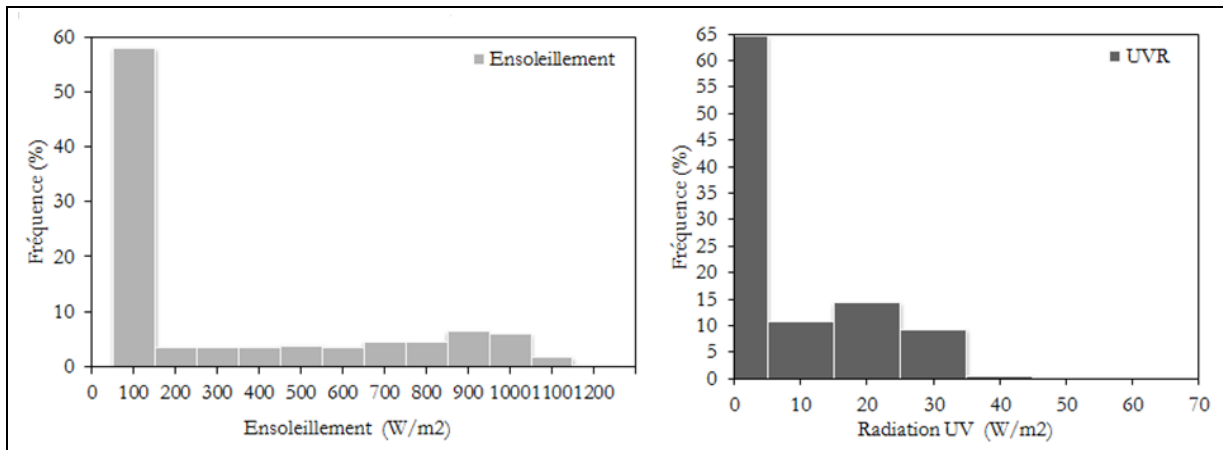


Figure III- 13. Histogramme des fréquences de l'ensoleillement global et de la radiation UV.

III.4.4. Synthèse

La section III.4 a été consacrée à la détermination des conditions de fonctionnement dominantes des modules photovoltaïques dans notre zone d'étude caractérisée par un climat sahélien avec une influence marine. L'objectif était de déterminer les conditions de température, d'humidité et d'ensoleillement auxquelles les modules sont soumis dans la plupart du temps. Nous avons identifié les plages dominantes de température des modules, d'humidité relative, d'ensoleillement et de radiation UV plus réalistes à considérer dans les séquences de tests de

qualification et dans les essais de vieillissement accéléré. Le Tableau III-13 présente les conditions dominantes de fonctionnement des modules PV après une année d'exposition sous notre zone d'étude.

Paramètres	Plages dominantes
Température du module (T_{mod})	30°C – 60°C
Température ambiante (T_{amb})	25°C – 40°C
Humidité relative (HR)	70% – 99%
Ensoleillement global (E)	800W.m ⁻² – 1000W.m ⁻²
Radiation UV (UVR)	10W.m ⁻² – 40W.m ⁻²

Tableau III- 13. Synthèse des conditions dominantes de fonctionnement de modules PV.

Après une présentation des conditions météorologiques dominantes caractérisant notre zone d'étude, nous passons en revue les méthodes d'évaluation de la dégradation des modules Photovoltaïques utilisées dans cette thèse.

III.5. Evaluation de la dégradation du module par la standardisation des mesures

Les mesures obtenues à partir de la plateforme sont utilisées pour mettre en évidence et évaluer la dégradation des caractéristiques électriques de performance des modules photovoltaïques. Dans cette approche d'évaluation de la dégradation des modules PV par la standardisation des mesures (EDMS), le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension en circuit ouvert (V_{co}) et la puissance maximale (P_{max}) du module sont considérées.

III.5.1. Description de la méthode

Cette méthode est basée sur la standardisation des mesures réalisées dans les conditions réelles à partir de la plateforme. Elle consiste à ramener dans les conditions standards (STC) les valeurs des caractéristiques électriques de performance (I_{cc} , V_{co} et P_{max}) mesurées dans les conditions réelles. Elle comporte les trois étapes suivantes :

- i) Détermination de la température du module,
- ii) Standardisation des mesures réalisées dans les conditions réelles,
- iii) Evaluation de la dégradation des caractéristiques du module (I_{cc} , V_{co} et P_{max}).

Les trois blocs de la Figure III-14 indiquent les différents traitements réalisés dans les trois étapes de la méthode.

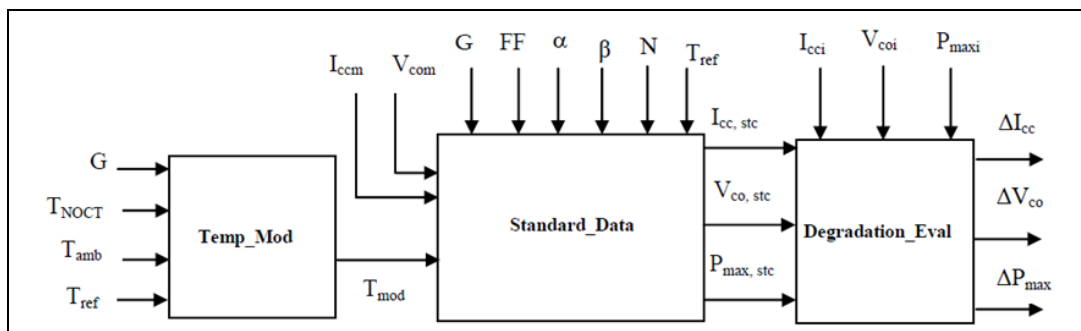


Figure III- 14. Présentation du principe de l'EDMS.

Les paramètres d'entrée et de sortie utilisés dans la méthode d'EDMS sont donnés dans le Tableau III-14.

Paramètre	Définition	Unité	Valeur
G	Ensoleillement à la surface du module	W.m ⁻²	mesuré
T _{amb}	Température ambiante	°C	mesurée
T _{NOCT}	Température nominale de fonctionnement du module	°C	donnée par le constructeur
T _{ref}	Température de référence	°C	20°C
α	Coefficient de température en tension	V/°K	-2,2 mV/°K
β	Coefficient de température en courant	A/°K	+ 22 μ A/cm ² .°K
K	Coefficient de courbure	W/°K	2 mW/°K
N	Nombre de cellules du module	-	-
S	Surface du module	cm ²	donnée par le constructeur
R _s	Résistance série du module	Ω	donnée par le constructeur
FF	Factor de forme	%	donnée par le constructeur
I _{cci}	Courant de court-circuit initial	A	Donné / mesuré
V _{coi}	Tension en circuit-ouvert initiale	V	Donnée / mesurée
P _{maxi}	Puissance maximale initiale	W	Donnée / mesurée
I _{ccm}	Courant de court-circuit mesuré	A	mesuré
V _{com}	Tension en circuit-ouvert mesuré	V	mesurée
T _{mod}	Température du module	°C	calculée par EDMS
I _{cc,stc}	Courant de court-circuit standardisé	A	calculée par EDMS
V _{co,stc}	Tension en circuit-ouvert standardisée	V	calculée par EDMS
P _{max}	Puissance maximal standardisé	W	calculée par EDMS
ΔI_{cc}	Dégradation du courant de court-circuit	%	calculée par EDMS
ΔV_{co}	Dégradation de la tension en circuit-ouvert	%	calculée par EDMS
ΔP_{max}	Dégradation de la puissance maximale	%	calculée par EDMS

Tableau III- 14. Récapitulatif des différents paramètres d'entrée et de sortie de l'EDMS.

III.5.1.1. Détermination de la température du module

La température du module fait partie des facteurs influant sur les caractéristiques de performances. Pour ramener les mesures réalisées en conditions réelles dans les conditions standards, la température du module doit être connue. Cependant, il est difficile voire impossible de mesurer de manière précise la température du module. Pour atténuer cette difficulté au niveau de la plateforme, nous avons utilisé deux points de mesure dont la moyenne représente la température à la surface du module. Si on se projette dans l'optique d'une généralisation de cette approche, la mesure de la température du module serait contraignante. La température ambiante reste plus simple à déterminer et de manière plus précise. Les données des centres météorologiques les plus proches peuvent également être utilisées. Ainsi, un modèle précis qui permet de déterminer la température du module à partir de la température ambiante est utilisé dans le bloc « Temp_mod » de l'EDMS présentée en Figure III-14.

III.5.1.1.1. Le modèle de King

La température du module T_{mod} (°K) dépend de la température ambiante T_{amb} (°K), de l'ensoleillement E (Wm⁻²), de la vitesse du vent WS (m.s⁻¹) à 10 mètres de hauteur. Elle peut être exprimée, selon King [Kin_04], par :

$$T_{\text{mod}} = T_{\text{amb}} + E \cdot e^{-a-bWS} + \Delta T_{\text{mod}} \cdot \frac{E}{1000} \quad \text{Eq.3-1}$$

Où a est un coefficient empirique établissant la limite supérieure de la température d'un module PV à une vitesse de vent faible et un fort ensoleillement, b est un coefficient empirique établissant la vitesse à laquelle la température du module diminue lorsque la vitesse du vent augmente et ΔT_{mod} est l'écart de température entre la cellule et la surface arrière du module à un ensoleillement de $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$. Ces données empiriques sont fournies dans le Tableau III-15.

Type de module	Montage	a	b (m ⁻¹ .s)	ΔT_{mod} (°C)
Verre / Cellule / Verre	Champ libre	3,47	0,0594	3
Verre / Cellule / Verre	Intégré en toiture	2,98	0,0471	1
Verre/Cellule/Polymère	Champ libre	3,56	0,0750	3
Verre/Cellule/Polymère	Face arrière isolée thermiquement	2,81	0,0455	0
Polymère/Couche mince / Acier	Champ libre	3,58	0,1130	3
Concentrateur linéaire 22X	Tracker	3,23	0,1300	13

Tableau III- 15. Coefficients empiriques pour la prédiction de la température de surface d'un module photovoltaïque selon King [Kin_04].

Cependant, la relation proposée par King présente une contrainte. Elle nécessite de disposer de la vitesse instantanée du vent à 10 m de hauteur sur le site d'exposition du module. Il est possible de trouver les vitesses moyennes mensuelles mais le vent étant très fluctuant, sa vitesse instantanée est une caractéristique difficile à définir. C'est pourquoi une autre loi plus simple et plus adaptée à notre approche est proposée.

III.5.1.1.2. Le modèle de Kenny

La température du module T_{mod} est exprimée par l'expression de Kenny [Ken_06] :

$$T_{\text{mod}} = T_{\text{amb}} + \frac{E}{1000} (T_{\text{NOCT}} - 20) \quad \text{Eq.3-2}$$

où T_{NOCT} est la température nominale de fonctionnement des cellules obtenue avec un ensoleillement de $800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, une température ambiante de 20°C , une vitesse de vent de $1\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$ et une inclinaison des modules photovoltaïques de 45° selon la norme CEI 61215 [CEI_05].

La température nominale d'utilisation des cellules T_{NOCT} étant connue, il faut expliciter par mesure ou à partir des données de stations météorologiques l'ensoleillement E et la température ambiante T_{amb} afin de déterminer la température du module T_{mod} .

Contrairement au modèle de King, nous disposons de tous les paramètres d'entrée (E , T_{amb} , T_{NOCT}) requis par le modèle de Kenny. C'est ainsi que nous avons calculé la température du module à partir des données obtenues durant une année de mesures. La Figure III-15 présente

les courbes de la température ambiante, de la température du module mesurée et celle déterminée à partir de la relation de Kenny (Eq.3-2).

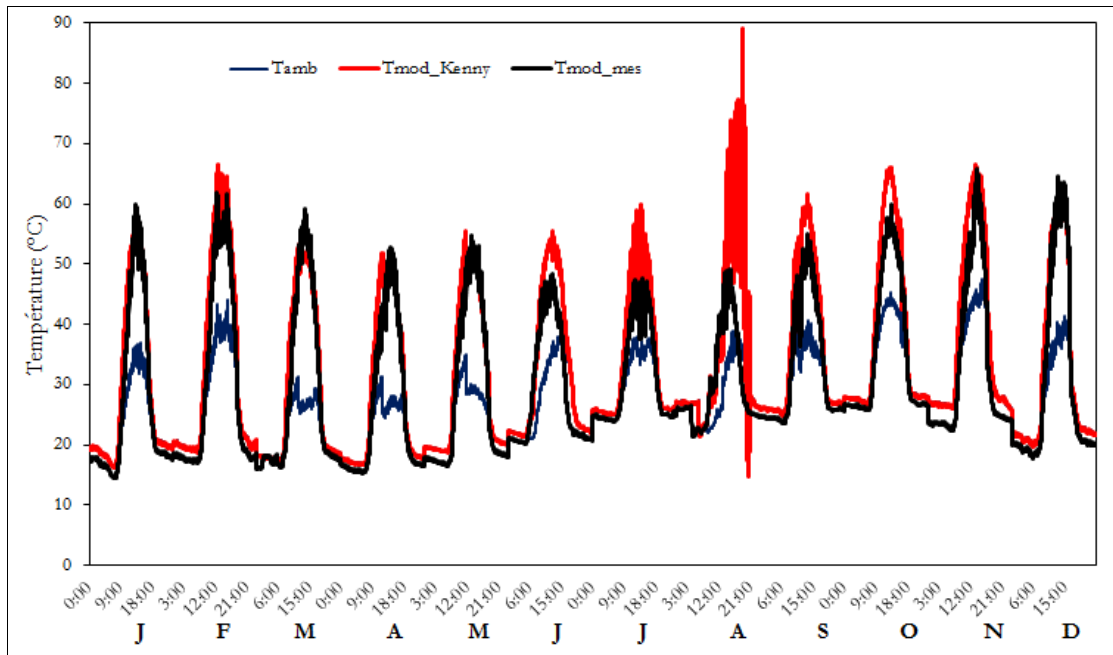


Figure III- 15. Courbes de la température du module mesurée et simulée et de la température ambiante annuelles.

La température du module déterminée à partir du modèle de Kenny et celle mesurée pendant une année sont comparées par le coefficient de corrélation R^2 donné par la relation Eq.3-3.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum (T_{\text{mod_mes}} - T_{\text{mod_kenny}})^2}{\sum (T_{\text{mod_mes}} - \bar{T}_{\text{mod_mes}})^2} \quad \text{Eq.3-3}$$

Avec, $\bar{T}_{\text{mod_mes}}$ qui représente la moyenne arithmétique de la température du module mesurée.

Le coefficient de corrélation relatif à chaque mois est donné dans le Tableau III-16. Une bonne corrélation entre les mesures et la simulation de la température du module est notée à l'exception des mois de Juin à Août. Il s'agit des mois correspondant à la saison des pluies et caractérisés par des passages nuageux qui altèrent l'ensoleillement reçu à la surface du module ; l'ensoleillement étant comme indiqué un paramètre d'entrée de la relation de Kenny (Eq.3-2). Néanmoins, cette relation est une alternative aux mesures pour la détermination de la température du module pendant les périodes à ciel clair. Elle permet de se rapprocher le plus de la température réelle des modules.

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
R ²	96%	94%	96,5%	93%	94,2%	72%	75%	68%	89%	91%	92,5%	98%

Tableau III- 16. Coefficient de corrélation entre la température du module mesurée et celle déterminée par la relation de Kenny.

III.5.1.2. Standardisation des mesures réalisées dans les conditions réelles

Dans notre approche, le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert mesurés en fonctionnement réel I_{ccm} et V_{com} doivent être comparés avec leurs valeurs initiales I_{cci} et V_{coi} dans les conditions standards de test (STC). Ainsi, les mesures de terrain doivent être ramenées aux conditions standards avant de les comparer avec les valeurs initiales I_{sci} et V_{oci} avant leur première mise en service. A partir des mesures, il est possible de remonter aux valeurs standard relatives aux conditions STC caractérisées par un ensoleillement de 1000 Wm^{-2} et une température $T_{ref}=25^\circ\text{C}$. En effet, la norme CEI 60891: 1995-02 [Ala_08], en usage pour les procédures de correction en fonction de la température et de l'éclairement à appliquer aux caractéristiques I-V des modules photovoltaïques en silicium, donne les relations générales de correction (Eq.3-4 et Eq.3-5) suivantes.

$$I_s = I_m + I_{ccm} \left(\frac{1000}{E} - 1 \right) + \alpha S (T_{ref} - T_{mod}) \quad \text{Eq.3-4}$$

$$V_s = V_m - R_s (I_s - I_m) - K I_s (T_{ref} - T_{mod}) + \beta N (T_{ref} - T_{mod}) \quad \text{Eq.3-5}$$

Avec, I_s représente le courant mesuré et standardisé, I_m le courant mesuré. V_s représente la tension mesurée standardisée et V_m la tension mesurée. Les autres paramètres sont définis dans le Tableau III-14.

Dans notre cas, ce sont le courant de court-circuit, la tension en circuit-ouvert et la puissance maximale qui sont étudiés. En circuit-ouvert, le coefficient de courbure K qui permet de tenir compte de la chute tension au voisinage du coude de la caractéristique courant-tension est nul. Ainsi, les relations de la standardisation du courant de court-circuit et de la tension en circuit ouvert implémentées dans le bloc Standard_Data du schéma de la Figure III-14 sont données par les relations Eq.3-6 et Eq.3-7 et dont les différents paramètres sont définis dans le Tableau III-14.

$$I_{cc,stc} = I_{ccm} \left(\frac{1000}{E} \right) + \alpha S (T_{ref} - T_{mod}) \quad \text{Eq.3-6}$$

$$V_{co,stc} = V_{com} + \beta N (T_{ref} - T_{mod}) \quad \text{Eq.3-7}$$

A partir de l'expression de la puissance maximale du module PV donnée sur la Figure III-4, la relation de la puissance maximale standardisée est exprimée par l'équation Eq.3-8.

$$P_{max,stc} = V_{co,stc} \cdot I_{cc,stc} \cdot FF \quad \text{Eq.3-8}$$

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

III.5.1.3. Evaluation de la dégradation des paramètres de performance

L'évaluation de la dégradation du courant de court-circuit, de la tension en circuit ouvert et de la puissance maximale du module est gérée par le bloc Degradation_Eval de la Figure III-14. Dans ce bloc, pour chaque paramètre, la valeur standardisée est comparée à la valeur initiale avant la mise en service du module photovoltaïque. La différence exprimée en pourcentage représente la dégradation du paramètre considéré. La dégradation du courant de court-circuit ΔI_{cc} , de la tension en circuit ouvert ΔV_{co} et de la puissance maximale sont données respectivement par les relations suivantes :

$$\Delta I_{cc} (\%) = \frac{I_{cci} - I_{cc,ste}}{I_{cci}} \times 100 \quad \text{Eq.3-9}$$

$$\Delta V_{co} (\%) = \frac{V_{coi} - V_{co,ste}}{V_{coi}} \times 100 \quad \text{Eq.3-10}$$

$$\Delta P_{max} (\%) = \frac{P_{max,i} - P_{max,ste}}{P_{max,i}} \times 100 \quad \text{Eq.3-11}$$

III.5.2. Application au module PV de la plateforme

Nous allons appliquer notre approche sur un des modules PV de la plateforme afin d'évaluer la dégradation de ses paramètres de performance après une année d'exposition d'Avril 2012 à Avril 2013.

Les mesures relatives au module considéré et correspondant au mois d'Avril 2013 sont utilisées.

III.5.2.1. Standardisation des mesures

Le courant de court-circuit (I_{ccm}), la tension en circuit ouvert (V_{com}) et la puissance maximale (P_{max}) du module mesurés à partir de la plateforme au bout d'une année (mois d'Avril 2013) sont utilisés pour mettre en évidence et évaluer la dégradation du module après une année d'exposition sur notre site d'étude.

Les mesures de I_{ccm} , V_{com} et P_{max} sont standardisées dans un premier temps pour donner respectivement $I_{cc,ste}$, $V_{co,ste}$ et $P_{max,ste}$ comme le montrent les Figures III-16a, III-17a et III-18a . Pour chaque paramètre, la corrélation entre la valeur mesurée et la mesure standardisée est évaluée et présentée sur la Figures III-16b, III-17b et III-18b.

La Figure III-16a montre clairement que le courant de court-circuit standardisé reste constant malgré la variation du courant de court-circuit mesuré en fonction du rayonnement. Ceci est confirmé par la Figure III-16b qui montre la corrélation entre le courant de court-circuit mesuré et celui standardisé.

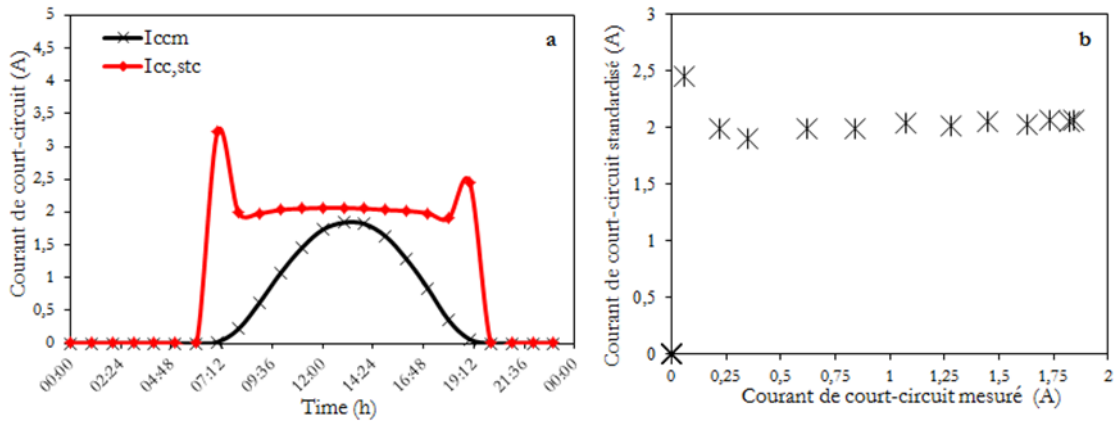


Figure III- 16. Comparaison (a) et corrélation (b) entre le courant de court-circuit mesuré et standardisé.

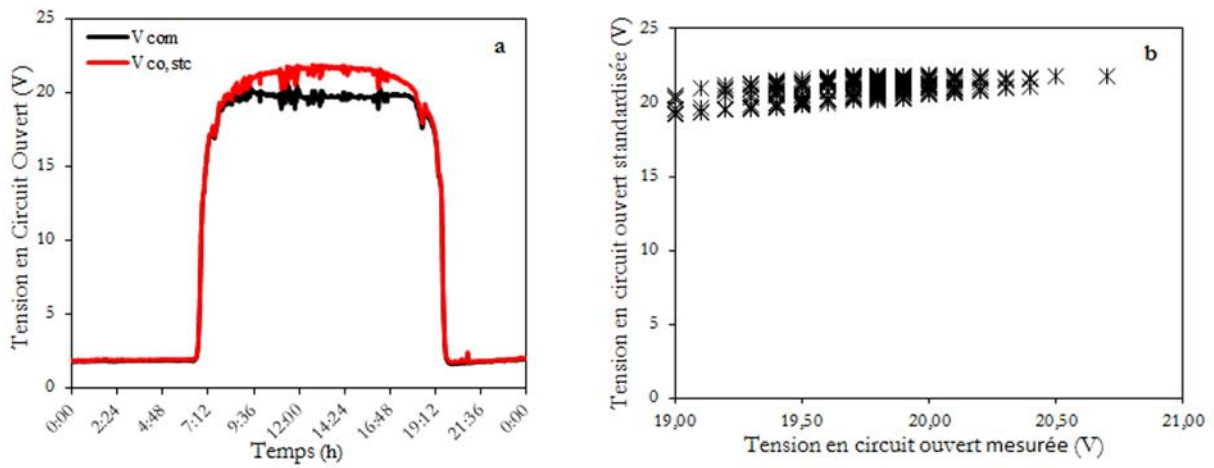


Figure III- 17. Comparaison (a) et corrélation (b) entre la tension en circuit ouvert mesurée et standardisée.

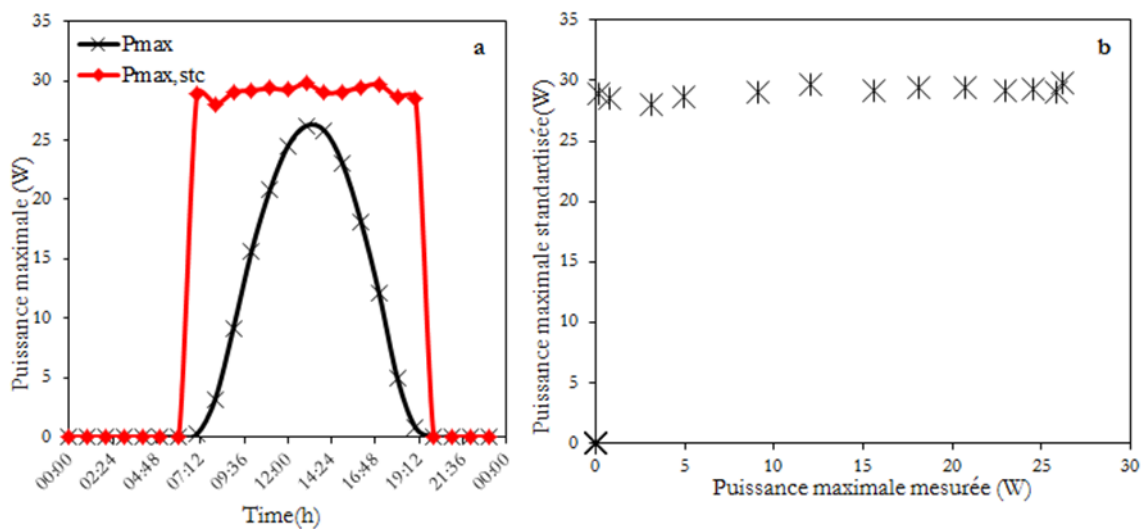


Figure III- 18. Comparaison (a) et corrélation (b) entre la puissance maximale mesurée et standardisée.

Les Figures III-17 et III-18 montrent que la tension en circuit ouvert standardisée et la puissance maximale standardisée restent constantes alors que les mesures directes (V_{com} et P_{maxm}) varient avec l'ensoleillement. Les mesures standardisées correspondent aux valeurs des différentes caractéristiques (I_{cc} , V_{co} et P_{max}) dans les conditions standards caractérisées par un ensoleillement de 1000 W.m^{-2} et une température des cellules de 25°C .

A partir des mesures standardisées, il est possible d'évaluer la dégradation de chaque paramètre après une année de fonctionnement du module par comparaison avec les valeurs initiales qui ont été mesurées dans les mêmes conditions standards.

III.5.2.2. Détermination de la dégradation du module PV

La dégradation des caractéristiques de performances considérées tels que le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension en circuit-ouvert (V_{co}) et la puissance maximale (P_{max}) est déterminée à partir des relations Eq.3-9, Eq.3-10 et Eq.3-11.

La Figure III-19 présente la dégradation du courant de court-circuit (ΔI_{cc}), de la tension en circuit ouvert (ΔV_{co}) et de la puissance maximale (ΔP_{max}) après une année d'exposition du module PV sur le site d'étude de l'université de Dakar au Sénégal.

Ces résultats sont obtenus à partir des mesures de la plateforme et de la méthode par standardisation proposée à la section III.5.1. Seuls les moments où le module produit du courant sont considérés. La dégradation du courant de court-circuit est d'environ 10%. Cette dégradation semble assez élevée [Ndi_13b]. Cependant, Realini annonce une dégradation annuelle du courant de court-circuit qui peut varier de 6% à 13% en dessous de la valeur nominale lorsque le module photovoltaïque est atteint par phénomène de décoloration [Rea_03].

Pour ce qui concerne la tension en circuit ouvert, on note une dégradation moyenne d'environ 2%.

Malgré la dégradation notée sur le courant de court-circuit et sur la tension en circuit ouvert, aucune dégradation n'est détectée pour la puissance maximale comme le montre la Figure III-19. La puissance étant la principale caractéristique de performance des modules photovoltaïques, elle reste plus déterminante dans l'évaluation de la dégradation.

La méthodologie et les résultats présentés dans cette section ont fait l'objet d'une publication dans le journal « Energy Procedia – Elsevier ScienceDirect » [Ndi_13c].

La section suivante est consacrée à la méthode d'évaluation de la dégradation avec un analyseur de modules photovoltaïques.

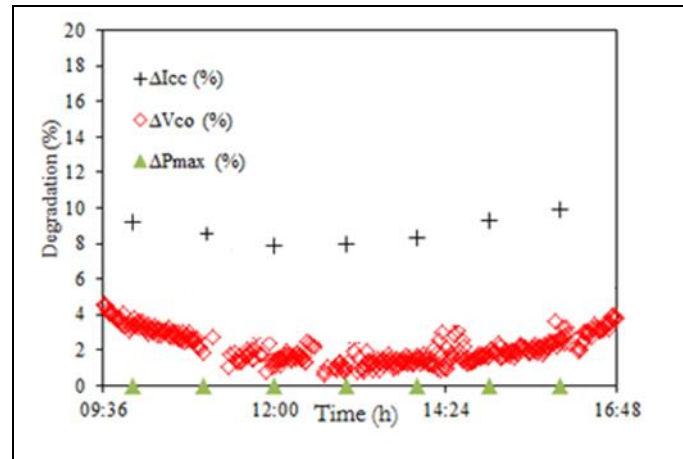


Figure III- 19. Dégradation des caractéristiques de performance après une année d'exposition du module sur le site d'étude.

III.6. Evaluation de la dégradation par l'analyseur de modules PV

Cette deuxième approche appelée « Evaluation de la Dégradation des Modules photovoltaïques par Analyseur » (EDMA) est basée sur l'utilisation d'un analyseur de modules PV. Celui-ci nous permet de mesurer tous les paramètres du module PV dans les conditions réelles et standards (STC). Ainsi, il permet de déterminer la dégradation des différents paramètres de performances.

Contrairement à la méthode précédente, l'EDMA permet, en plus du courant de court-circuit, de la tension en circuit ouvert et de la puissance maximale, d'évaluer la dégradation du facteur de forme (FF), du courant maximal (I_{max}) et de la tension maximale (V_{max}).

III.6.1. Principe de l'EDMA

L'analyseur de modules photovoltaïques constitue l'élément central de cette approche. La Figure III-20 présente le principe utilisé dans l'EDMA.

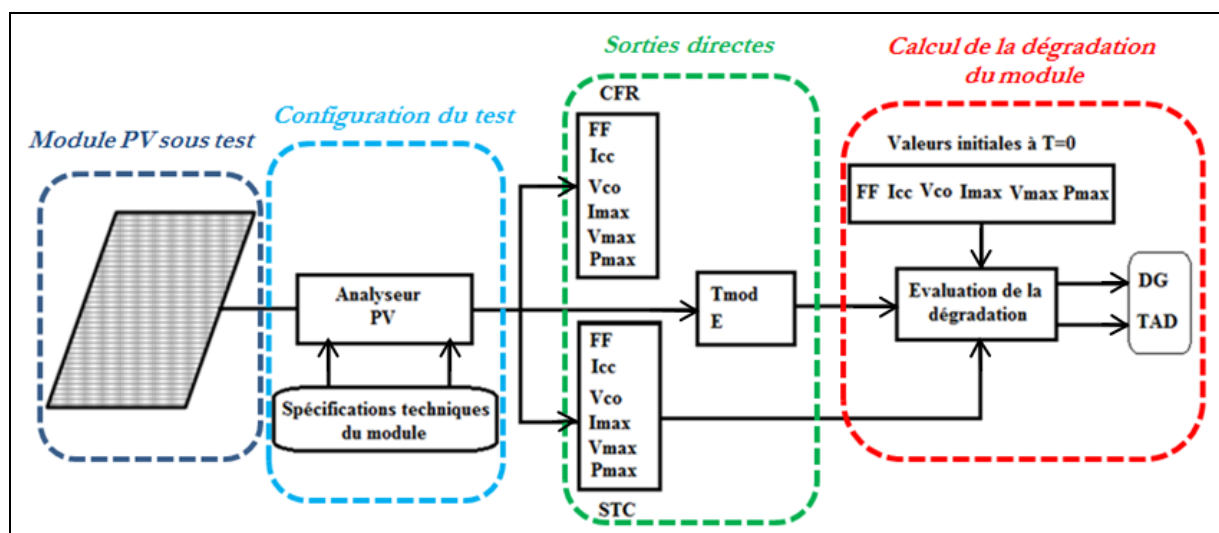


Figure III- 20. Principe général de l'EDMA.

CFR : Conditions de fonctionnement réel.

STC : Conditions standards de test.

T_{mod} : Température du module.

E : Ensoleillement à la surface du module.

DG : Dégradation globale du paramètre considéré.

TAD : Taux annuel de dégradation paramètre considérée.

La méthode basée sur l'analyseur de modules PV présente quatre principales étapes :

- i) Configuration de l'analyseur
- ii) Lancement des mesures
- iii) Collecte des mesures
- iv) Détermination de la dégradation (DG et TAD).

III.6.1.1. Présentation de l'analyseur de modules photovoltaïques

L'analyseur utilisé dans nos travaux est le « IV-400 » [IV400]. Il permet d'effectuer des mesures sur site des principales caractéristiques à la fois d'une chaîne de modules connectés ou d'un seul module. En plus des caractéristiques, il permet également de mesurer l'ensoleillement incident et la température du module sous-test. Les mesures sont données dans les conditions réelles de fonctionnement du module et dans les conditions standards de test (STC). Il offre la possibilité de procéder à la comparaison entre les données nominales fournies par le fabricant et les mesures réelles. La tension et le courant sont mesurés par la méthode différentielle des 4 bornes (Figure III-21) ce qui permet d'éviter l'exigence d'une compensation pour la résistance des câbles et d'obtenir une bonne précision des mesures. L'ensoleillement est mesuré à partir d'une cellule référence de haute qualité. Les spécifications techniques de l'analyseur de module PV sont donnés dans le Tableau III-17.

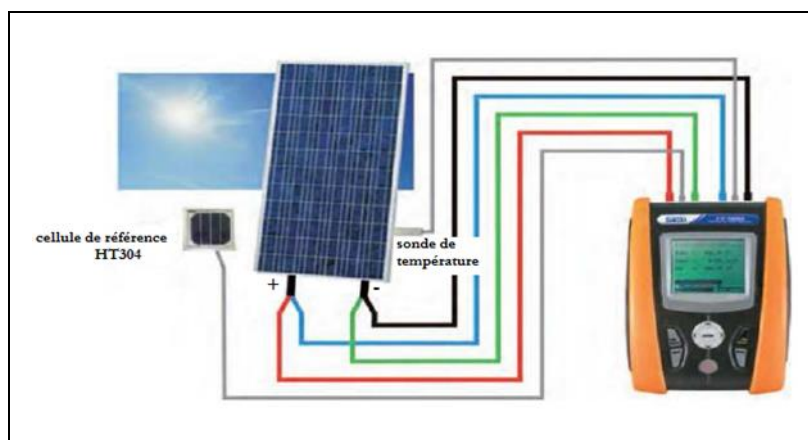


Figure III- 21. Présentation de l'analyseur IV-400.

Paramètres	Plage	Précision	Résolution
Tension (V_{dc})	5 à 1000	0,1	$\pm(1.0\%L+2d)$
Courant (A_{dc})	0,10 à 10	0,01	$\pm(1.0\%L+2d)$
Puissance maximale (W_{dc})	50 à 1000	1	$\pm(1.0\%L+6d)$
Ensoleillement (mV_{dc})	1 ÷100.0	0,1	$\pm(1.0\%L+5d)$
Température ($^{\circ}C$)	-20 ÷100.0	0.1	$\pm(1.0\%L+1^{\circ}C)$

Tableau III- 17. Spécifications techniques de l'analyseur de module IV-400.

III.6.1.2. Détermination de la dégradation

Pour l'évaluation de la dégradation du module par l'EDMA, la dégradation globale (DG) et le taux annuel de dégradation (TAD) des caractéristiques de performance des modules photovoltaïques sont déterminées.

La dégradation globale (DG) et le taux annuel de dégradation (TAD) d'une caractéristique du module PV considéré à partir de la première mise en service de celui-ci sont exprimés par les relations Eq.3-12 et Eq.3-13.

$$DG(\%) = \frac{X(t_n) - X(t_0)}{X(t_0)} \times 100 \quad \text{Eq.3-12}$$

$$TAD(\%) = \frac{DG}{\Delta T} \quad \text{Eq.3-13}$$

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

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

III.6.2. Dégradation de modules cristallins exposés sous environnement sahélien

La méthode de l'EDMA est utilisée pour évaluer la dégradation de quatre modules photovoltaïques installés au Sénégal à différents endroits dans la région de Dakar et dans la région de Diourbel dans la localité de Touba au Sénégal. Il s'agit de deux modules en silicium monocristallin (mc-Si) et deux modules de silicium polycristallin (pc-Si) qui ont fonctionné pendant quelques années. Après quelques années de fonctionnement sous cet environnement sahélien, la dégradation globale et le taux annuel de dégradation des caractéristiques électriques tels que les courbes I-V et P-V, la tension en circuit ouvert (V_{co}), le courant maximal (I_{max}), le

courant de court-circuit (I_{cc}), la tension maximale (V_{max}), la puissance maximale (P_{max}) et le facteur de forme (FF) sont évalués dans les conditions standard de test (STC).

III.6.2.1. Présentation des modules étudiés

Les modules A, C et D sont installés sur le site d'étude à proximité de notre plateforme de mesures présentée à la section III.2.2. Le module B est installé sur le site de Diourbel situé au centre du Sénégal.

Le Tableau III-18 présente les spécifications techniques des différents modules sur lesquels a porté notre étude ainsi que leur site et durée d'exposition.

Modules	Technologie	Site	Durée d'exposition (années)	Paramètres initiaux	Valeur
A	Monocristallin	Dakar	1,3	P_{max} (W)	145
				V_{max} (V)	17,9
				I_{max} (A)	8,1
				V_{co} (V)	22,7
				I_{cc} (A)	8,5
				FF (%)	75,14
B	Polycristallin	Diourbel	3,4	P_{max} (W)	230
				V_{max} (V)	29,2
				I_{max} (A)	7,88
				V_{co} (V)	36,6
				I_{cc} (A)	8,44
				FF (%)	74,48
C	Monocristallin	Dakar	4	P_{max} (W)	107
				V_{max} (V)	16,6
				I_{max} (A)	6,5
				V_{co} (V)	21
				I_{cc} (A)	7,5
				FF (%)	68
D	Polycristallin	Dakar	4	P_{max} (W)	114
				V_{max} (V)	17,5
				I_{max} (A)	6,5
				V_{co} (V)	21,8
				I_{cc} (A)	7,5
				FF (%)	70

Tableau III- 18.Caractéristiques des modules photovoltaïques étudiés.

Dans la suite, nous présentons les principaux résultats obtenus à partir des mesures effectuées sur les différents modules.

III.6.2.2. Evolution des courbes I-V et P-V

La Figure III-22 montre une comparaison des courbes I-V et P-V des quatre modules photovoltaïques étudiés entre l'état initial (première mise sous exposition) et après quelques années de fonctionnement sous environnement sahélien.

Les mesures sont effectuées dans les conditions STC (conditions standards de test). On peut remarquer que les allures des courbes I-V et P-V sont conformes avec celles d'un module PV en

fonctionnement normal [Mun_11]. Cependant, on peut noter un changement dans les courbes après quelques années d'exposition. En effet, les valeurs de I_{cc} , I_{max} , V_{max} et P_{max} (courbes en rouge) sont décalés par rapport aux valeurs initiales (courbes en noire). Ce changement reflète une dégradation (diminution) des paramètres concernés. Cette dégradation globale constatée est beaucoup plus élevée pour les modules C (mc-Si) et D (pc-Si) qui ont une durée d'exposition plus longue de 4 années.

La section suivante présente la dégradation globale (DG) et le taux annuel de dégradation (TAD) pour les différents paramètres de performance du module PV (P_{max} , V_{max} , I_{max} , V_{co} , I_{cc} et FF) pour chacun des quatre modules PV présentés.

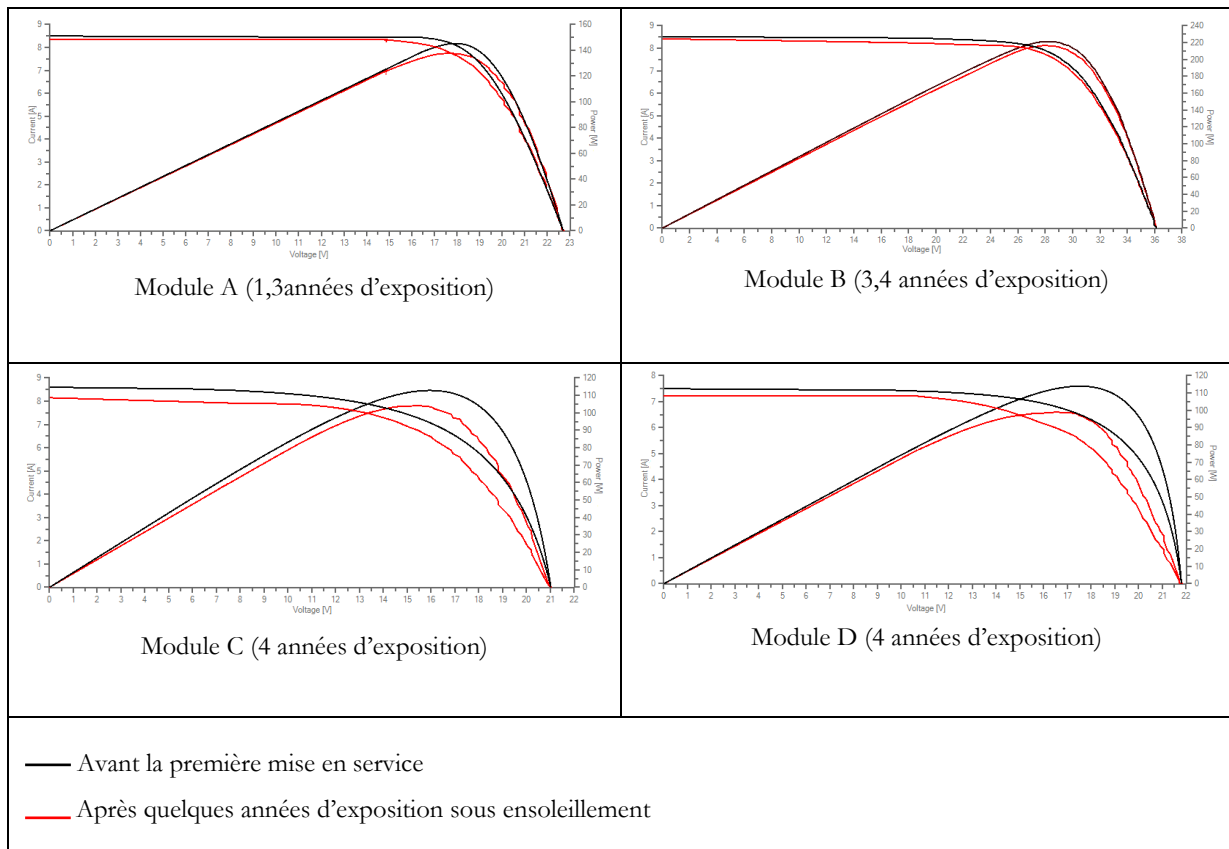


Figure III- 22. Les caractéristiques I-V and P-V des 4 modules PV avant et après quelques années d'exposition.

III.6.2.3. Dégradation des paramètres de performance

La dégradation des paramètres de performance est déterminée à partir des relations Eq.3-12 et Eq.3-13. Le Tableau III-19 présente la dégradation globale (DG) et le taux annuel de dégradation (TAD) pour chaque paramètre.

Les taux annuels de dégradation des quatre modules photovoltaïques pour tous les paramètres de performance étudiés sont comparés sur la Figure III-23. Une valeur négative signifie une dégradation de performance dans le temps. On note que la tension en circuit ouvert (V_{co}) a un

taux annuel de dégradation quasi nul pour tous les modules PV. Les modules A et B qui ont été exposés moins longtemps (1,3 et 3,4 années) présentent les taux annuels de dégradation les plus faibles pour tous les paramètres. Le module A présente le taux de dégradation de la puissance la plus faible inférieur à 0,5%/an. Tous les autres modules présentent une dégradation de puissance supérieure à 1,5%/an : B (1,62%/an), C et D (2,96%/an). Après quatre années de fonctionnement, les deux modules de technologies différentes C et D présentent le même taux de dégradation de 2,96%/an. Néanmoins les autres paramètres de performance tels que V_{max} , I_{max} , I_{cc} et FF, les taux de dégradation diffèrent. En effet, la dégradation est plus élevée pour V_{max} et I_{cc} pour le module C, tandis que pour le module D le taux de dégradation est plus élevé pour I_{max} et FF.

Modules	Technologie	Durée d'exposition (années)	Paramètres	Dégradation Globale (%)	Taux annuel de dégradation (%)
A	Monocristallin	1,3	P_{max} (W)	-0,28	-0,22
			V_{max} (V)	-0,39	-0,30
			I_{max} (A)	-0,49	-0,38
			V_{co} (V)	0,04	0,03
			I_{cc} (A)	-0,35	-0,27
			FF (%)	-0,67	-0,51
B	Polycristallin	3,4	P_{max} (W)	-5,49	-1,62
			V_{max} (V)	-3,97	-1,17
			I_{max} (A)	-1,65	-0,49
			V_{co} (V)	-0,11	-0,03
			I_{cc} (A)	-1,30	-0,38
			FF (%)	-3,21	-0,94
C	Monocristallin	4	P_{max} (W)	-11,97	-2,99
			V_{max} (V)	-8,80	-2,20
			I_{max} (A)	-4,31	-1,08
			V_{co} (V)	0,05	0,01
			I_{cc} (A)	-4,80	-1,20
			FF (%)	-7,69	-1,92
D	Polycristallin	4	P_{max} (W)	-11,84	-2,96
			V_{max} (V)	-5,94	-1,49
			I_{max} (A)	-6,00	-1,50
			V_{co} (V)	0,05	0,01
			I_{cc} (A)	-3,07	-0,77
			FF (%)	-9,46	-2,36

Tableau III- 19. Dégradation des paramètres de performance des 4 modules cristallins après quelques années d'exposition.

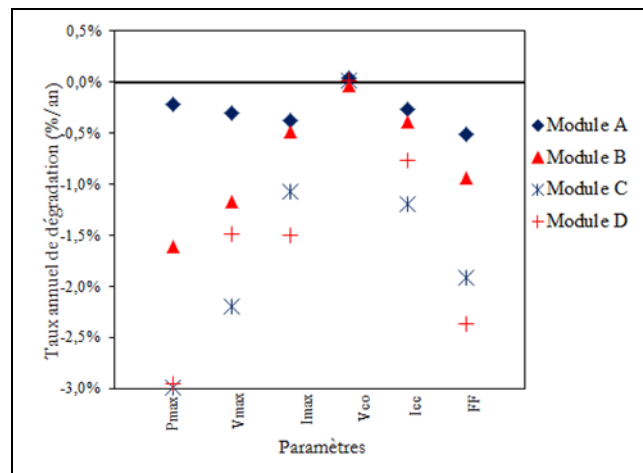


Figure III- 23. Comparaison des taux annuels de dégradation des paramètres de performance des quatre modules PV.

Ces résultats montrent qu'il n'y a aucune corrélation entre le taux de dégradation et la technologie du module photovoltaïque.

Cependant, cette étude présente quelques faiblesses :

- Les modules ne sont pas tous de même technologie,
- La durée d'exposition n'est pas la même pour tous les modules,
- Les modules ne sont pas du même constructeur,
- Un des modules (B) n'est pas exposé sur le même site,
- Le nombre de modules est faible.

L'étude suivante est réalisée afin de tenir compte de toutes ces faiblesses pour l'étude de la corrélation entre la dégradation et la technologie du module.

III.6.3. Etude comparative de la dégradation de modules cristallins identiques

Nous avons étudié l'évolution de la dégradation des caractéristiques de seize modules PV en silicium polycristallin identiques comme le montre la Figure III-24. Ils sont exposés sur le même site de Kawsara Fall à 50 km de Dakar pendant la même durée de quatre ans et huit mois correspondant à 4,6 ans. Ils présentent les mêmes spécifications techniques comme le présente le Tableau III-20.

L'objectif de cette section est d'étudier une corrélation éventuelle entre le processus de dégradation des caractéristiques d'un module PV et la technologie celui-ci.



Figure III- 24. Les seize modules polycristallins installés sur le site Kawsara Fall.

Technologie	Fabricant	Référence	Paramètres	Valeurs
Silicium polycristallin	Sharp	ND-123UJF	$P_{max}(W)$	123
			$V_{max}(V)$	17,2
			$I_{max}(A)$	7,12
			$V_{co}(V)$	21,8
			$I_{cc}(A)$	7,99
			FF(%)	71

Tableau III- 20 . Spécifications techniques des seize modules PV.

La méthode par l'analyseur de modules présentée à la section III.6 est utilisée pour déterminer la dégradation globale et le taux annuel de dégradation des caractéristiques de performance (P_{max} , I_{cc} , I_{max} , V_{max} , V_{co} et FF) de chacun des seize modules. Le Tableau III-21 présente les résultats obtenus.

N° Module	P_{max}		V_{max}		I_{max}		V_{co}		I_{cc}		FF	
	DG (%)	TAD (%)	DG (%)	TAD (%)	DG (%)	TAD (%)	DG (%)	TAD (%)	DG (%)	TAD (%)	DG (%)	TAD (%)
1	-3,9	-0,85	1,51	0,33	-4,92	-1,07	-0,14	-0,03	-9,01	-1,96	5,63	1,22
2	-8,7	-1,90	5,06	1,10	-12,78	-2,78	-0,05	-0,01	-15,89	-3,46	7,04	1,53
3	-3,76	-0,82	0,06	0,01	-3,37	-0,73	0,09	0,02	-6,88	-1,50	2,82	0,61
4	-2,65	-0,58	0,35	0,08	-2,53	-0,55	-0,09	-0,02	-5,76	-1,25	2,82	0,61
5	-1,76	-0,38	1,05	0,23	-2,25	-0,49	-0,05	-0,01	-5,51	-1,20	2,82	0,61
6	-2,62	-0,57	-0,41	-0,09	-1,69	-0,37	-0,09	-0,02	-5,13	-1,12	1,41	0,31
7	-1,64	-0,36	0,12	0,03	-1,26	-0,27	-0,14	-0,03	-4,88	-1,06	2,82	0,61
8	-2,07	-0,45	0,76	0,16	-2,39	-0,52	-0,14	-0,03	-3,88	-0,84	1,41	0,31
9	-4,96	-1,08	1,51	0,33	-5,90	-1,28	0,00	0,00	-8,89	-1,93	4,23	0,92
10	-8,49	-1,85	-0,29	-0,06	-7,87	-1,71	0,00	0,00	-12,02	-2,61	2,82	0,61
11	-5,65	-1,23	0,23	0,05	-5,34	-1,16	-0,14	-0,03	-9,14	-1,99	2,82	0,61
12	-7,02	-1,53	0,93	0,20	-7,30	-1,59	0,00	0,00	-10,51	-2,29	2,82%	0,61
13	-5,04	-1,10	-0,99	-0,21	-3,65	-0,79	-0,14	-0,03	-8,39	-1,82	2,82	0,61
14	-5,17	-1,12	0,58	0,13	-5,20	-1,13	0,00	0,00	-9,01	-1,96	4,23	0,92
15	-16,77	-3,65	-3,26	-0,71	-13,48	-2,93	0,00	0,00	-14,52	-3,16	-2,82	-0,61
16	-9,20	-2,00	-2,50	-0,54	-6,46	-1,40	0,00	0,00	-9,26	-2,01	-1,41	-0,31

Tableau III- 21. Dégradation globale (DG) et le taux annuel de dégradation (TAD) des seize modules après 4,6 années d'exposition.

Après avoir déterminé la dégradation des différentes caractéristiques de performance de chacun des seize modules, nous avons comparé les résultats obtenus pour chaque paramètre et pour tous les modules. La Figure III-25 montre la comparaison entre les différents taux annuels de dégradation des caractéristiques de performance des seize modules.

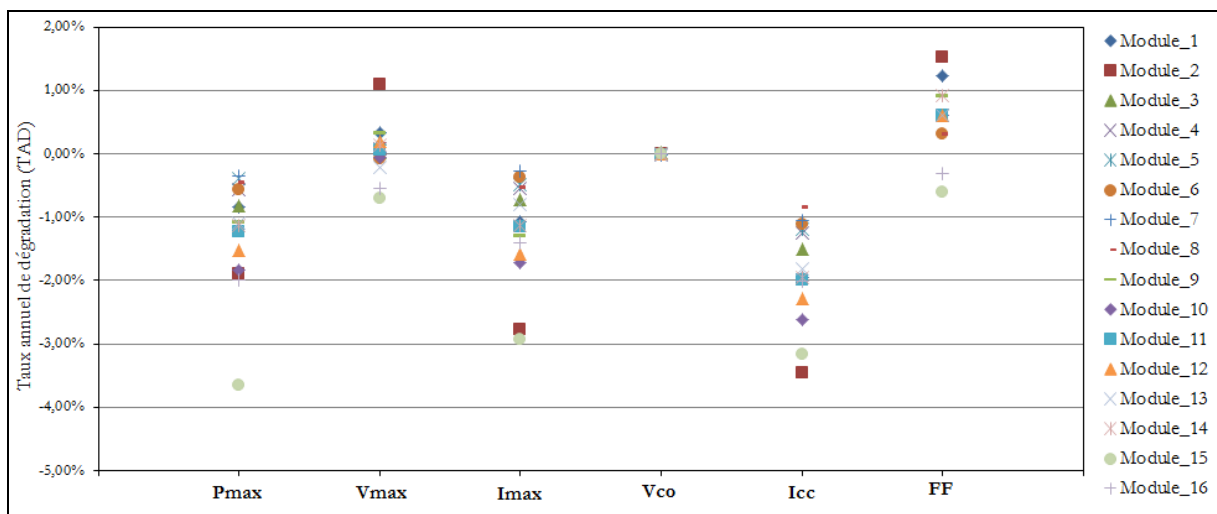


Figure III- 25. Comparaison des taux annuels de dégradation des paramètres de performance des seize modules PV exposés sur le site de Kawsara Fall pendant 4,6 années.

Le constat général qui découle de cette étude montre que le taux annuel de dégradation (TAD) des caractéristiques de performance pour les modules identiques de même âge et ayant fonctionné pendant la même durée sous les mêmes conditions n'est pas constant.

Seule la tension en circuit ouvert présente un TAD identique pour tous les modules. On peut également noter que la tension en circuit ouvert ne présente pratiquement pas de dégradation pour tous les modules après quatre années et six mois de fonctionnement.

Pour la puissance maximale, le taux annuel de dégradation présente une moyenne de 1% sur les seize modules à l'exception du module 15 avec un TAD de 3,65%.

Le courant de court-circuit a un taux annuel de dégradation qui varie de 0,8% à 3,16%. Cependant le facteur de forme présente généralement un taux annuel de dégradation positif à l'exception des modules 15 et 16.

De cette étude, nous pouvons retenir, d'une part, que la tension en circuit ouvert est le paramètre de performance le moins sensible à la dégradation. D'autre part que des modules de même technologie sous le même environnement peuvent ne pas avoir la même durée de vie.

III.6.4. Dégradation de modules photovoltaïques exposés en zone maritime

Dans le cadre de nos travaux de thèse, nous avons étudié la dégradation de modules photovoltaïques exposés sous un environnement marin. La dégradation de la puissance qui est le paramètre généralement considéré pour quantifier la dégradation d'un module PV est évaluée [Ndi_13a]. L'étude a porté sur quatre modules identiques deux à deux qui sont installés dans un environnement marin à Yoff sur la côte dakaraise en face de la mer comme on peut les voir sur la Figure III-26.



Figure III- 26. Modules exposés sous environnement marin.

Les caractéristiques techniques des quatre modules exposés en milieu marin pendant une durée de deux ans et six mois sont données dans le Tableau III-22.

N° Modules	Technologies	Fabricant	Référence	Site	Durée d'exposition	Paramètres	Valeurs
1 et 2	Monocristallin	Phonosolar	SP240-20/U	Yoff	2,5 ans	$P_{max}(W)$	240
						$V_{max}(V)$	30
						$I_{max}(A)$	8
						$V_{co}(V)$	37,6
						$I_{cc}(A)$	8,45
						FF(%)	75
3 et 4	Polycristallin	Renesolar	JC230M-24Bb-a	Yoff	2,5ans	$P_{max}(W)$	230
						$V_{max}(V)$	29,1
						$I_{max}(A)$	7,9
						$V_{co}(V)$	37,3
						$I_{cc}(A)$	8,27
						FF(%)	74,5

Tableau III- 22. Caractéristiques techniques des modules exposés en milieu marin.

La dégradation de la puissance maximale des quatre modules est évaluée à partir de la méthode basée sur l'analyseur de modules photovoltaïques présentée à la section III.6.1. Les résultats consignés dans le Tableau III-23 montrent que le taux annuel de dégradation de la puissance est plus élevé pour les modules polycristallins. Pour les modules monocristallins la dégradation annuelle tourne autour de 1%.

Pour le milieu marin, on remarque également, comme dans l'étude précédente portant sur seize modules identiques, que la dégradation des modules photovoltaïques identiques soumis aux mêmes conditions n'est pas constante.

N° Modules	Technologie	Puissance maximale (P_{max})	
		Dégradation globale (DG)	Taux annuel de dégradation (TAD)
1	Mono	-2,35%	-0,94%
2	Mono	-2,52%	-1,01%
3	Poly	-13,17%	-5,27%
4	Poly	8,38%	-3,35%

Tableau III- 23. Dégradation des quatre modules exposés en milieu marin après deux ans et six mois de fonctionnement.

III.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté la plateforme de mesures en vue de l'étude de la dégradation des modules photovoltaïques. Les mesures collectées pendant une année complète et relatives aux paramètres environnementaux (température ambiante, température du module, ensoleillement et humidité) et électriques des modules à des durées d'exposition variables

(courant de court-circuit, tension en circuit ouvert et puissance maximale) ont été présentées. Deux méthodes d'évaluation de la dégradation des paramètres de performance des modules PV ont été présentées.

L'une des méthodes est basée sur la standardisation des paramètres mesurés sous conditions de fonctionnement réelles. Elle a été appliquée à l'un des modules de la plateforme pour évaluer la dégradation de ses caractéristiques après une année de fonctionnement.

La deuxième méthode est basée sur l'utilisation d'un analyseur de modules PV en l'occurrence le IV-400. Elle a été appliquée à l'étude de la dégradation de l'essentiel des modules étudiés dans cette thèse. Les modules étudiés ayant fonctionné entre un an et demi et quatre ans ont présenté une dégradation moyenne de 3,65% avec une nette variation d'un module à un autre et d'une technologie à une autre.

Les résultats ont montré qu'il n'y a pas de corrélation directe entre la dégradation du module et la technologie employée. Chaque module présente un comportement qui lui est propre y compris pour une même technologie.

Cependant, des études sur une plus longue durée d'exposition s'imposent pour mieux étayer les résultats obtenus en vue de leur généralisation sur notre zone d'étude située en milieu sahélien avec une influence de la mer.

Les conditions de fonctionnement dominantes des modules sur notre site d'étude ont été étudiées. Les modules fonctionnent à 50% de l'année entre 30°C et 65°C. Pour l'humidité, ils sont entre 65% et 98% pendant 60% de l'année. Ces conditions de fonctionnement des modules dans la zone d'étude devraient être prises en compte dans leur qualification et l'évaluation de leur durée de vie lorsque ces derniers doivent être exposés dans un tel environnement.

Cet environnement d'étude est également caractérisé par de forts et fréquents dépôts de poussière sur la surface des modules. Le chapitre suivant sera consacré à l'impact de ces dépôts de poussière sur les caractéristiques de performance des modules photovoltaïques.

Chapitre IV

**Impact de la poussière sur les caractéristiques
électriques de performance des modules
photovoltaïques**

Chapitre IV

Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance des modules PV

IV.1. Introduction

Une des contraintes majeures liées aux conditions de fonctionnement des systèmes photovoltaïques en milieu sahélien, en plus des hautes températures, est relative aux dépôts de poussière sur la surface des modules. En effet, le sahel est caractérisé par de fréquents et permanents épisodes de tempête de sable. Cependant, les avis restent encore partagés sur l'impact significatif sur la production des modules photovoltaïques. Néanmoins, nous n'avons pas encore recensé de travaux de recherche effectués pour mettre en évidence l'impact de la poussière sur les caractéristiques de performance des modules PV en milieu sahélien. Ce chapitre est consacré à l'étude de l'impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance des modules photovoltaïques cristallins. La corrélation entre la quantité de poussière en dépôt à la surface du module PV et la variation de ses caractéristiques de performance est étudiée dans ce chapitre.

IV.2. Etat de l'art

L'accumulation des particules de poussière sur la surface du module PV peut affecter grandement sa performance surtout dans les zones désertiques. Cependant, les régions désertiques sont les plus adaptées à la production d'électricité photovoltaïque en raison de la disponibilité abondante du rayonnement solaire tout au long de l'année. Aujourd'hui, l'idée de mettre en place de vastes champs photovoltaïques dans les pays sahéliens en vue de l'exportation de l'énergie produite vers d'autres pays est en cours de discussion [EPI_11]. L'accumulation de poussière sur la surface du panneau PV dépend de différents paramètres comme l'inclinaison du module PV, le type d'installation, l'humidité.

Hottel et Woertz ont été parmi les premiers à travailler sur l'impact de la poussière sur les systèmes solaires [Hot_42]. Ils ont enregistré une dégradation maximale des performances de 4,7%, avec une perte moyenne de rayonnement solaire incident inférieure à 1%. Une autre étude de l'accumulation de la poussière sur un système photovoltaïque installé dans un village près de Riyad a montré une réduction de 32% de la performance au bout de huit mois sans que les modules ne soient nettoyés [Sal_88]. 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 [Wak_81]. En outre, l'étude a également indiqué que l'influence de la poussière sur les performances PV serait plus élevée pendant les saisons sèches de l'année. Dans une autre étude sur les effets de la poussière sur le module photovoltaïque à Palo Alto, en Californie, il a été montré que l'accumulation de la poussière sur les modules photovoltaïques a provoqué une réduction de 2% du courant de court-circuit par rapport à celui des modules propres [Kat_11]. Shaharin et al. ont trouvé que la réduction de la puissance due au dépôt de la poussière sur le module PV peut aller jusqu'à 18% [Sha_11].

La perte de puissance due à la poussière est fonction du type de poussière, du temps écoulé depuis la dernière pluie et du calendrier de nettoyage [Kym_09]. Detrick et al. avancent que la perte moyenne annuelle de puissance d'un module photovoltaïque varie de 1% à 4% [Det_05]. 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 [Ham_97]. Dans une étude plus récente effectuée en Crète, la perte moyenne annuelle de puissance due à la poussière était de 5,86%, avec 4 % à 5% pendant l'hivernage et 6 % à 7% en été [Kym_09]. Une étude a été réalisée sur des systèmes photovoltaïques installés en Egypte en comparant l'énergie produite par un module propre et un module qui a été exposé à la poussière pendant une période d'une année et un module qui a été exposé à la poussière mais nettoyé tous les deux mois. 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 [Ibr_09].

Pour un utilisateur d'un système photovoltaïque, il serait intéressant de savoir à quelle fréquence le module doit être nettoyé. Dans le cas où le nettoyage fréquent n'est pas possible, il est important de connaître la perte de performance due à la poussière pour en tenir compte. L'étude sur les effets de la poussière sur les modules PV aiderait également dans le choix de la technologie, du type et de l'emplacement des modules.

IV.3. Impact sur les caractéristiques de performance

L'étude de l'influence des dépôts de poussière sur les modules photovoltaïques porte sur les caractéristiques électriques de performance tels que : les courbes I-V et P-V, la tension en circuit-ouvert (V_{co}), le courant de court-circuit (I_{cc}), le facteur de forme (FF), la puissance maximale (P_{max}) et le coefficient de conversion (η).

IV.3.1. Principe de l'étude

Nous avons commencé notre étude par une mise en évidence de l'impact de la poussière sur les performances des modules photovoltaïques. Cet impact est évalué par la variation des

paramètres de performance considérés après une accumulation de poussière à la surface du module PV.

Notre approche consiste à comparer la valeur normalisée des paramètres du module lorsque celui-ci est bien nettoyé et dépourvu de tout dépôt de poussière avant son exposition et après un temps d'exposition (semaine, mois, années) sans nettoyage.

D'abord, le module est caractérisé dans les conditions initiales pour s'assurer de son bon fonctionnement et afin de déterminer la valeur des paramètres relatives au module propre. Ensuite, il est exposé dans les conditions de fonctionnement réel pendant un temps correspondant à la durée de l'expérience sans être nettoyé durant celle-ci. Après la durée d'exposition recherchée correspondant à une année dans notre étude, les caractéristiques sont mesurées à nouveau pour être comparées avec les valeurs initiales correspondant au début de l'expérience.

Les mesures des caractéristiques des modules avant et après les dépôts de poussière sont réalisées dans les conditions standards de test (STC). La Figure IV-1 présente l'organigramme relatif au principe utilisé dans cette étude.

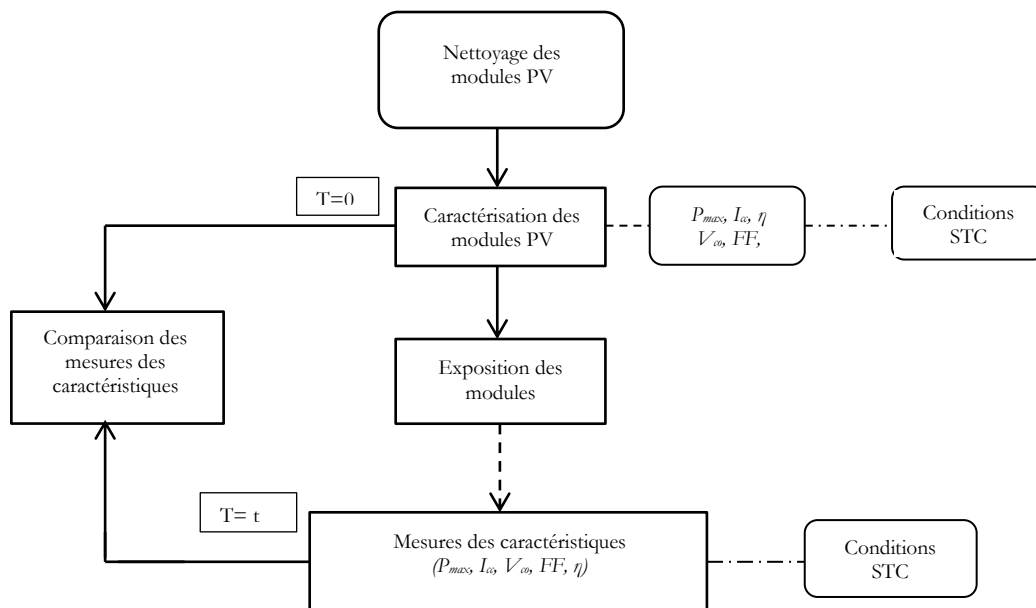


Figure IV- 1. Principe pour la mise en évidence de l'impact de la poussière sur les modules PV.

IV.3.2. Etude expérimentale

Dans cette étude, nous cherchons à déterminer l'impact des dépôts de poussière sur la surface des modules photovoltaïques sur leurs caractéristiques.

Nous avons utilisé deux modules photovoltaïques respectivement en monocristallin et en polycristallin. Pour éviter que d'autre phénomène de dégradation n'influe sur l'étude, nous avons utilisé des modules qui n'avaient jamais été utilisés auparavant.

L'étude a duré douze mois (une année) pendant lesquels les deux modules ont été exposés en conditions de fonctionnement réel sans être nettoyés.

Nous n'avons pas spécifié le type de poussière (calcaire, ciment, charbon, etc...) considéré dans cette étude ni la taille des particules de poussière. L'étude n'étant pas réalisée en conditions de laboratoire comme la plupart des travaux portant sur la question [Hot_42], [Kal_11] mais plutôt en fonctionnement réel sur site, il n'a pas été possible de faire une étude sur un type de poussière donné. Les caractéristiques des modules sont mesurées avec l'analyseur de modules PV présenté à la section III.6.1.1. du chapitre III. La Figure IV-2 présente les modules exposés depuis une année sous l'ensoleillement naturel sans être nettoyés.



Figure IV- 2. Modules exposés sous ensoleillement après un an sans nettoyage.

Les caractéristiques techniques des modules fournies par le constructeur sont données au Tableau IV-1.

Modules	Technologies	Constructeur	Référence	Paramètres	Valeurs
Module A	Silicium monocristallin	Bosch	SP36-145M	Puissance maximale (P_{max})	145 W
				Tension maximale (V_{max})	17.9 V
				Courant maximal (I_{max})	8.1 A
				Tension en circuit ouvert (V_{co})	22.7 V
				Courant de court-circuit (I_{cc})	8.5 A
				Facteur de forme (FF)	75,14%
Module B	Silicium polycrystalline	Bosch	S18-230	Puissance maximale (P_{max})	230 W
				Tension maximale (V_{max})	29.2 V
				Courant maximal (I_{max})	7.88 A
				Tension en circuit ouvert (V_{co})	36.6 V
				Courant de court-circuit (I_{cc})	8,44 A
				Facteur de forme (FF)	74.48 %

Tableau IV- 1. Spécifications techniques des modules PV.

IV.3.3. Présentation des résultats

Dans cette partie, nous présentons les résultats relatifs à la mise en évidence de l'impact de la poussière sur les courbes I-V et P-V, le courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert, le facteur de forme, la puissance maximale et le coefficient de conversion.

IV.3.3.1. Effet sur les courbes caractéristiques I-V et P-V

Les Figures IV-3 et IV-4 présentent respectivement les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) pour les deux modules photovoltaïques dans les trois conditions: conditions initiales, modules propres et modules avec une année d'accumulation de la poussière sur la surface. Les caractéristiques I-V et P-V correspondant aux conditions initiales et aux modules propres présentent clairement une forme normale pour les deux technologies ; monocristallin (a) et polycristallin (b). On peut noter que les courbes I-V et P-V correspondant aux modules propres après une année d'exposition sont presque confondus avec les courbes initiales pour les deux technologies. Cependant, une petite variation est à noter au niveau du courant de court-circuit (I_{cc}) et du courant maximum (I_{max}) pour la caractéristique I-V alors que la tension en circuit ouvert (V_{co}) ne montre aucune variation significative. Pour les caractéristiques P-V, une diminution de la puissance maximale (P_{max}) après un an d'exposition a été notée sur les deux technologies. Ces variations de I_{cc} , I_{max} et P_{max} sur les modules propres après un an de fonctionnement révèlent une dégradation des modules probablement due à d'autres paramètres tels que la température, l'humidité, la radiation UV [Ndi_13b]. En effet, la performance des modules PV varie selon les conditions climatiques et se dégrade peu à peu au fil du temps [Ade_05], [San_11], [Ost_06].

De même, on peut noter que les caractéristiques I-V et P-V des modules sont fortement modifiées après un an d'exposition sans nettoyage.

Les caractéristiques I_{cc} , V_{max} et P_{max} présentent d'importantes diminutions qui seront quantifiées dans la section suivante. La déformation anormale constatée sur les courbes I-V et P-V pour les deux technologies sont principalement dues à l'accumulation de la poussière durant une année sur la surface des modules. En effet, la poussière induit un ombrage généralement non uniforme sur la surface des modules PV et ainsi les chaînes de cellules photovoltaïques ne reçoivent plus la même intensité d'ensoleillement. Par conséquent, ils n'ont plus le même comportement et les caractéristiques I-V et P-V de modules se retrouvent modifiées.

L'ombrage non uniforme du module P-V va induire le phénomène de « mismatch » observé sur les caractéristiques I-V et P-V comme le montrent les Figures IV-3 et IV-4 [Moh_13]. La section suivante est consacrée à l'évaluation de l'impact de la poussière sur les caractéristiques de modules

photovoltaïques tels que: la tension en circuit ouvert (V_{co}), le courant de court-circuit (I_{cc}), la puissance maximale (P_{max}), le facteur de forme (FF) et le coefficient de conversion (η).

La modification des caractéristiques I-V et P-V est beaucoup plus forte pour la technologie monocristalline comparée à celle du module polycristallin alors que les deux modules sont exposés dans les mêmes conditions et pendant la même durée d'un an.

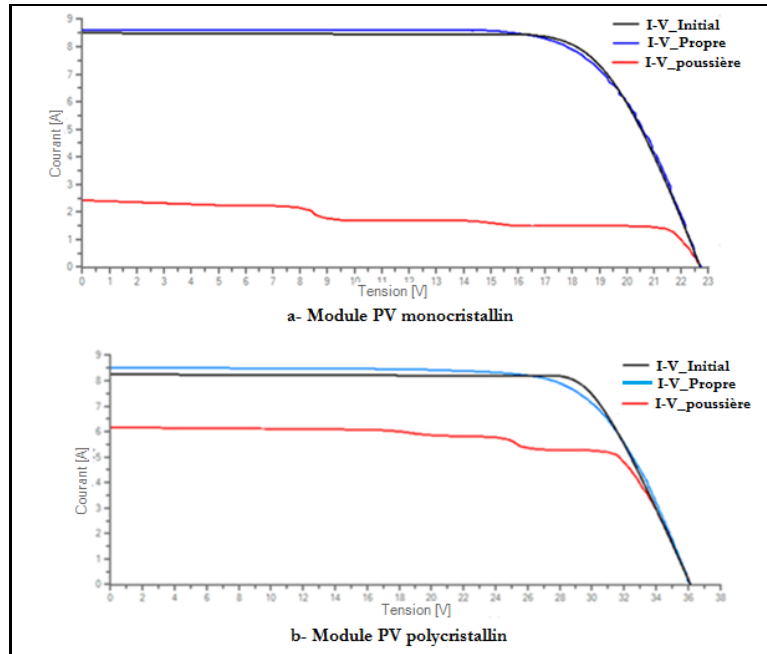


Figure IV- 3. Caractéristiques I-V des modules propres et avec dépôt de poussière après un an d'exposition sans nettoyage.

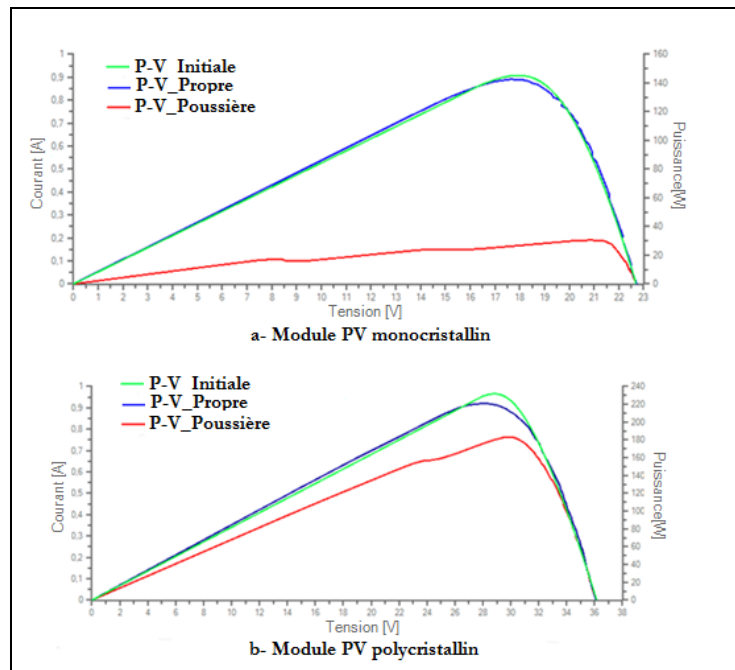


Figure IV- 4. Caractéristiques I-V des modules propres et avec dépôt de poussière après un an d'exposition sans nettoyage.

IV.3.3.2. Effet sur les caractéristiques de performance

IV.3.3.2.1. Variation du coefficient de conversion des modules

Dans l'étude d'impact de la poussière sur les caractéristiques de performance des modules, nous avons également considéré le coefficient de conversion qui constitue un paramètre déterminant pour l'évaluation des performances.

Les mesures sont réalisées à partir de l'analyseur de modules photovoltaïques « IV-400 » qui ne permet pas de mesurer le coefficient de conversion. Nous l'avons déterminé pour les deux modules au début de l'expérience et après un an d'exposition sans nettoyage par la relation Eq.4-1 suivante.

$$\eta = \frac{P_{\max}}{S \times E} \times 100 \quad \text{Eq.4-1}$$

P_{\max} (W), E (W/m²) et S (m²) représentent respectivement la puissance maximale du module, l'ensoleillement incident et la surface du module.

Le Tableau IV-2 donne les coefficients de conversion avant et après exposition pour les deux technologies étudiées. Les valeurs sont relatives aux conditions standards de test ($E=1000\text{W}/\text{m}^2$) pour tous les cas considérés

	Monocristallin	Polycristallin
Module propre (état initial)	12,5%	9,8%
Module propre (après un an d'exposition)	12,43%	9,6%
Module avec dépôt de poussière (après un an d'exposition)	6,7%	7,74%
Variation ($\Delta\eta$)	46,4%	21,2%

Tableau IV- 2. Coefficients de conversion des modules avant et après exposition.

On constate que le coefficient de conversion mesuré sur les modules propres diminue au bout d'un an d'exposition. Cette diminution de 0,07% et 0,2% respectivement pour le monocristallin et le polycristallin n'est pas significative et est due à la dégradation naturelle des propriétés (absorption, transmissivité) du verre et de l'encapsulant du module [Ndi_13a].

La diminution du coefficient de conversion notée sur les modules non nettoyés pendant une année reste assez élevée pour les deux technologies comme le montre le Tableau IV-2 avec respectivement 46,4% et 21,2% pour le monocristallin et le polycristallin. Le constat qui ressort de cette étude nous permet d'avancer que le coefficient de conversion du module monocristallin est plus affecté par les dépôts de poussière que celui du module polycristallin. En effet, les deux modules sont mis dans les mêmes conditions durant toute l'expérience qui a duré une année, les mesures ont été réalisées dans les mêmes conditions standards de test (STC) avec le même dispositif (IV-400). Les deux modules bien qu'étant de technologies différentes sont du même constructeur mais ne présentent pas les mêmes caractéristiques nominales.

Pour améliorer l'étude, nous allons, dans la section suivante, évaluer la variation des autres caractéristiques électriques de performance induite par les dépôts de poussière.

IV.3.3.2.2. Variation des caractéristiques électriques

Dans la section IV.3.3, l'impact de la poussière sur les caractéristiques I-V et P-V des modules après un an d'exposition sans nettoyage a été présenté. Cette partie présente les résultats de l'évaluation de cet impact sur le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension en circuit ouvert (V_{co}), la puissance maximale (P_{max}) et le facteur de forme (FF).

Le Tableau IV-3 présente la variation des différentes caractéristiques après une année d'exposition des modules sans nettoyage.

Modules	Paramètres	Valeurs initiales	Modules propres après un an d'exposition	Modules après un an d'exposition sans nettoyage	Variation absolue	Variation relative (%)
Monocristallin	P_{max} (W)	145	144,59	32,17	-112,42	-77,75
	V_{co} (V)	22,7	22,66	22,61	-0,05	-0,22
	I_{cc} (A)	8,5	8,47	2,09	-6,38	-75,32
	FF (%)	75,14	74	60	-0,13	-17,98
Polycristallin	P_{max} (W)	230	217,37	178,19	-39,18	-18,02
	V_{co} (V)	36,6	36,26	36,16	-0,1	-0,27
	I_{cc} (A)	8,44	8,33	6,61	-1,72	-20,65
	FF (%)	74,48	72	71	-0,01	-2,01

Tableau IV- 3. Variation des paramètres des modules observée après un an d'exposition sans nettoyage.

Pour évaluer l'impact de la poussière sur les caractéristiques de performance des modules PV, nous calculons leur variation absolue et leur variation relative dans le cas où les modules n'ont pas été nettoyés pendant une année d'exposition et le cas où ils sont nettoyés après une année de fonctionnement sous le même environnement.

La Figure IV-5 montre la variation relative des différents paramètres pour les deux technologies étudiées.

On peut noter que les dépôts de poussière sur les modules diminuent fortement la puissance maximale pour les deux technologies avec 77% et 18% respectivement pour le monocristallin et le polycristallin. En effet, des études réalisées en Egypte ont montré que cette diminution de P_{max} due à la poussière pouvait atteindre 35% après seulement deux mois sans nettoyage des modules photovoltaïques [Ibr_09]. Les résultats ont également montré que le courant de court-circuit (I_{cc}), le facteur de forme (FF) et le coefficient de conversion (η) sont affectés par les dépôts de poussière sur la surface des modules PV. En effet, nous constatons que le facteur de forme (FF) diminue de 2% pour le polycristallin et de 18% pour le monocristallin.

Cependant, la tension en circuit ouvert (V_{co}) n'est pas affectée par l'accumulation de poussière pour les deux technologies étudiées.

Dans cette étude, le constat général nous mène à dire que la technologie monocristalline serait plus sensible aux dépôts de poussière sur la surface des modules que la technologie polycristalline.

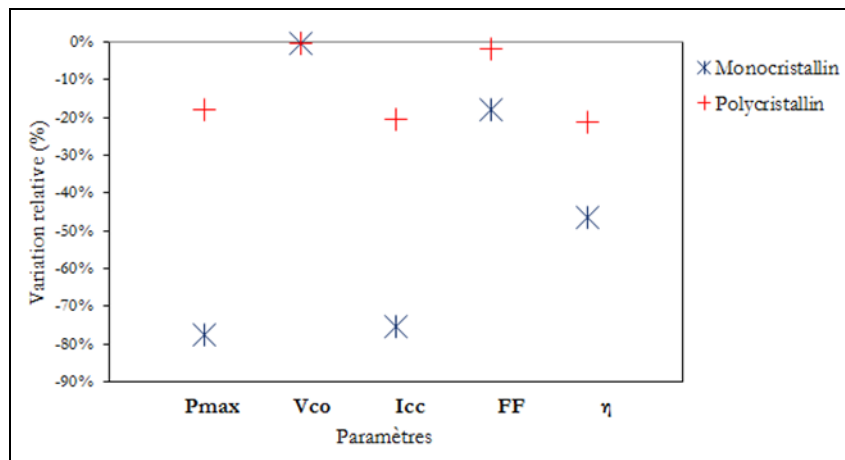


Figure IV- 5. Variation relative des caractéristiques des modules après un an d'exposition sans nettoyage.

Dans la suite de ces travaux, il sera pertinent d'étendre l'expérience sur un plus grand nombre de modules photovoltaïques de mêmes caractéristiques pendant une plus longue durée d'exposition.

La section suivante est consacrée à l'étude de la corrélation entre la densité de poussière et la variation des paramètres de performance des modules photovoltaïques.

IV.4. Etude de la corrélation entre la densité de poussière et la variation des caractéristiques de performance des modules

Dans cette étude, nous avons mis en place une expérience qui nous permet de suivre la variation des principales caractéristiques de performance tels que le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension en circuit ouvert (V_{co}), la puissance maximale (P_{max}) et le facteur de forme (FF) du module en fonction de la quantité de poussière déposée par unité de surface.

IV.4.1. Méthodologie

L'étude de la corrélation entre la densité de poussière et la variation des caractéristiques de performance a porté sur deux modules à l'état neuf, du même constructeur mais de technologies différentes.

Les deux modules neufs, après avoir été bien nettoyés sont caractérisés avant d'être exposés sous ensoleillement naturel dans les mêmes conditions (ensoleillement, température, humidité).

Les mesures sont réalisées par pas d'une semaine pendant six semaines d'exposition. Pendant toute la semaine, les paramètres moyens d'environnement tels que la vitesse du vent, l'ensoleillement, la température ambiante et l'humidité sont mesurés comme nous l'avons présenté dans la section III.3 du chapitre III.

La Figure IV-6 présente les différentes étapes de la méthodologie employée.

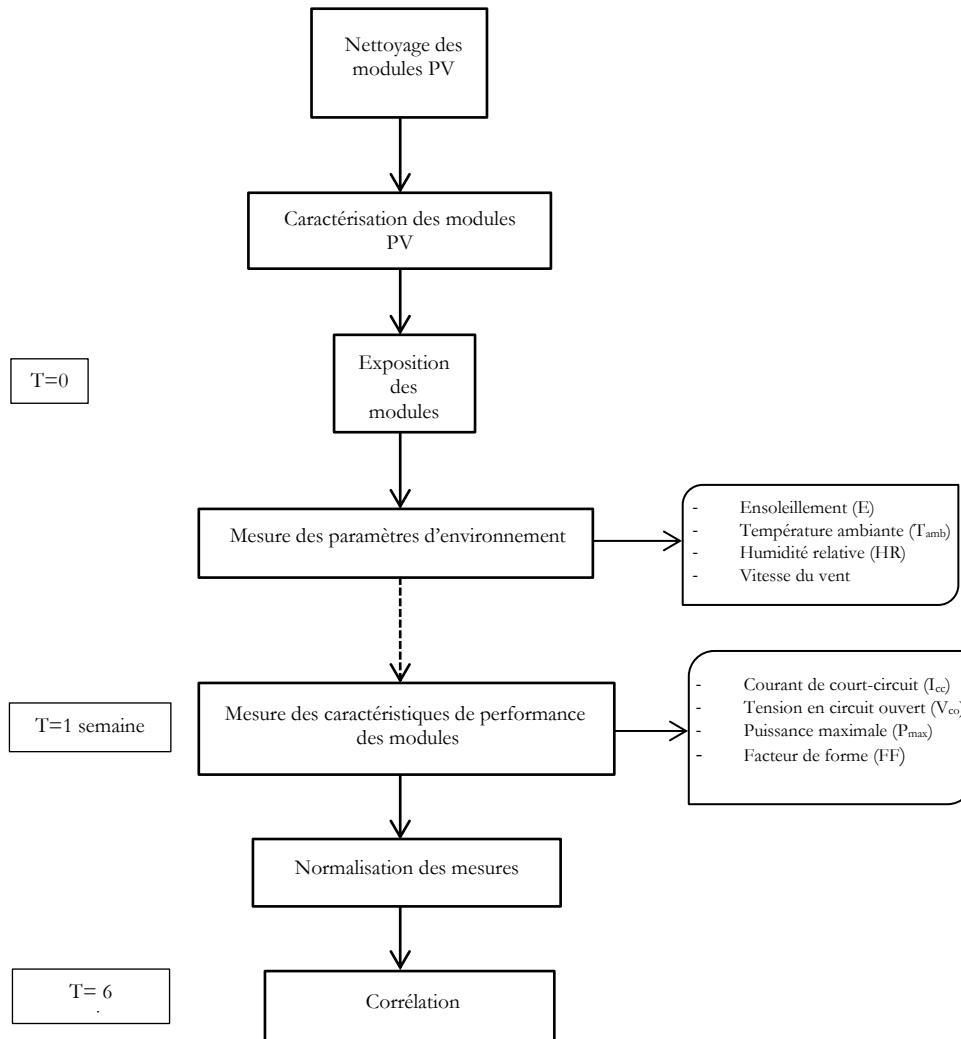


Figure IV- 6. Les différentes étapes de la méthodologie proposée.

A la fin de chaque semaine, les caractéristiques de performance des modules sont mesurées dans les conditions standards de test avec l'analyseur de modules PV (IV-400).

La densité de poussière en dépôt sur chaque module est également déterminée par une méthode que nous présentons dans la section suivante.

Ainsi, la valeur nominale de chaque paramètre est déterminée en prenant comme référence la valeur du paramètre mesurée sur le module propre au début de l'expérience. Cette valeur normalisée qui traduit la variation du paramètre est corrélée avec la densité de poussière déposée sur chaque module.

IV.4.1.1. Détermination de la densité de poussière

Pour mesurer la densité de poussière en dépôt sur les modules, deux options sont possibles. La première consiste à mesurer le poids du module nettoyé au début de l'expérience et celui du module avec les dépôts de poussière à la fin de l'expérience. La différence entre ces deux

mesures correspond au poids total de la poussière qui s'est déposée à la surface du module. Le rapport entre le poids de la poussière ainsi obtenu et la surface du module donne la densité des dépôts de poussière [Els_93]. Cependant cette technique nécessite une exposition de longue durée qui permettrait de collecter une quantité de poussière significative mesurable relativement au poids du module.

Nous avons opté pour la deuxième méthode qui consiste à utiliser deux lamelles de verre de 67 grammes exposées côte à côte de chaque module et avec la même inclinaison que celui-ci. Les lamelles sont identiques avec une surface de 10 cm² soit 10cm x 10cm. A la fin de chaque semaine, les lamelles sont pesées avec une balance de haute précision. Le poids de la poussière déposée sur le module est obtenu à partir du poids total de la lamelle avec le dépôt de poussière et du poids de la lamelle propre. Ainsi, on peut déterminer la densité de poussière déposée par centimètre carré (cm²).

IV.4.1.2. Présentation de la plateforme expérimentale

Les spécifications techniques des deux modules utilisées dans le cadre de cette étude sont données dans le Tableau IV-4.

L'utilisation des modules monocristallins et polycristallins permet également d'étudier la corrélation en fonction de la technologie.

Modules	Technologie	Fabriquant	Référence	Paramètres	Valeurs
1	Monocristallin	Tenesol	TE55-36P	P _{max} (W)	55
				V _{max} (V)	17,79
				I _{max} (A)	3,1
				V _{co} (V)	22
				I _{cc} (A)	3,3
				FF (%)	75
2	Polycristallin	Lorentz	LC50-12M	P _{max} (W)	50
				V _{max} (V)	17,1
				I _{max} (A)	2,9
				V _{co} (V)	21,7
				I _{cc} (A)	3,2
				FF (%)	72

Tableau IV- 4. Spécifications techniques des modules dans l'étude de corrélation.

Pour la détermination de la densité de poussière, une balance Kern de haute précision (Figure IV-7) a été utilisée dont les caractéristiques sont données au Tableau IV-5. Elle dispose d'un couvercle qui permet d'éviter des pertes durant la pesée des lamelles de collecte de la poussière.



Figure IV- 7. Balance utilisée pour la pesée des dépôts de poussière.

Fabricant	Référence	Plage	Précision	Résolution	Spécificités
Kern	Kern ABS / ABJ	1 mg – 220 g	1 mg	0,1 mg	Tarage automatique

Tableau IV- 5. Caractéristiques de la balance utilisée pour la pesée des dépôts de poussière. La plateforme expérimentale comportant les deux modules et les lamelles de collecte exposés est présentée sur la Figure IV-8.



Figure IV- 8. Plateforme expérimentale.

Chaque module est associé à deux lamelles de verre pour la collecte de la poussière. Une cellule de référence est installée sur la plateforme pour la mesure de l'ensoleillement global incident à la surface des modules. L'analyseur de modules PV «IV-400» permet de mesurer des caractéristiques de performance des modules.

IV.4.1.3. Paramètres caractéristiques de la période de mesure

L'expérience pour l'étude de la corrélation entre la densité de poussière et la variation des caractéristiques de performance des modules polycristallins et monocristallins a duré six semaines entre le 19 Avril et 31 Mai 2013.

Les principaux paramètres d'environnement mesurés pendant les six semaines sont présentés dans le Tableaux IV-6.

N° Semaine	Vitesse du vent (m.s ⁻¹)			Température ambiante (°C)			Humidité relative (%)			Ensoleillement (W.m ⁻²)	
	moy	max	min	moy	max	min	moy	max	min	moy	max
1	1,2	4,7	0,2	25,19	37,7	20	73,8	98,9	24,3	632	710
2	1,58	4,9	0,02	26,89	36,1	22,3	70,3	91,4	27,2	710	721
3	1,98	5,3	0,02	27,3	34	23,5	70,8	90	39,8	702	735
4	2,13	5,2	0,1	28	35	24	73	91	35	812	820
5	1,8	4,8	0,3	27	34	23	68	87	40	708	790
6	1,6	4,9	0,02	23	34	27	72	90	39	835	937

Tableau IV- 6. Paramètres caractéristiques des six semaines de mesure.

Pour une telle étude, il est nécessaire de déterminer les paramètres d'environnement de la période de mesure pour l'interprétation des résultats de la corrélation. Nous pouvons noter que les six semaines sont assez similaires relativement aux valeurs moyennes des différents paramètres d'environnement qui les caractérisent.

IV.4.1.4. Evaluation de la densité de poussière

La quantité de poussière déposée sur chaque lamelle est déterminée à la fin de chaque semaine. La quantité déposée sur chaque module est donnée par la moyenne des dépôts sur les deux lamelles de dix centimètres carrés (10 cm^2) qui lui sont associées.

Nous faisons l'hypothèse que la répartition de la poussière sur la surface du module est homogène. Le Tableau IV-7 et la Figure IV-9 présentent respectivement la densité de poussière et l'évolution de celle-ci durant l'expérience pour chaque module.

N° Semaine	Densité de poussière (mg/cm ²)	
	Module monocristallin	Module polycristallin
0	0	0
1	4,1	6,5
2	9,55	12,1
3	12,65	16,5
4	20,1	16,9
5	27,6	18,5
6	30,5	20,6

Tableau IV- 7. Densités de poussière mesurées sur les deux modules pendant les six semaines.

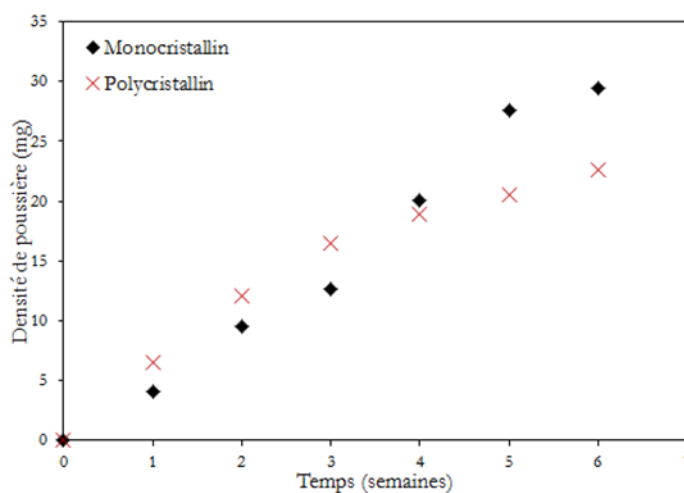


Figure IV- 9. Variation de la densité de poussière pendant six semaines.

L'accumulation de la poussière induit l'augmentation de sa densité dans le temps. L'évolution de cette densité est fortement dépendante des paramètres environnementaux tels que la vitesse du vent, la température ambiante, l'humidité.

Après la détermination de la densité de poussière, nous allons, dans la suite, étudier la corrélation entre celle-ci et la variation des caractéristiques des modules photovoltaïques.

IV.4.2. Variation des caractéristiques de performance avec la densité de poussière

Pour l'étude de la variation des caractéristiques de performance en fonction de la densité, nous avons considéré les valeurs normalisées des mesures. Pour chaque paramètre, la valeur correspondant au module propre avant le début de l'expérience est prise comme référence dans la normalisation. La valeur normalisée correspond au rapport entre la valeur relative au module avec un dépôt de poussière et la valeur relative au module nettoyé.

Toutes les mesures sont réalisées dans les conditions standards de test à partir de l'analyseur.

Le Tableau IV-8 donne les mesures normalisées pour chaque module pendant les six semaines.

N° Semaines	Paramètres	Monocristallin				Polycristallin			
		Propre	Poussière	Valeur Normalisée	Densité (mg)	Propre	Poussière	Valeur Normalisée	Densité (mg)
0	I _{cc} (A)	3,65	3,65	1,00	0	3,5	3,5	1,00	0
	V _{co} (V)	21,7	21,7	1,00		22	22	1,00	
	P _{max} (W)	48,05	48,05	1,00		57,85	57,85	1,00	
	FF(%)	61	61	1,00		75,13	75,13	1,00	
1	I _{cc} (A)	3,65	3,33	0,91	4,1	3,5	3,08	0,88	6,5
	V _{co} (V)	21,7	21,71	1,00		22	21,98	0,99	
	P _{max} (W)	48,05	46,01	0,96		57,85	50,87	0,88	
	FF(%)	61	63,57	1,04		75,13	75	1,00	
2	I _{cc} (A)	3,65	2,91	0,80	9,55	3,5	2,75	0,79	12,1
	V _{co} (V)	21,7	21,7	1,00		22	22,01	1,00	
	P _{max} (W)	48,05	40,94	0,85		57,85	45,13	0,78	
	FF(%)	61	63	1,03		75,13	74,86	1,00	
3	I _{cc} (A)	3,65	2,74	0,75	12,65	3,5	2,51	0,72	16,5
	V _{co} (V)	21,7	21,69	0,99		22	22,01	1,00	
	P _{max} (W)	48,05	38,71	0,81		57,85	41,86	0,72	
	FF(%)	61	65,18	1,07		75,13	75,06	1,00	
4	I _{cc} (A)	3,65	2,59	0,71	20,1	3,5	2,38	0,68	16,9
	V _{co} (V)	21,7	21,68	0,99		22	21,98	0,99	
	P _{max} (W)	48,05	36,6	0,76		57,85	39,52	0,68	
	FF(%)	61	65,1	1,07		75,13	75,01	1,00	
5	I _{cc} (A)	3,65	2,53	0,69	27,6	3,5	2,36	0,67	18,5
	V _{co} (V)	21,7	21,7	1,00		22	22,01	1,00	
	P _{max} (W)	48,05	36,17	0,75		57,85	38,33	0,66	
	FF(%)	61	65,8	1,08		75,13	75,07	1,00	
6	I _{cc} (A)	3,65	2,51	0,69	30,5	3,5	2,33	0,67	20,6
	V _{co} (V)	21,7	21,7	1,00		22	21,96	0,99	
	P _{max} (W)	48,05	35,53	0,74		57,85	38,59	0,67	
	FF(%)	61	64,8	1,06		75,13	75,2	1,00	

Tableau IV- 8. Résultats des mesures pendant les six semaines pour les deux technologies.

A partir des mesures présentées dans le Tableau IV-8, nous étudions la variation des différentes

caractéristiques de performance des modules normalisée $\frac{I_{cc\text{poussière}}}{I_{cc\text{propre}}}$, $\frac{V_{co\text{poussière}}}{V_{co\text{propre}}}$, $\frac{P_{\text{max}\text{poussière}}}{P_{\text{max}\text{propre}}}$, $\frac{FF_{\text{poussière}}}{FF_{\text{propre}}}$ des

deux technologies comme le montre les Figures IV-10, IV-11, IV-12 et IV-13.

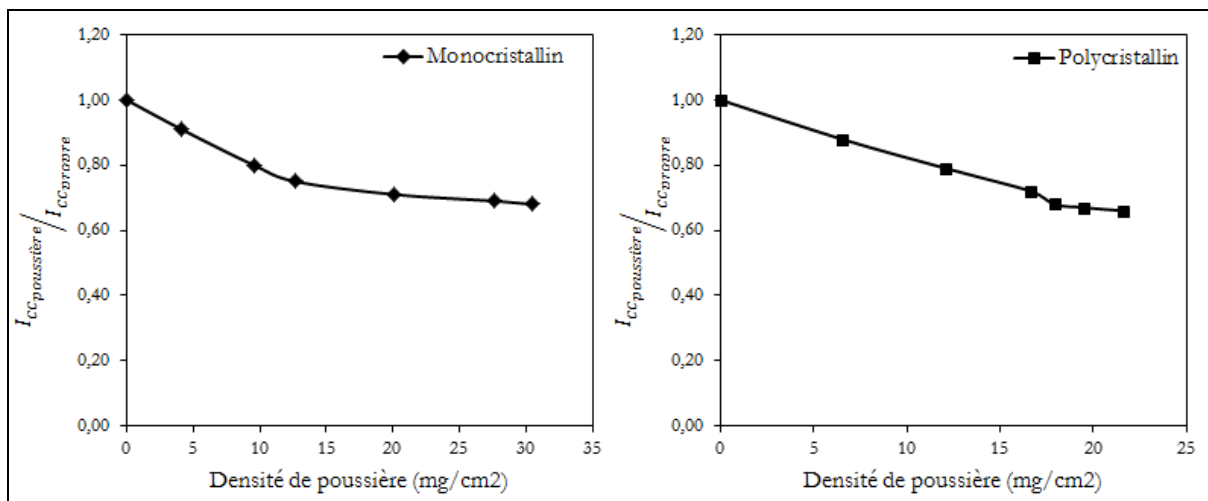


Figure IV- 10. Variation du courant de court-circuit normalisé en fonction de la densité de poussière.

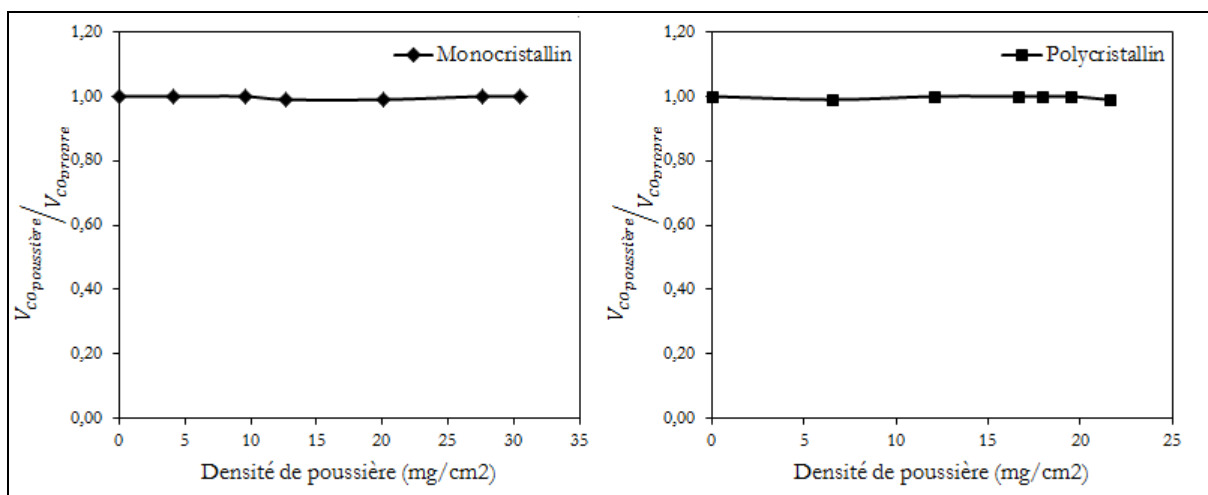


Figure IV- 11. Variation de la tension en circuit ouvert normalisée en fonction de la densité de poussière.

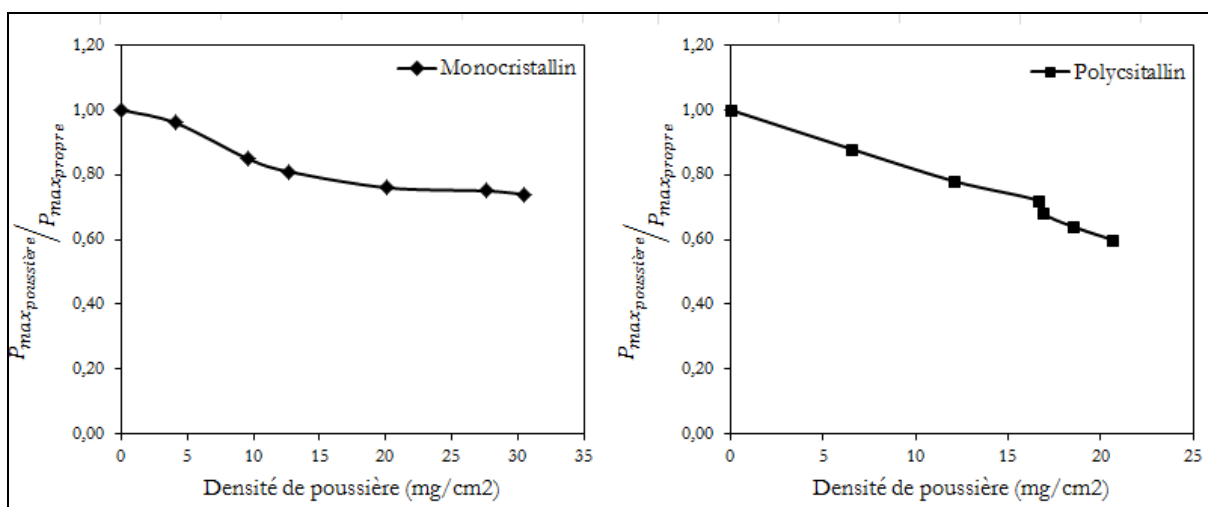


Figure IV- 12. Variation de la puissance normalisée en fonction de la densité de poussière.

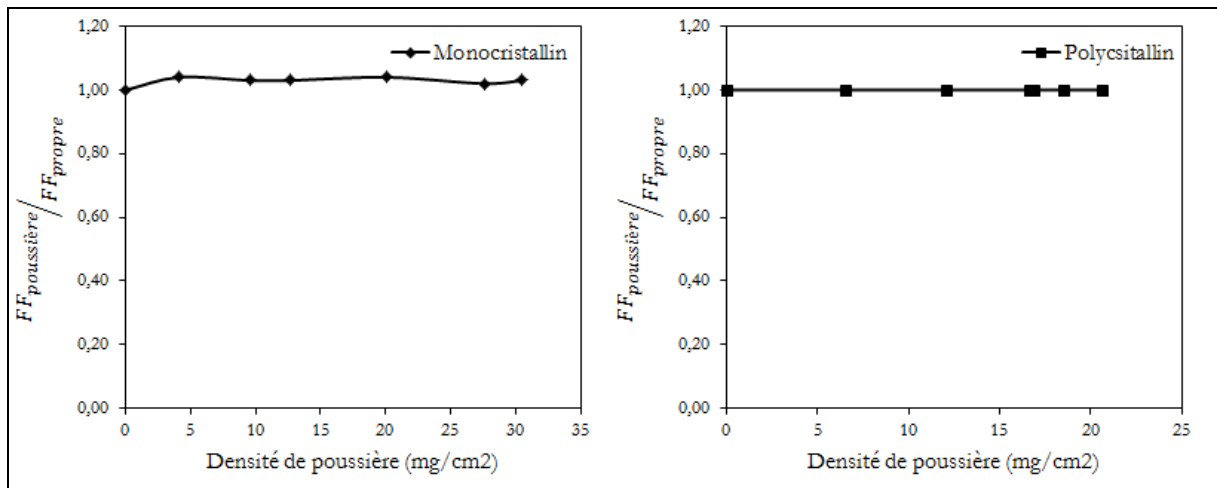


Figure IV- 13. Variation du facteur de forme normalisé en fonction de la densité de poussière.

On remarque que les valeurs normalisées du courant de court-circuit et de la puissance diminuent avec la densité de poussière pour les deux technologies. Cette baisse traduit l'influence de la densité de poussière sur le rendement des modules photovoltaïques. On note que cette baisse évolue assez rapidement, en six semaines d'exposition sans nettoyage des modules :

- Le courant de court-circuit a diminué de 30% pour le monocristallin et 34% pour le polycristallin par rapport au module propre pour une densité de poussière respectivement de 30,5mg/cm² et 21,6mg/cm².
- La puissance maximale présente une baisse de 26% pour le monocristallin et 40% pour le polycristallin par rapport au module propre pour les mêmes densités de poussière.

La tension en circuit ouvert et le facteur de forme restent constants malgré l'augmentation de la densité de poussière pour les deux technologies.

Ce résultat relatif à la tension en circuit ouvert vient confirmer notre analyse de la section précédente selon laquelle celle-ci n'est pas dégradée par l'accumulation de la poussière.

Nous allons dans la suite, proposer les relations qui permettent de lier ces variations avec la densité de poussière.

IV.4.3. Modélisation de l'impact de la densité de poussière sur les caractéristiques du module PV

Dans cette partie, nous étudions les corrélations les plus appropriées entre la variation des caractéristiques de performance des modules et la densité de poussière.

Nous avons étudié la corrélation pour tous les paramètres par les régressions exponentielle et polynomiale afin de déterminer la meilleure pour chaque paramètre.

Les Figures IV-14, IV-15, IV-16 et IV-17 présentent les différentes corrélations correspondant à chaque caractéristique et à chaque technologie.

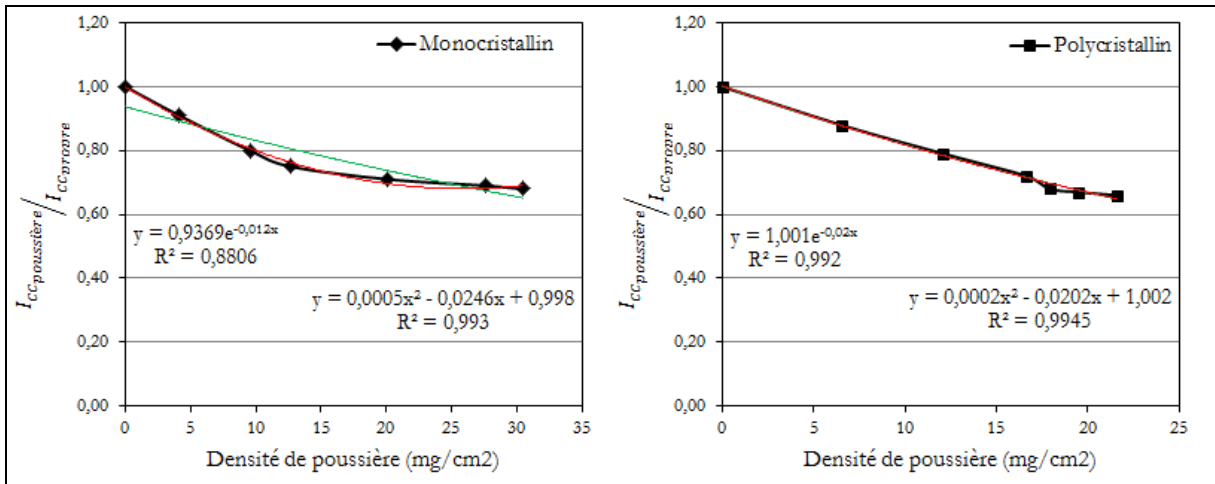


Figure IV- 14. Corrélation du courant de court-circuit normalisé avec la densité de poussière par les régressions exponentielle et polynomiale.

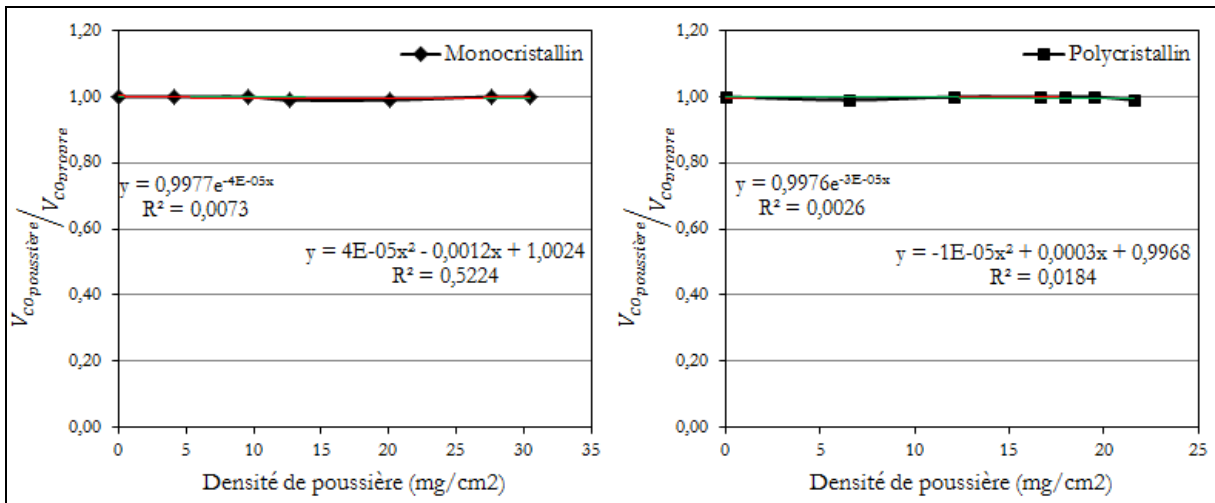


Figure IV- 15. Corrélation de la tension en circuit ouvert normalisée avec la densité de poussière par les régressions exponentielle et polynomiale.

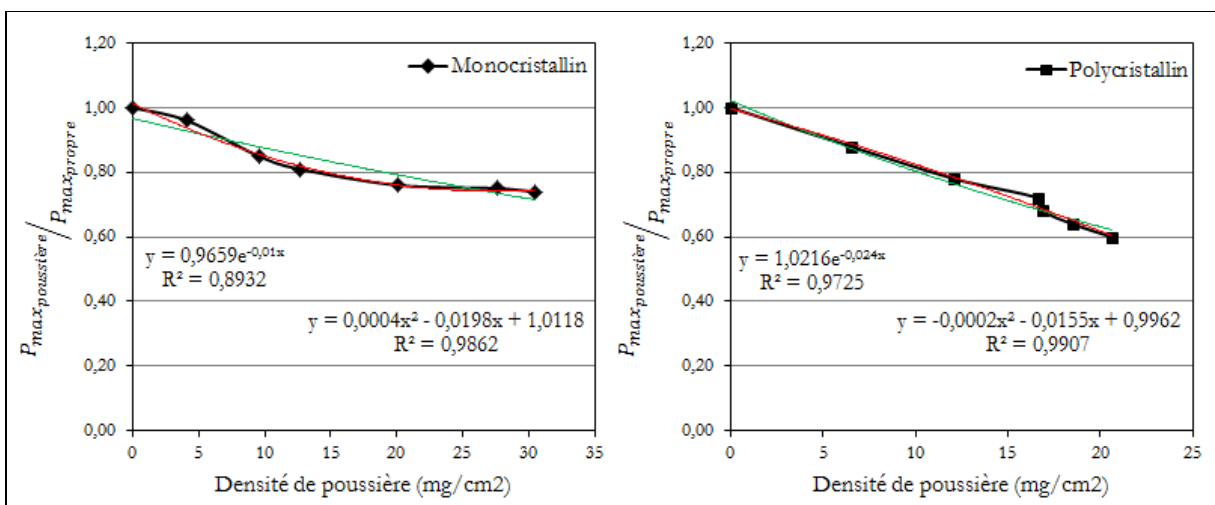


Figure IV- 16. Corrélation de la puissance normalisée avec la densité de poussière par les régressions exponentielle et polynomiale.

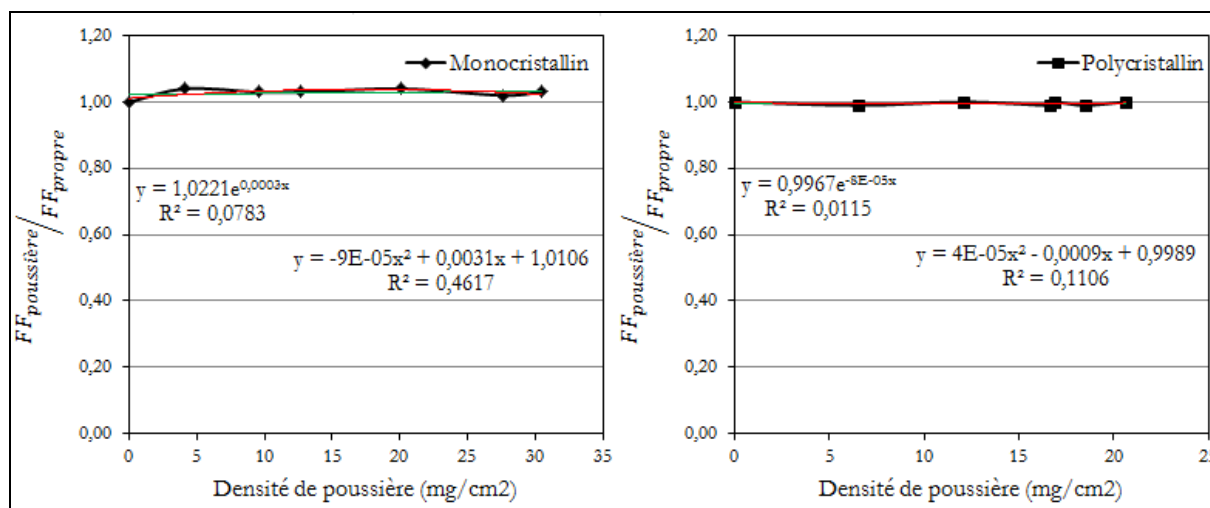


Figure IV- 17. Corrélation du facteur de forme normalisé avec la densité de poussière par les régressions exponentielle et polynomiale.

L'objectif est de déterminer la régression qui traduit le mieux la relation entre le paramètre en question et la densité de poussière.

Les courbes présentées dans les Figures IV-14 à IV-17 montrent la droite de régression, son équation et le coefficient de détermination correspondant à chaque caractéristique pour chaque technologie. Le Tableau IV-9 résume les principaux résultats de cette étude.

Régression	Coefficient de détermination (R^2)							
	Monocristallin				Polycristallin			
	$\frac{I_{cc\text{poussière}}}{I_{cc\text{propre}}}$	$\frac{V_{co\text{poussière}}}{V_{co\text{propre}}}$	$\frac{P_{max\text{poussière}}}{P_{max\text{propre}}}$	$\frac{FF_{poussière}}{FF_{propre}}$	$\frac{I_{cc\text{poussière}}}{I_{cc\text{propre}}}$	$\frac{V_{co\text{poussière}}}{V_{co\text{propre}}}$	$\frac{P_{max\text{poussière}}}{P_{max\text{propre}}}$	$\frac{FF_{poussière}}{FF_{propre}}$
Exponentielle	0,880	0,007	0,893	0,078	0,992	0,002	0,972	0,011
Polynomiale	0,993	0,522	0,986	0,461	0,995	0,018	0,990	0,110

Tableau IV- 9. Coefficients de détermination des régressions exponentielle et polynomiale.

L'étude expérimentale nous permet de proposer une relation entre la variation des caractéristiques et la densité de poussière.

Le courant de court-circuit et la puissance qui sont les deux caractéristiques dont les variations sont plus sensibles au dépôt de poussière présentent des coefficients de détermination très proches de un pour la régression polynomiale comme le montre le Tableau IV-9 (valeurs en gras). Nous pouvons ainsi affirmer, à travers cette étude, qu'il existe une corrélation de type polynomial entre la variation du courant de court-circuit et de la puissance avec la densité de poussière pour les deux technologies.

La tension en circuit ouvert et le facteur de forme présentent de faibles coefficients de corrélation pour les deux régressions.

Cependant notre première étude expérimentale sur l'impact de la poussière qui a porté sur une année d'exposition des modules sans nettoyage avait montré que le facteur de forme pouvait être dégradé jusqu'à un maximum de 18% par rapport au module propre. Ainsi, nous pouvons penser

que les six semaines d'exposition sont trop courtes pour pouvoir détecter une variation du facteur de forme.

IV.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons d'abord présenté l'état de l'art de l'impact de la poussière sur les performances et modules et systèmes photovoltaïques. Par la suite, les résultats de l'étude expérimentale mise en œuvre pour mettre en évidence l'impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance des modules sont présentés. Ces résultats montrent que les modules photovoltaïques restés une année sans nettoyage peuvent voir leur puissance de sortie se dégrader jusqu'à plus de 70% de sa valeur lorsqu'ils sont propres. Toutes les caractéristiques électriques des modules sont également affectées par les dépôts de poussière à l'exception de la tension en circuit ouvert.

Il a également été noté que l'impact des dépôts de poussière est plus important sur la technologie monocristalline que sur la polycristalline.

Une étude expérimentale de la corrélation entre la variation des caractéristiques de performance des modules et la densité de poussière est aussi menée. Une technique de détermination de la densité de poussière tenant compte de la distribution homogène de la poussière sur la surface du module est proposée.

L'étude de la corrélation a montré que la variation du courant de court-circuit et de la puissance maximale en fonction de la densité de poussière suit une loi de régression polynomiale avec un très bon coefficient de détermination (plus de 0,99%) pour les deux technologies.

L'étude réalisée dans ce chapitre devrait nous permettre de définir la périodicité de nettoyage des modules photovoltaïques.

L'étude de la dégradation des modules photovoltaïques et de l'impact des contraintes environnementales telles que la poussière sur leurs performances apporte des informations intéressantes pour la filière photovoltaïque. Cependant, une telle étude n'apporte pas de réponses sur la fiabilité ainsi que la durée de vie des modules photovoltaïques.

Le chapitre suivant traite de la problématique de la fiabilité et de la durée de vie des modules photovoltaïques.

Chapitre V

Méthodologie d'estimation de la fiabilité des modules photovoltaïques

Chapitre V

Méthodologie d'estimation de la fiabilité des modules photovoltaïques

V.1. Introduction

La fabrication des modules photovoltaïques présente un fort impact écologique et les cellules ne sont pas encore recyclables. Pour considérer l'énergie d'origine photovoltaïque comme une énergie verte, il faut que les modules aient une durée de vie suffisamment importante pour rentabiliser écologiquement leur production et leur démantèlement. Cependant, les fabricants offrent une garantie moyenne de 25 ans sur les modules. Ils avancent que la puissance délivrée par les modules photovoltaïques doit rester supérieure à 80% de la puissance initiale au bout de 25 ans de fonctionnement. A ce jour, il est difficile de vérifier cette durée de vie ainsi que la validité de ces garanties à cause du faible retour d'expériences des industriels et des installateurs. Un élément de réponse peut être donné par les études sur la fiabilité et sur la durée de vie des modules photovoltaïques. Ainsi, une méthode mixte de simulation-expérimentation s'appuyant sur la modélisation des modules et de leur environnement ainsi que sur la réalisation d'essais expérimentaux de vieillissement accéléré peut s'avérer pertinente. Dans un premier temps, ce chapitre définit et présente les généralités sur la fiabilité et la durée de vie des modules. Ensuite, la méthodologie d'évaluation de la fiabilité et de la durée de vie des modules est présentée. Enfin, un outil d'estimation de la fiabilité des modules est proposé.

V.2. Objectif de l'analyse de la fiabilité

L'analyse de la fiabilité constitue une phase indispensable dans toute étude de sûreté de fonctionnement. A l'origine, la fiabilité concernait les systèmes critiques à haute technologie tels que les centrales nucléaires et les systèmes pour l'aérospatial. Aujourd'hui, la fiabilité est devenue un paramètre clé de la qualité et d'aide à la décision dans l'étude de la plupart des composants, produits et processus dédiés au grand public : transport, énergie, bâtiments, composants électroniques, composants mécaniques, etc.

De nombreux industriels travaillent à l'évaluation et à l'amélioration de la fiabilité de leurs produits au cours de leur cycle de développement, de la conception à la mise en service (conception, fabrication et exploitation) afin de développer leurs connaissances sur :

- le rapport coût/fiabilité,
- la maîtrise des sources de défaillance,

- la durée de vie.

L'analyse de la fiabilité passe par la compréhension des modes de défaillance et la modélisation des mécanismes de dégradation qui en découlent.

V.3. Concepts généraux sur la fiabilité

V.3.1. Défaillance

Une défaillance est la cessation de l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise. Deux types de défaillances sont définis :

- défaillance par dérive ou dégradation : défaillance partielle et progressive (par exemple : sous l'effet des rayonnements UV, les propriétés de l'encapsulant des modules PV varient au cours du temps jusqu'à induire une diminution du coefficient de conversion). Une mesure de paramètre peut permettre de prévoir la défaillance selon le critère retenu.
- défaillance catalectique : défaillance soudaine et complète (par exemple : dégradation des diodes anti-retour d'un module PV, rupture des rubans d'interconnexion des cellules d'un module PV).

V.3.2. Fiabilité

La fiabilité est l'aptitude d'une entité à accomplir les fonctions requises dans des conditions données pendant une durée donnée. Elle est caractérisée par la probabilité $R(t)$ que l'entité E accomplisse ces fonctions, dans les conditions données pendant l'intervalle de temps $[0; t]$, sachant que l'entité n'est pas en panne à l'instant 0.

$$R(t) = \text{Pr ob}\{E \text{ non défaillante sur } [0, t]\} \quad \text{Eq.5-1}$$

V.3.3. Théorie de la fiabilité

On considère une entité pouvant se trouver dans différents états. Cet ensemble d'états, noté E , se décompose en deux sous-ensembles formant une partition : le sous-ensemble M des états de marche (y compris le fonctionnement dégradé) et le sous-ensemble D des états de défaillance.

Considérons T la variable aléatoire qui représente le temps écoulé entre la mise en service d'une entité et la première défaillance observée. La fiabilité à l'instant t est la probabilité qu'une entité E soit non défaillante sur la durée $[0; t]$.

On appelle également fiabilité, la probabilité associée $R(t)$ définie par :

$$R(t) = \text{Pr ob}\{t < T\} \quad \text{Eq.5-2}$$

La Figure V-1 présente une allure de la fonction de fiabilité $R(t)$ en fonction du temps.

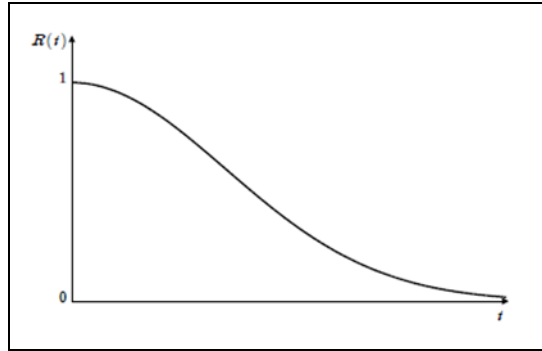


Figure V- 1. Exemple d'évolution de la fonction de fiabilité $R(t)$.

Pour compléter l'approche théorique de la notion de fiabilité, il est nécessaire de définir les notions suivantes :

- La fonction $F(t)$ qui représente la fonction de répartition de la variable aléatoire T . Elle équivaut à la probabilité de défaillance du système notée $\overline{R(t)}$ ou à la probabilité complémentaire à 1 de la fiabilité $R(t)$ définie par :

$$F(t) = \text{Prob}\{t \geq T\} = 1 - R(t) = \overline{R(t)} \quad \text{Eq.5-3}$$

- La fonction $f(t)$ qui désigne la densité de probabilité de t est donnée par :

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \quad \text{Eq.5-4}$$

La fonction de répartition $F(t)$ et la fonction de fiabilité $R(t)$ sont exprimées à partir de la fonction de densité $f(t)$ dans les relations suivantes :

$$F(t) = \int_0^t f(u)du \quad \text{Eq.5-5}$$

$$R(t) = 1 - F(t) = 1 - \int_0^t f(u)du = \int_t^{\infty} f(u)du \quad \text{Eq.5-6}$$

V.3.4. Taux de défaillance

Le taux instantané de défaillance, $\lambda(t)$, est une des caractéristiques de la fiabilité. La valeur $\lambda(t)dt$ représente la probabilité conditionnelle d'avoir une défaillance dans l'intervalle de temps $[t; t + dt]$, sachant qu'il n'y a pas eu de défaillance dans l'intervalle de temps $[0; t]$.

Ainsi, en appliquant le théorème des probabilités conditionnelles, puis le théorème des probabilités totales, $\lambda(t)dt$ s'écrit :

$$\lambda(t)dt = \frac{\text{Prob}\{\text{défaillant sur } [t, t + dt] \text{ sans défaillance sur } [0, t]\}}{\text{Prob}(\text{non défaillant sur } [0, t])} \quad \text{Eq.5-7}$$

$$\lambda(t)dt = \frac{\text{Pr ob}(\text{défaillant sur } [0, t + dt]) - \text{Pr ob}(\text{défaillant sur } [0, t])}{\text{Pr ob}(\text{non défaillant sur } [0, t])} \quad \text{Eq.5-8}$$

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = -\frac{1}{R(t)} \cdot \frac{dR(t)}{dt} \quad \text{Eq.5-9}$$

On en déduit que la fiabilité peut également être exprimée par la relation suivante :

$$R(t) = \exp \left[-\int_0^t \lambda(u) du \right] \quad \text{Eq.5-10}$$

V.3.5. Durée de vie

V.3.5.1. Durée de vie moyenne

La durée de vie moyenne ou MTBF (Mean Time Before Failure) est fréquemment utilisée pour évaluer la fiabilité d'un système [Vil_88]. Elle représente la durée moyenne de fonctionnement d'une entité avant la première défaillance. Elle s'exprime en fonction de la densité de défaillance $f(t)$ ou de la fonction de fiabilité $R(t)$:

$$MTBF = \int_0^{\infty} t f(t) dt \quad \text{Eq.5-11}$$

$$MTBF = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad \text{Eq.5-12}$$

V.3.5.2. Durée de vie médiane

La durée de vie médiane ou MTTF (Median Time To Failure) d'un composant ou d'un système représente la durée pour laquelle celui-ci a perdu la moitié de ses performances. Elle correspond à une perte de fiabilité de moitié. Elle est donnée par :

$$R(MTTF) = F(MTTF) = \frac{1}{2} \quad \text{Eq.5-13}$$

V.3.6. Les mécanismes de défaillance

Tous les systèmes contiennent inévitablement des défauts qui se manifestent potentiellement par l'apparition de défaillances au cours de la vie opérationnelle du système. Il est donc important de connaître les mécanismes de défaillance pour déterminer l'architecture optimale d'un système et pour évaluer sa fiabilité.

La fiabilité des systèmes, des sous-ensembles et des composants est généralement décrite par la courbe caractéristique dite en baignoire présentée par la Figure V-2.

Cette courbe décrit l'évolution du taux de défaillance $\lambda(t)$ en fonction du temps t et permet de mettre en évidence, de manière empirique, trois phases de la vie d'un produit ou d'un système.

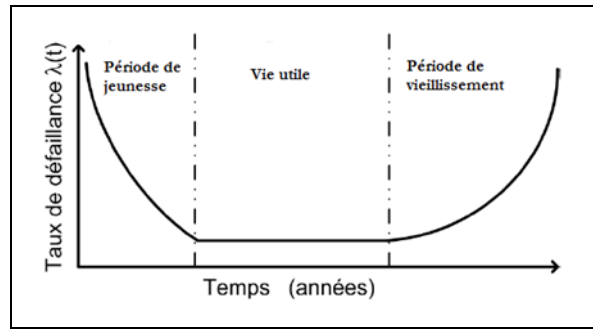


Figure V- 2. Evolution du taux de défaillance d'un composant ou système en fonction du temps.

Le taux de défaillance est élevé au début du cycle de vie. Ensuite, le taux diminue assez rapidement avec le temps (taux de défaillance décroissant), cette phase de vie est appelée période de jeunesse. Après, il se stabilise à une valeur qu'on souhaite aussi faible que possible pendant une période appelée période de vie utile caractérisée par un taux de défaillance sensiblement constant. A la fin, il augmente lorsque la dégradation et le vieillissement font sentir leurs effets, ce qui correspond à la période de vieillissement caractérisée par un taux de défaillance croissant.

La **période de jeunesse** concerne les défaillances précoces dues à des problèmes de conception (mauvais dimensionnement d'un composant, etc.) ou de production (dérive d'un processus de fabrication,...). Le taux de défaillance est décroissant dans cette période. Dans le cas des modules photovoltaïques, les défaillances de jeunesse peuvent être supprimées avant la livraison au client en pratiquant le déverminage. Le déverminage consiste à mettre en fonctionnement les composants à livrer sous des conditions pouvant révéler les modes de défaillance. Cette pratique est coûteuse mais le taux de défaillance lors de la livraison est égal à celui du début de la période utile. De nombreux fabricants ne réalisent pas ce déverminage sur leurs produits pour des raisons de coût. Dans ce cas, une période de garantie est mise en place pendant laquelle le fabricant s'engage à changer ou réparer le produit défaillant. Par exemple, pour des modules photovoltaïques, les fabricants les garantissent pendant 5 ans en moyenne pour les défaillances mécaniques (sans rapport avec la puissance délivrée par les modules). Dans les études de fiabilité, les défaillances apparues lors de cette période de garantie ne sont pas prises en compte et on s'intéresse principalement à la période utile du produit.

La **période utile** correspond à la majorité de la vie du système. Pendant cette période, le taux de défaillance peut être [Lyo_06] :

- croissant pour les éléments mécaniques à cause des phénomènes d'usure, de fatigue et de corrosion ;
- constant pour les composants électroniques car il n'y a pas de phénomènes de vieillissement ;
- décroissant dans le cas des logiciels avec la correction des erreurs qui permet d'améliorer la fiabilité.

La **période de vieillesse** correspond aux défaillances définissant la fin d'utilisation du produit quel que soit le type de technologie. Le taux de défaillance dans cette période croît rapidement. Pendant cette période, les produits qui n'avaient pas été défaillants pendant la période utile le deviennent généralement sur une période très courte.

V.4. Lois mathématiques usuelles utilisées en fiabilité

La fiabilité est une grandeur quantitative qui nécessite la connaissance des distributions de durée de vie afin de l'estimer. Pour un module photovoltaïque, ces distributions doivent absolument tenir compte de tous les modes et facteurs de dégradation [Ndi_13a].

Nous présentons dans cette section les lois et les modèles de fiabilité susceptibles, selon l'expérience, de représenter des distributions de durée de vie des composants qui interviennent le plus fréquemment dans l'analyse de la fiabilité des modules PV. Nous rappelons les principales propriétés de ces lois, les fonctions de fiabilité associées, les densités de probabilité, les taux de défaillance ainsi que les durées de vie moyennes [Mar_74].

V.4.1. Distribution exponentielle

Une loi de distribution exponentielle caractérise un composant ou système ayant un taux de défaillance indépendant du temps, ce qui correspond à sa période de vie utile (Figure V-2).

Elle décrit le temps écoulé jusqu'à une défaillance, ou l'intervalle de temps entre deux défaillances.

Elle est définie par un seul paramètre, le taux de défaillance λ [Des_05], [Lyo_06], [Vil_88].

La loi de distribution exponentielle est la plus simple dans le domaine de la fiabilité. Elle est caractérisée par :

- le taux de défaillance :

$$\lambda(t) = \lambda_0 \quad \text{Eq.5-14}$$

- la densité de probabilité :

$$f(t) = \lambda_0 \exp(-\lambda_0 t) \quad \text{Eq.5-15}$$

- la fiabilité :

$$R(t) = \exp(-\lambda_0 t) \quad \text{Eq.5-16}$$

- la durée de vie moyenne ou MTBF :

$$MTBF = \frac{1}{\lambda_0} \quad \text{Eq.5-17}$$

La Figure V-3 présente l'évolution des fonctions caractéristiques de la fiabilité d'un composant pour un taux de défaillance constant au cours du temps.

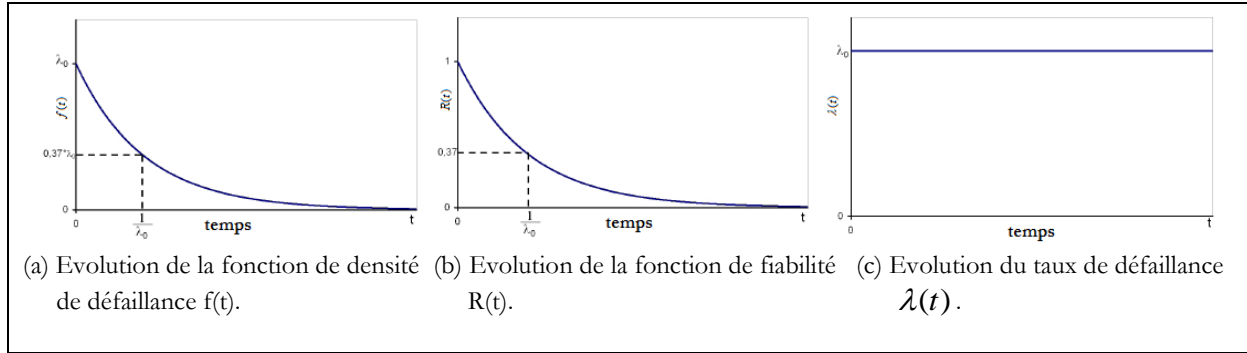


Figure V- 3. Evolution des fonctions caractéristiques de la fiabilité d'un composant pour un taux de défaillance constant au cours du temps.

V.4.2. Distribution normale ou gaussienne

La distribution normale est une loi très importante dans la théorie des statistiques et pour les applications actuelles. Elle s'applique à de nombreux phénomènes tels que la dispersion des paramètres technologiques des circuits électroniques intégrés. Elle est rarement utilisée en fiabilité.

La loi normale est définie par la moyenne μ et l'écart-type σ . Elle est caractérisée par :

- le taux de défaillance :

$$\lambda(t) = \frac{\exp\left[-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]}{\int_t^{\infty} \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] dx} \quad \text{Eq.5-18}$$

- la densité de probabilité :

$$f(t) = \frac{1}{\sqrt{2\Pi} \sigma} \exp\left[-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad \text{Eq.5-19}$$

- la fiabilité :

$$R(t) = 1 - \frac{1}{\sqrt{2\Pi} \sigma} \int_0^t \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] dx \quad \text{Eq.5-20}$$

- la durée de vie moyenne ou MTBF :

$$MTBF = \mu \quad \text{Eq.5-21}$$

La Figure V-4 présente l'évolution des fonctions caractéristiques de la fiabilité d'un composant pour une densité de défaillance suivant une distribution normale.

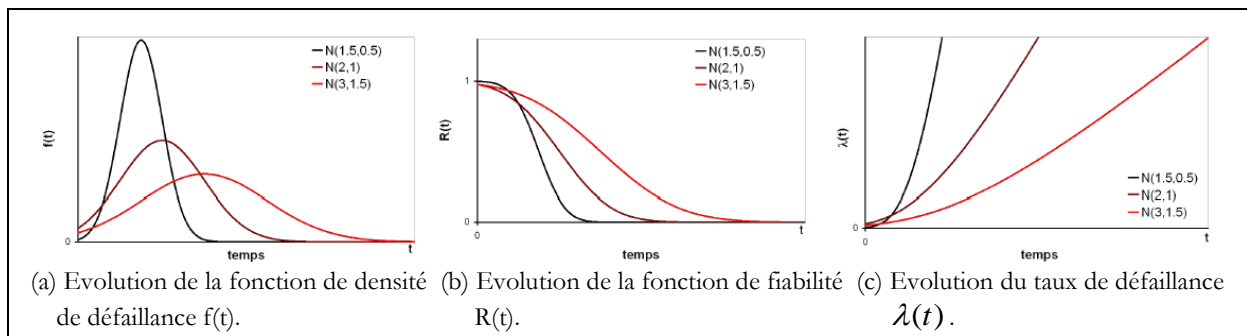


Figure V- 4. Evolution des fonctions caractéristiques de la fiabilité d'un composant pour une densité de défaillance suivant une distribution normale.

V.4.3. Distribution log-normale

Une variable aléatoire continue et positive t est distribuée selon une loi log-normale si son logarithme est distribué suivant une loi normale. Cette distribution est utilisée en fiabilité pour modéliser les défaillances par fatigue. La loi log-normale a deux paramètres : la moyenne μ et l'écart-type σ .

La durée de vie moyenne est donnée par :

$$MTBF = \exp\left[\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right] \quad \text{Eq.5-22}$$

V.4.4. Distribution de Weibull

La distribution de Weibull a été proposée par W. Weibull, un ingénieur suédois en mécanique. Chaque distribution des taux de défaillance, caractéristiques des trois zones de la courbe en baignoire (Figure V-2), peut s'exprimer par la valeur du paramètre de Weibull m . Cette distribution est par conséquent très utilisée dans l'analyse de la fiabilité des circuits et systèmes électroniques.

Les relations Eq.5-23, Eq.5-24 et Eq.5-25 donnent respectivement les expressions du taux de défaillance $\lambda(t)$, de la fonction de la fiabilité $R(t)$ et de la densité de défaillance $f(t)$ en fonction des paramètres de Weibull m , et t_0 .

$$\lambda(t) = \frac{m(t-\gamma)^{m-1}}{t_0} \quad \text{Eq.5-23}$$

$$R(t) = \exp\left[-\frac{(t-\gamma)^m}{t_0}\right] \quad \text{Eq.5-24}$$

$$f(t) = \frac{m(t-\gamma)^{m-1}}{t_0} \exp\left[-\frac{(t-\gamma)^m}{t_0}\right] \quad \text{Eq.5-25}$$

La durée de vie moyenne ou MTBF correspond à la distribution de Weibull est donnée par :

$$MTBF = \gamma + t_0 \cdot \Gamma\left(\frac{1}{m} + 1\right) \quad \text{Eq.5-26}$$

Avec Γ la fonction gamma définie par :

$$\Gamma(n) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{n-1} dx \quad \text{Eq.5-27}$$

t_0 est un paramètre d'échelle servant à la normalisation du temps, son unité est homogène à celle de la sollicitation (radiation UV, température, humidité).

γ est un paramètre de position et correspond au temps à partir duquel la première défaillance survient.

m est un paramètre de forme. A partir de la valeur de ce dernier, nous pouvons déterminer si le composant ou le système est dans sa période de jeunesse, de vie utile ou de vieillissement [Des_05], [Lyo_06], [Vil_88].

De plus, cette loi de Weibull permet de décrire un phénomène de fatigue lorsque $m \in [1,5; 2,5]$, un phénomène ayant un taux de défaillance linéaire lorsque $m=2$ et un phénomène d'usure ou de corrosion lorsque $m \in [3; 4]$.

- $m < 1$: le taux de défaillance décroît au cours du temps caractérisant ainsi une défaillance précoce du composant. Le composant se trouve dans sa période de jeunesse;
- $m = 1$: le taux de défaillance est indépendant du temps, ce qui correspond ainsi à une loi de distribution exponentielle. Le composant se trouve dans sa période de vie utile;
- $m > 1$: le taux de défaillance augmente au cours du temps et caractérise ainsi une défaillance due à la dégradation et au vieillissement du composant ou système. Lorsque m est grand, les instants de défaillance sont faiblement dispersés.

La loi de Weibull est définie par deux paramètres (m et λ) lorsque $\gamma = 0$.

- Pour $m=1$ et $\gamma = 0$, on se retrouve dans le cas particulier de la distribution exponentielle avec $\lambda = \frac{1}{t_0}$.

- Pour $m=3$ et $\gamma = 0$, on est dans le cas d'une distribution normale.

La Figure V-5 présente l'évolution des fonctions caractéristiques de la fiabilité d'un composant pour une répartition de leurs instants de défaillance suivant une distribution de Weibull.

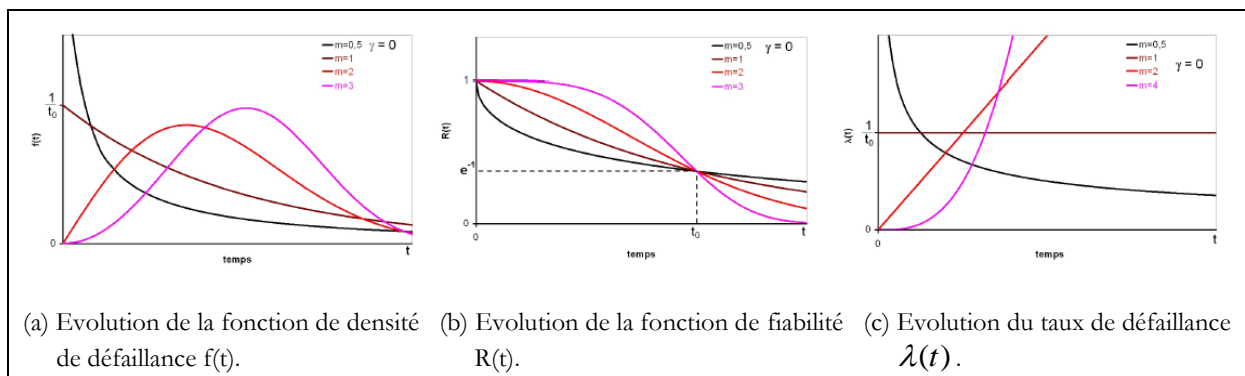


Figure V- 5. Evolution des fonctions caractéristiques de la fiabilité d'une famille de composants pour une répartition de leurs instants de défaillance suivant une distribution de Weibull.

V.5. Evaluation de la fiabilité d'un composant

L'évaluation de la fiabilité d'un composant consiste à vérifier à travers divers essais que celui-ci répondra à ses spécifications durant un temps t d'une mission donnée. Pour ce faire, les résultats des mesures expérimentales sont traités statistiquement afin de déterminer les fonctions de défaillances précédemment définies.

Avant de réaliser toute série d'essais de fiabilité, il est important de définir l'ensemble des indicateurs de fiabilité. En premier lieu, il est essentiel de définir :

- La ou les fonction(s) réalisée(s) par le composant ;
- les conditions de fonctionnement de ce dernier ;
- les conditions environnementales dans lesquelles il va évoluer ;
- le temps de la mission à laquelle il est destiné ;
- l'ensemble des critères de défaillance ;
- les indicateurs de fiabilité.

V.5.1. Détermination des paramètres de fiabilité par les essais

Lors de son utilisation, le fonctionnement d'un produit peut soit s'interrompre brutalement, on parle alors d'une défaillance, soit se dégrader au cours du temps, on parle alors d'une dégradation du produit.

La **défaillance** est la cessation soudaine de l'aptitude d'un composant à accomplir une fonction requise. Un produit connaît une défaillance lorsqu'il n'est plus en mesure de remplir sa ou ses fonction(s) [Vil_88].

La **dégradation** est la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service. [Lan_05]. Un produit qui se dégrade devient pseudo-défaillant lorsqu'il atteint un seuil limite de dégradation.

La dégradation d'un produit croît de façon probabiliste au cours du temps avec une augmentation de la variance [Yan_96]. A chaque instant, la fiabilité peut être estimée comme la probabilité que la mesure de dégradation soit plus petite qu'une valeur cible de dégradation (Figure V-6). Le modèle de dégradation est un moyen efficace de prédiction de la fiabilité lorsque le produit se dégrade.

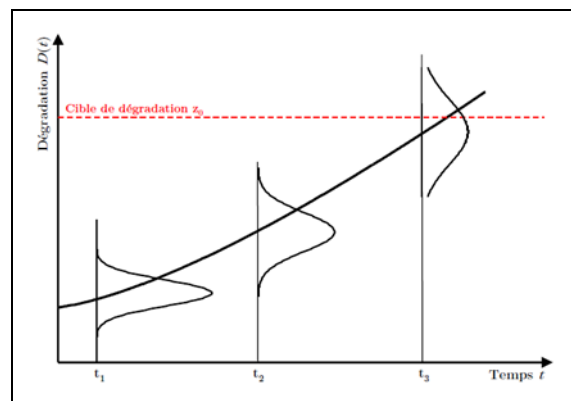


Figure V- 6. Exemple d'un modèle de dégradation.

Généralement, pour estimer la fiabilité d'un composant par les essais, celui-ci est vieilli artificiellement afin de reproduire le mode de défaillance (essais de vieillissement) ou le modèle de dégradation (essais de dégradation).

V.5.1.1. Essais de vieillissement

Les essais de vieillissement consistent à faire vieillir artificiellement un échantillon d'un composant afin d'en estimer l'instant de défaillance et ensuite de déterminer sa fiabilité. Les essais de vieillissement peuvent être conduits de deux manières :

- l'essai de vieillissement séquentiel qui est une succession de séquences distinctes de sollicitations,
- l'essai de vieillissement combiné qui est une association simultanée de plusieurs sollicitations environnementales.

Ces essais de vieillissement qui sont réalisés dans les conditions normales d'utilisation sur un échantillon de composants permettent de déterminer la distribution de durée de vie de ce dernier. Cependant, les laboratoires d'essais réalisent les essais de vieillissement pendant un temps prédéfini limité pour des raisons de coûts. Dans ce cas, tous les composants testés peuvent ne pas atteindre le phénomène de défaillance.

Lorsque le composant est soumis à une dégradation, il est intéressant de suivre ce phénomène afin de pouvoir capitaliser un maximum de données et d'estimer les instants de pseudo-défaillance des composants testés. Des essais de dégradation sont alors réalisés.

V.5.1.2. Essais de dégradation

Un composant qui est soumis au phénomène de dégradation peut ne jamais perdre sa fonction principale même si son utilisation n'est plus optimale, on parle d'état dégradé. Cependant, cet état dégradé peut devenir critique pour le système (dont le composant fait partie) lorsque la dégradation dépasse un seuil critique. Dans ce cas, le composant est dit pseudo-défaillant.

Un essai de dégradation consiste à faire vieillir artificiellement le composant dans les conditions normales d'utilisation (comme pour l'essai de vieillissement) et de suivre régulièrement l'évolution de la dégradation au cours du temps. Cette étude permet de déterminer le modèle de dégradation du produit ainsi que l'instant de pseudo-défaillance de ce dernier. Dans le cas où l'instant de pseudo-défaillance n'a pas pu être obtenu pendant la durée de l'essai, il est possible de l'estimer en extrapolant les données grâce au modèle de dégradation, qui dans ce cas, doit être connu préalablement.

V.5.2. Essais de vieillissement accéléré

Les essais de vieillissement accéléré d'un composant (ALT : Accelerated Life Testing) comportent un ensemble de techniques d'essais permettant d'accélérer les processus de vieillissement et atteindre plus rapidement la fin de vie du composant [Mee_98]. Ils sont utilisés pour obtenir plus rapidement des informations concernant la vie du composant.

Pour effectuer ces essais, le composant est soit utilisé plus fréquemment que d'habitude ou soit soumis à des niveaux de sollicitations plus élevés (par exemple l'augmentation de la température, de la tension électrique, de l'humidité, etc.) sans pour autant modifier le mécanisme de défaillance, afin d'obtenir des données de vie plus rapidement. Ces données seront utilisées pour estimer la fiabilité dans les conditions normales de fonctionnement.

Ces essais permettent d'obtenir une loi de fiabilité et/ou d'autres caractéristiques de fiabilité (taux de défaillance, temps de défaillance, etc.) des produits (systèmes ou composants). Ces résultats sont utilisés, par le biais d'un modèle statistique approprié basé sur la physique de défaillance des composants, pour faire des prévisions de durées de vie du produit soumis aux conditions normales d'utilisation (Figure V-7).

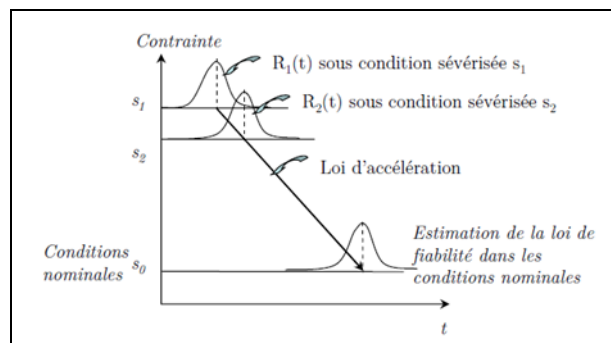


Figure V- 7. Principe des essais accélérés.

Les essais de vieillissement accéléré peuvent s'appliquer à toutes les catégories de matériels en adoptant différents types de contraintes (mécaniques, électriques, climatiques, etc.), selon les modes de défaillance attendus :

- Contraintes mécaniques : torsion, flexion, flexion rotative, chocs mécaniques, vibrations, vibrations acoustiques, traction, compression, etc. La fatigue est le terme le plus communément utilisé pour les composants mécaniques à l'aide généralement d'un pot vibrant.

- Contraintes électriques : tension, intensité du courant, fréquence, choc électrique, etc. La tension est la contrainte électrique la plus utilisée.

- Contraintes climatiques (ou environnementales) : la température et les cycles thermiques sont les contraintes les plus couramment utilisées. Il est nécessaire d'appliquer des niveaux appropriés pour conserver les modes de défaillance d'origine.

D'autres contraintes peuvent être appliquées comme les ultraviolets, le brouillard salin, la poussière, l'humidité, etc. Ces différentes contraintes peuvent être appliquées aux composants de façon combinée ou non. Dans le cadre général, les contraintes peuvent varier au cours du temps et être multidimensionnelles [Nel_90].

V.5.2.1. Plan d'essais

La conception d'un plan d'essais doit répondre à la question de savoir les essais (types, agencement, paramètres) les plus pertinents qui permettent de déterminer la fiabilité d'un composant ou d'un système. Elle peut intervenir dès le début de la conception, dès que les fonctions requises (le cahier des charges) sont connues.

La définition d'un plan d'essais accélérés dépend des paramètres suivants [Hoa_03], [Mee_98], [Nel_90], [Vas_01] :

- Les contraintes d'accélération et les limites opérationnelles : on appelle contraintes l'ensemble des conditions et facteurs susceptibles d'affecter le bon fonctionnement d'un composant. Les contraintes peuvent être de toute nature (mécanique, électronique, climatique, etc.) et leurs durées de manifestation de tout ordre (constante, échelonnée, progressive, cyclique ou aléatoire). Le type, le nombre et les niveaux des contraintes appliquées sont choisis en fonction du composant étudié et de son mode d'utilisation. Les contraintes sont parfois désignées par les termes : stress ou sollicitations. Les limites opérationnelles du composant sont préalablement déterminées par des essais aggravés par exemple (donnant les niveaux de contraintes extrêmes à ne pas dépasser afin d'éviter les fonctionnements dégradés des composants ou un changement de mécanisme de défaillance).

- Les modes et mécanismes de défaillance : lors d'un essai accéléré, les mécanismes provoqués d'endommagement d'un composant doivent être représentatifs de ceux pouvant apparaître dans des conditions normales d'emploi. Chaque mode de défaillance peut être provoqué par un ou plusieurs types de contraintes.

- Le nombre de composants identiques testés à chaque niveau de contrainte, donne la précision des estimations.

- Le modèle générique de vie accélérée qui relie la durée de vie obtenue selon les essais réalisés sous les conditions accélérées à celle correspondant aux conditions normales d'utilisation, permet d'analyser les résultats d'essais pour estimer la fonction de fiabilité dans les conditions nominales.

V.5.2.2. Profils de contraintes

Les contraintes peuvent être appliquées sur les composants selon différents profils :

- La contrainte constante (indépendant du temps) : chaque composant est soumis à un niveau de contrainte constant supérieur à la normale (Figure V-8a),
- La contrainte variable (en fonction du temps) : la contrainte choisie évolue en fonction du temps. Elle peut évoluer de différentes manières :
 - la contrainte échelonnée : la contrainte est appliquée de manière échelonnée par des niveaux croissants ou décroissants dans le temps (par paliers) jusqu'à l'apparition d'une défaillance (Figure V-8b),
 - la contrainte progressive : la contrainte est augmentée de manière linéaire dans le temps (croissance linéaire) (Figure V-8c),
 - la contrainte cyclique : la contrainte est appliquée selon une amplitude et une fréquence données (Figure V-8d),
 - la contrainte aléatoire : la sollicitation suit un profil aléatoire (couramment utilisée en vibration ou lors d'un choc).

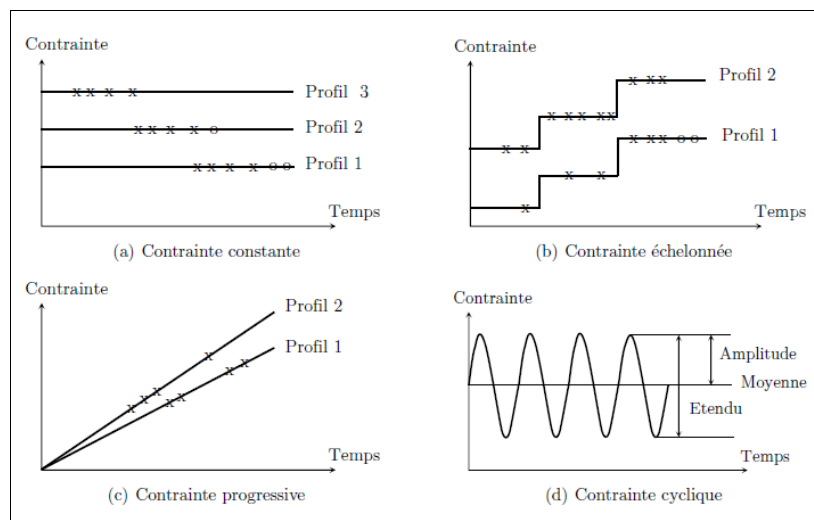


Figure V- 8. Profils de contraintes soumis aux composants dans les essais accélérés.

V.6. Estimation de la fiabilité d'un module photovoltaïque

V.6.1. Méthodologie

La fiabilité d'un module photovoltaïque peut être estimée par la relation suivante :

$$R(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad \text{Eq.5-28}$$

Où i correspond au i -ème mode de défaillance parmi les m modes donnés dans le Tableau V-1.

Composant	Fonction	Modes de défaillance	Causes	Effets
Module PV	Transformer l'énergie solaire en énergie électrique	Le module PV ne produit plus d'énergie électrique	Point chauds Délamination Vitrage cassé Diode by-pass défaillante Boite de jonction défaillante	Le système PV comprenant le module ne produit plus d'énergie électrique
		Le module PV délivre une puissance dégradée inférieure à la puissance nominale	Cellules cassées Rubans d'interconnexion coupés Décoloration de l'encapsulant Corrosion Interconnexions cassées	Le système PV comprenant le module produit moins ou pas d'énergie électrique

Tableau V- 1. Causes et effets des principaux modes de défaillance du module PV.

Cependant, les données de fiabilité pour chacun des modes de défaillance sont inconnues actuellement. En effet, aucune donnée dans la littérature (retours d'expériences ou essais) ne permet de déterminer les fiabilités. Pour estimer ces dernières, une solution est de réaliser des essais accélérés afin de reproduire rapidement ces modes de défaillance. Le module photovoltaïque, dont l'étude de fiabilité est réalisée, est soumis non pas à des conditions nominales constantes mais à des conditions environnementales réelles variables au court du temps. La Figure V-9 illustre la méthodologie à employer dans ce cas.

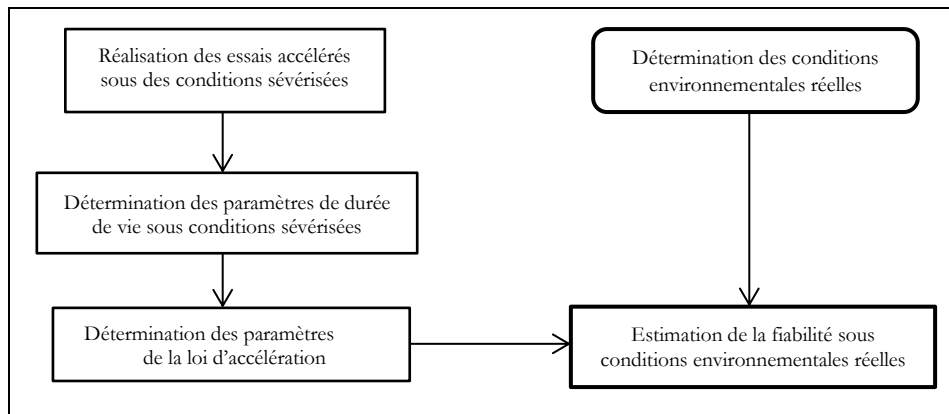


Figure V- 9. Méthodologie d'estimation de la fiabilité d'un module photovoltaïque par les essais.

V.6.1.1. Choix des essais accélérés

La revue bibliographique sur les modes de dégradation des modules photovoltaïques réalisée au chapitre II a montré que les modes de défaillance prédominants engendrant une dégradation du module photovoltaïque sont la corrosion et la décoloration de l'encapsulant [Ndi_13a].

Chaque mode de défaillance est associé à un type d'essai accéléré. Les travaux de Wohlgemut [Woh_11] ont permis d'établir le Tableau V-2 qui présente les modes de défaillance des modules photovoltaïque avec les essais accélérés correspondant.

Les résultats obtenus par Wohlgemuth sont :

- la corrosion est observée lors d'un essai en chaleur humide pendant une durée de 1000 h à une température de 85°C et une humidité relative de 85%,
- la décoloration de l'encapsulant apparaît lors de l'essai aux UV à une température de 60°C jusqu'à ce que l'irradiation totale aux UV atteigne 15 kWh.m⁻² dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm sans dépasser une exposition de 250 W.m⁻².

Ainsi, l'essai de chaleur humide et l'essai aux UV permettent de reproduire les dégradations des modules PV dues respectivement à la corrosion et à la décoloration de l'encapsulant.

Essais accélérés	Modes de défaillance
Essai de cycle thermique	Casse d'interconnexions Casse de cellules Défaillance de la soudure des rubans
Essai de chaleur humide	Corrosion Délamination Défaillance de la boîte de jonction
Essai humidité-gel	Délamination Défaillance de la boîte de jonction
Exposition UV	Délamination Décoloration de l'encapsulant
Essai de charge mécanique	Casse des interconnexions Casse des cellules Casse du vitrage Défaillance de la soudure des rubans
Essai diélectrique	Délamination
Essai de courant de fuite en milieu humide	Délamination
Tenue à l'échauffement localisé	Point chaud
Essai à la grêle	Casse des cellules Casse du vitrage
Essai thermique de la diode bypass	Défaillance de la diode bypass

Tableau V- 2. Essais accélérés et modes défaillance associés.

Une fois que le type d'essai adéquat pour un mode de défaillance donné est déterminé, la loi d'accélération associée et le nombre d'essais nécessaires doivent être choisis.

V.6.1.2. Choix des lois d'accélération et du nombre d'essais

Dans le cas des **essais de chaleur humide**, la température du module et l'humidité relative sont les paramètres étudiés donc le modèle de Peck, défini à la section II.6.2 du chapitre II, peut être utilisé. La relation entre la durée de vie (τ), l'humidité relative (HR) et la température du module (T) est donnée par [Esc_06], [Lar_11a]:

$$\tau = e^{\left(\gamma_0 + \gamma_1 \cdot \ln(HR) + \frac{\gamma_2}{T}\right)} \quad \text{Eq.5-29}$$

Avec τ représente la durée de vie du module exprimée en heures, $\gamma_0 = \ln A$, $\gamma_1 = -n$ et $\gamma_2 = \frac{E_a}{k}$.

E_a (eV) est l'énergie d'activation, k est la constante de Boltzmann ($8,6171 \cdot 10^{-5}$ eV/°K). A et n sont des constantes dépendantes de la défaillance et de l'essai considéré.

Dans ce cas, au moins trois essais accélérés sont nécessaires afin d'obtenir les paramètres γ_0 , γ_1 et γ_2 .

Dans le cas des **essais à l'exposition UV**, comme la température du module et l'exposition UV sont étudiées simultanément, le modèle d'Arrhenius, défini dans la section II.6.1 du chapitre II, peut être utilisé. La durée de vie τ est donnée par la relation:

$$\tau = e^{\left(\gamma_0 + \frac{\gamma_1}{T}\right)} \quad \text{Eq.5-30}$$

Avec τ qui représente la durée de vie moyenne exprimée non pas en heure ici mais en kWh.m⁻² car elle représente ici l'exposition UV, $\gamma_0 = \ln A$ et $\gamma_1 = \frac{E_a}{k}$.

Dans ce cas, au moins deux essais accélérés sont nécessaires afin d'obtenir les paramètres γ_0 et γ_1 .

V.6.1.3. Détermination des niveaux de sévérité

Une fois le nombre d'essais défini, il faut également déterminer le niveau de sévérité à appliquer lors des essais.

Pour le niveau de sévérité relatif à la température du module, nous considérons les études de Kern [Ker_99]. Il a réalisé des essais accélérés qui lui ont permis de montrer que la limite opérationnelle en température des modules photovoltaïques en silicium cristallin est de 90°C. Il a également trouvé que leur limite technologique en température est de 120°C.

La limite opérationnelle traduit la température qui engendre une dégradation des performances des modules. Cette dégradation est réversible si le niveau de sévérité revient en dessous de cette température seuil.

La limite technologique correspond à la température qui conduit à une défaillance irréversible du module.

Ainsi, lors des essais, les niveaux de sévérité de la température du module doivent toujours être pris compris entre la limite opérationnelle (90°C) et la limite technologique (120°C).

En ce qui concerne l'humidité relative, aucune information n'est disponible dans la littérature. Nous admettons que le module photovoltaïque peut fonctionner pour une humidité relative comprise entre 0% et 100%.

Enfin, pour l'exposition UV, nous prendrons en compte les données des normes CEI 61215 et CEI 61646 qui préconisent de ne pas dépasser une exposition UV de 250 W.m^{-2} dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm.

Cependant, pour les simulations relatives à la détermination de la fiabilité des modules photovoltaïques, nous considérons des niveaux de sévérité de la température et de l'humidité relative par rapport aux conditions réelles (température, humidité) dans lesquelles le module fonctionne la majeure partie du temps. Celles-ci ont été déterminées à la section III.4 du chapitre III.

V.6.1.4. Détermination de la durée des essais

Le modèle général de dégradation d'un module photovoltaïque proposé par Pan [Pan_11] est donné par la relation suivante :

$$D(t) = 1 - e^{-bt^a} \quad \text{Eq.5-31}$$

Où a et b sont des paramètres qui peuvent être déterminés à partir des essais de dégradation. Le paramètre a est considéré constant quel que soit le niveau de sévérité et b variable, traduit ainsi la dépendance des essais par rapport aux niveaux de sévérité.

Grâce à cette relation, nous pouvons déterminer à quel instant l'essai doit être arrêté afin de mesurer la puissance du module.

Pour un essai de chaleur humide 85/85 (85°C et 85% de HR), Wohlgemuth a montré que les valeurs de a et b sont estimées respectivement à : $a = 3,0868$ et $b = 5,762.10^{-12}$ [Woh_05].

Rappelons que la durée de vie τ d'un module photovoltaïque est atteinte lorsque sa puissance délivrée est de 80% de sa puissance initiale, soit $D(t) = 20\%$. Ainsi, il est possible d'estimer, pour des conditions sévérisées relatives à l'essai de chaleur humide, la durée de vie moyenne du module.

V.6.1.5. Détermination des paramètres de la loi d'accélération

Après avoir déterminé la durée de vie moyenne τ (c'est à dire l'instant moyen de pseudo-défaillance) dans les différentes conditions sévérisées, il devient assez simple de déterminer les paramètres de la loi d'accélération.

Pour les essais de chaleur humide, nous avons trois équations (car trois essais) et trois inconnues γ_0 , γ_1 et γ_2 à partir de la loi de Peck donnée par la relation Eq.5-29.

Pour les trois essais de chaleur humide suivants [Woh_05]:

- essai_1 à 85°C et 85% HR
- essai_2 à 105°C et 85% HR
- essai_3 à 85°C et 95% HR

Il faut résoudre le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} \ln(\tau_1) = \gamma_0 + \gamma_1 \cdot \ln(0,85) + \frac{\gamma_2}{358} \\ \ln(\tau_2) = \gamma_0 + \gamma_1 \cdot \ln(0,85) + \frac{\gamma_2}{378} \\ \ln(\tau_3) = \gamma_0 + \gamma_1 \cdot \ln(0,95) + \frac{\gamma_2}{358} \end{cases}$$

Pour les essais à l'exposition UV, nous avons deux équations (car deux essais) et deux inconnues γ_0 et γ_1 à partir de la loi d'Arrhenius donnée par la relation Eq.5-30.

Pour les deux essais à l'exposition UV suivants [Woh_05]:

- essai_4 à 85°C sans dépasser une exposition UV de 250 W.m-2 dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm
- un essai_5 à 105°C sans dépasser une exposition UV de 250 W.m-2 dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm.

Il faut résoudre le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} \ln(\tau_4) = \gamma_0 + \frac{\gamma_1}{358} \\ \ln(\tau_5) = \gamma_0 + \frac{\gamma_1}{378} \end{cases}$$

Pour tous ces essais, la durée de vie du module τ correspond au temps au bout duquel la puissance maximale du module atteint une dégradation de 20% par rapport sa valeur initiale.

V.6.1.6. Synthèse

La méthodologie des essais accélérés en vue de déterminer la fiabilité d'un module photovoltaïque permet d'établir le Tableau V-3. Celui-ci présente, pour les principaux modes de défaillance des modules PV en silicium cristallin, les essais préconisés, les lois d'accélération correspondant ainsi que les paramètres de test.

Modes de défaillance	Essais	Lois d'accélération			Paramètres d'essais
		Type	Equation	Paramètres	
Corrosion Délamination Défaillance de la boîte de jonction	Chaleur humide	Peck	$\tau = e^{\left(\gamma_0 + \gamma_1 \cdot \ln(HR) + \frac{\gamma_2}{T}\right)}$	$\gamma_0, \gamma_1, \gamma_2$	- Température (T) - Humidité relative (HR)
Délamination de l'encapsulant	Exposition aux UV	Arrhenius	$\tau = e^{\left(\gamma_0 + \frac{\gamma_1}{T}\right)}$	γ_0, γ_1	- Température (T) - Dose d'UV

Tableau V- 3. Lois d'accélération et modes de défaillance associés.

Pour réaliser les essais de chaleur humide et les essais en exposition UV, il est indiqué d'utiliser les environnements d'essais (instruments et méthodes) préconisés dans les normes CEI 61215, CEI 61646 et CEI 62108. Cependant, nous n'avons pas pu acquérir ou fabriquer ce type de moyens d'essais pendant la thèse. A la place, nous avons proposé un outil dédié à l'estimation de la fiabilité des modules photovoltaïques.

V.6.2. Estimateur de la fiabilité des modules photovoltaïques

Pour la détermination de la fiabilité des modules, nous avons mis en place un outil appelé « Estimateur de Fiabilité des Modules Photovoltaïques » (EFMPV). Nous nous sommes basés sur l'outil PVMODREL développé par le laboratoire LASQUO (Laboratoire en sûreté de fonctionnement qualité et organisation) de l'université d'Angers. Il permet de simuler les conditions environnementales variables à partir de données moyennes et d'estimer la fiabilité des modules photovoltaïques à partir d'essais accélérés.

Dans l'outil EFMPV que nous proposons, les conditions environnementales ne sont pas simulées comme dans le cas du PVMODREL mais plutôt basées sur des mesures réelles. Des mesures sont réalisées en conditions réelles de fonctionnement sur des modules PV exposés sur notre zone d'étude à Dakar pendant une année complète. A partir de celles-ci, les conditions de fonctionnement dominantes des modules ont été déterminées afin de faire les simulations dans des conditions réalistes relativement au milieu d'exposition.

V.6.2.1. Présentation de l'EFMPV

L'outil EFMPV (Estimateur de la Fiabilité des Modules PV) est réalisé afin d'estimer la fiabilité en fonction du temps et de prédire la durée de vie des modules exposés sur un site donné. Il est constitué de deux blocs comme le montre la Figure V-10. Le premier bloc détermine les conditions environnementales dominantes sur le site d'exposition des modules. Le second bloc donne l'estimation de la fiabilité des modules PV fonctionnant dans ces conditions.

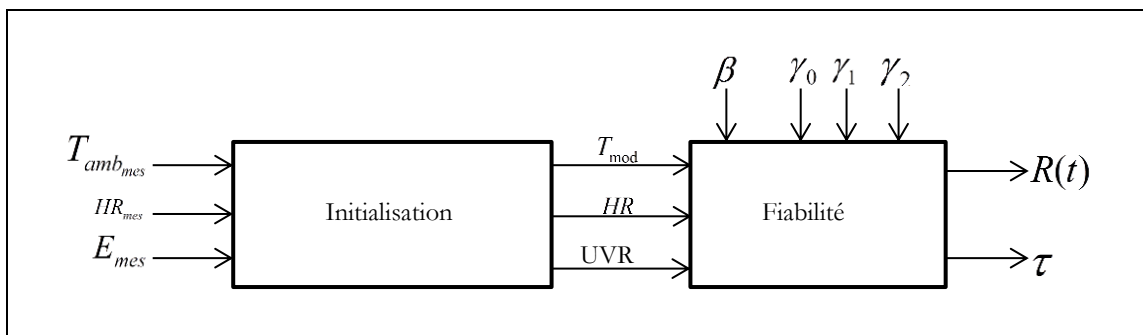


Figure V- 10. Présentation de l'outil EFMPV.

V.6.2.1.1. Le bloc « Initialisation »

Le bloc d'initialisation permet de déterminer les conditions dominantes de fonctionnement des modules sur leur site d'exposition. Il calcule la température du module (T_{mod}), l'humidité relative (HR) et l'irradiation UV (UVR) les plus fréquentes sous lesquelles fonctionne le module. Ces conditions de fonctionnement dominantes sont déterminées de manière statistique à partir des mesures réelles effectuées pendant une année de mesure sur le site d'exposition. Les différentes étapes réalisées dans le bloc « Initialisation » sont :

- Etablissement d'une base de données (T_{amb} , E, HR), relative à une année de mesure,
- Détermination de la température du module à partir de la température ambiante (T_{amb}),
- Détermination de la dose UV à partir de l'ensoleillement global mesuré (E),
- Calcul de fréquences des différentes plages de valeurs des différents paramètres.

Dans notre cas, en appliquant cette méthode aux modules de notre plateforme présentée à la section III.2.2 du chapitre III, nous avons obtenu les résultats présentés dans le Tableau V-4 suivant.

Paramètres	Plages dominantes
Température du module (T_{mod})	30°C – 60°C
Température ambiante (T_{amb})	25°C – 40°C
Humidité relative (HR)	70% – 99%
Ensoleillement global (E)	800W.m ⁻² – 1000W.m ⁻²
Radiation UV (UVR)	10W.m ⁻² – 40W.m ⁻²

Tableau V- 4. Synthèse des conditions dominantes de fonctionnement de modules PV.

V.6.2.1.2. Le bloc « Fiabilité »

Ce bloc permet de calculer la fiabilité du module PV à partir des paramètres d'entrée générés par le bloc d'initialisation tels que : la température du module, la dose d'UV et l'humidité relative.

La loi de Weibull est la plus adaptée pour traduire la distribution des durées de vie, elle peut être utilisée aussi bien en électronique qu'en mécanique. Elle permet de caractériser le comportement d'un produit dans les trois phases de sa vie : période de jeunesse, période de vie utile et période d'usure ou vieillissement. La fiabilité ou fonction de survie $R(t)$ des modules photovoltaïques traduit la probabilité d'atteindre une certaine durée de vie. Dans notre étude, on considère que la distribution des durées de vie des modules photovoltaïques suit une loi de Weibull dont la fonction de survie ou fiabilité peut être exprimée par la relation suivante :

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} \quad \text{Eq.5-32}$$

Avec η le paramètre d'échelle et β le paramètre de forme de la loi de Weibull.

Cette fonction de fiabilité correspond à la probabilité de survivre un certain temps t à compter du début de l'exposition du module PV.

La loi de Peck permet d'écrire que la relation entre la durée de vie τ , la température T et l'humidité relative HR suivante :

$$\tau = e^{\left(\gamma_0 + \gamma_1 \cdot \ln(HR) + \frac{\gamma_2}{T}\right)} \quad \text{Eq.5-33}$$

Cette durée de vie τ coïncide avec le paramètre d'échelle η de la distribution de Weibull (si l'on considère l'influence de la température et de l'humidité sur la fonction de survie des modules).

Les paramètres du modèle de Peck, γ_0 , γ_1 et γ_2 sont déterminés par le biais de trois essais accélérés du couple (T, HR). La fonction de survie est caractérisée pour chacun de ces couples. Considérant un paramètre de forme β constant quelles que soient les conditions d'essais, le paramètre d'échelle $\eta(t)$ est identifié, les paramètres γ_0 , γ_1 et γ_2 sont déduits. La fonction de fiabilité des modules donnée par la relation Eq.5-32 devient :

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{e^{\left(\gamma_0 + \gamma_1 \cdot \ln(HR) + \frac{\gamma_2}{T}\right)}}\right)^\beta} \quad \text{Eq.5-34}$$

Pour le bloc « Fiabilité », nous utilisons cette expression de $R(t)$ pour estimer la fiabilité de des modules photovoltaïques. Nous avons utilisé le modèle de Peck parce que nous considérons uniquement l'influence de la température et de l'humidité sur les modules.

La durée de vie des modules correspond à une fiabilité de 80% soit une dégradation de 20% par rapport à leurs performances initiales (puissance maximale).

Dans le cas de notre étude, nous n'avons pas pu réaliser les essais accélérés nécessaires car ne disposant pas encore du matériel nécessaire (chambre hermétique, simulateurs solaire, de température et d'humidité).

Pour réaliser des simulations pour des modules exposés sur notre zone d'étude, nous avons considéré les paramètres de la loi d'accélération déterminés dans [Lar_11d] donné dans le Tableau V-5.

Variable	unité	loi	moyenne
β	-	Constant	2,6
γ_0	-	Constant	8,79
γ_1	-	Constant	-1
γ_2	°K	Constant	2000,1

Tableau V- 5. Paramètres d'entrée du bloc de fiabilité.

Le bloc fiabilité est développé sous l'environnement Scilab (Scientific Laboratory) qui est développé par l'INRIA (Institut National de Recherche en Informatique et en Automatique).

Le programme Scilab est présenté plus en détail dans l'annexe A.

V.6.2.2. Application aux modules de la plateforme expérimentale

Nous utilisons l'outil EFMPV proposé pour estimer la fiabilité des modules PV exposés dans la plateforme expérimentale présentée à la section III.2.2 du chapitre III.

Les simulations s'appuient sur :

- Les conditions environnementales dominantes déterminées à la section III.2.2 du chapitre III,
- Les paramètres de la loi d'accélération de Peck déterminés dans [Lar_11d] présentés dans le Tableau V-5.

Dans notre application, nous étudions la fiabilité et la durée de vie des modules relativement à la corrosion et à la délamination. Ainsi, nous ne ferons varier que la température du module et l'humidité relative : essais de chaleur humide.

V.6.2.2.1. Simulation de chaleur humide

Dans les essais de chaleur humide, la température du module et l'humidité sont uniquement considérées, l'impact des rayons UV n'est pas étudié. Généralement, ces essais sont réalisés à 85°C/85%, 85°C/95% et 105°C/85% comme le suggère Wohlgemuth [Woh_05]. Cependant, ces conditions ne sont pas toujours réalistes relativement aux conditions réelles dans lesquelles les modules fonctionnent.

Dans notre étude, la plateforme expérimentale mise en place a permis de déterminer les couples (Température du module, Humidité relative) dominants que nous considérons pour la simulation de chaleur humide.

Ainsi, nous simulons la fiabilité et la durée de vie des modules dans les conditions de chaleur humide suivantes :

- a- 38°C et 80%
- b- 46°C et 85%
- c- 55°C et 93%
- d- 58°C et 97%

Les résultats de la simulation réalisée à partir de l'outil « Estimateur de Fiabilité des Modules PV » sont présentés sur la Figure V-11 et le Tableau V-6.

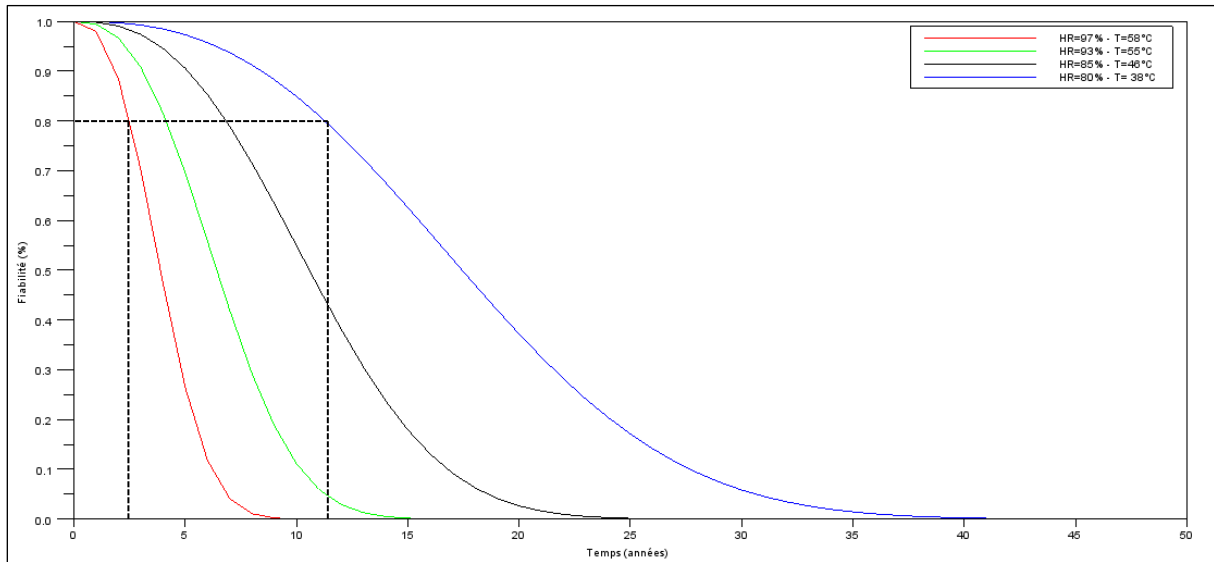


Figure V- 11. Fiabilité des modules exposés sur le site de Dakar en fonction du temps.

Temps (années)	Fiabilité			
	T=58°C et HR=97% (cas d)	T=55°C et HR=93% (cas c)	T=48°C et HR=85% (cas b)	T=38°C et HR=80% (cas a)
0.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000
1.000000	0.979962	0.994499	0.998498	0.999590
2.000000	0.884508	0.967107	0.990926	0.997519
3.000000	0.703152	0.908482	0.974181	0.992897
4.000000	0.475181	0.816458	0.946235	0.985052
5.000000	0.264703	0.696119	0.905996	0.973454
6.000000	0.118217	0.558825	0.853345	0.957700
7.000000	0.041258	0.419451	0.789167	0.937509
8.000000	0.010986	0.292460	0.715297	0.912731
9.000000	0.002182	0.188260	0.634378	0.883352
10.000000	0.000316	0.111227	0.549619	0.849491
11.000000	0.000033	0.059978	0.464477	0.811404
12.000000	0.000002	0.029361	0.382312	0.769477
13.000000	0.000000	0.012980	0.306063	0.724214
14.000000	0.000000	0.005157	0.237984	0.676222
15.000000	0.000000	0.001832	0.179496	0.626190
16.000000	0.000000	0.000579	0.131150	0.574863
17.000000	0.000000	0.000162	0.092715	0.523017
18.000000	0.000000	0.000040	0.063338	0.471428
19.000000	0.000000	0.000009	0.041763	0.420845
20.000000	0.000000	0.000002	0.026548	0.371961
21.000000	0.000000	0.000000	0.016251	0.325392
22.000000	0.000000	0.000000	0.009569	0.281655
23.000000	0.000000	0.000000	0.005413	0.241155
24.000000	0.000000	0.000000	0.002939	0.204183
25.000000	0.000000	0.000000	0.001530	0.170907
26.000000	0.000000	0.000000	0.000763	0.141382
27.000000	0.000000	0.000000	0.000364	0.115558
28.000000	0.000000	0.000000	0.000166	0.093294

29.000000	0.000000	0.000000	0.000072	0.074378
30.000000	0.000000	0.000000	0.000030	0.058540
31.000000	0.000000	0.000000	0.000012	0.045474
32.000000	0.000000	0.000000	0.000004	0.034855
33.000000	0.000000	0.000000	0.000002	0.026354
34.000000	0.000000	0.000000	0.000001	0.019652
35.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.014448
36.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.010470
37.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.007478
38.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.005261
39.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.003647
40.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.002489
41.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.001672
42.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.001106
43.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000720
44.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000461
45.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000290
46.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000180
47.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000110
48.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000066
49.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000039
50.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000022

Tableau V- 6. Résultats des simulations avec EFMPV.

Les résultats de simulation relatifs aux quatre essais considérés de chaleur humide confirment l'influence des conditions de fonctionnement extrêmes sur la fiabilité et la durée de vie des modules photovoltaïques.

Le cas (d) qui correspond à une température du module de 58°C et à une humidité relative de 97% est plus défavorable pour la fiabilité et la durée de vie des modules exposés sur notre zone d'étude.

Le cas (a) donne une meilleure évolution de la fiabilité et une plus grande durée de vie du module en fonction du temps.

Le Tableau V-7 présente les durées de vie relatives à une fiabilité de 80% pour les quatre cas étudiés.

Conditions	Fiabilité (R)	Durée de vie (τ)
Cas a : T=38°C et HR=80%	0,81	11 ans
Cas b : T=48°C et HR=85%	0,85	6 ans
Cas c : T=55°C et HR=93%	0,81	4 ans
Cas d : T=58°C et HR=97%	0,88	2 ans

Tableau V- 7. Résultats des durées de vies des modules PV.

Il faut noter que notre étude ne permet pas de distinguer lequel des deux paramètres entre la température du module et l'humidité relative est plus influente sur la fiabilité et la durée de vie des modules photovoltaïques.

Pour essayer de répondre à cette question nous avons effectué une analyse de sensibilité sur la fiabilité et la durée de vie des modules.

V.6.2.2.2. Etude de sensibilité

L'étude de sensibilité permet d'observer l'influence des paramètres d'entrée considérés dans notre étude (Température du module, Humidité relative).

Pour l'étude de sensibilité de la température du module, l'humidité relative a été fixée à 85% correspond l'humidité la plus fréquente à laquelle les modules fonctionnent soit pendant 25% du temps.

L'influence de l'humidité relative sur la fiabilité et la durée de vie du module est étudiée en fixant la température du module à 38°C à laquelle le module exposé sur notre zone d'étude fonctionne 20% du temps.

Les simulations relatives à l'étude de l'influence de la température du module sur la fiabilité partir de l'outil EFMPV sont présentés sur la Figures V- 12 et le Tableau V-8.

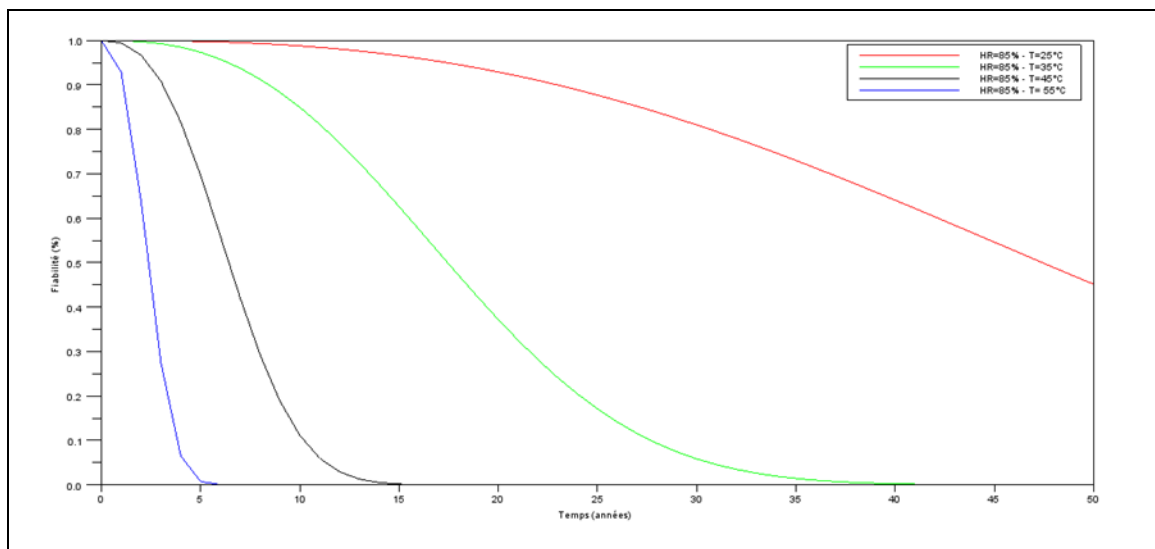


Figure V- 12. Influence de la température du module sur la fiabilité.

Conditions	Fiabilité (R)	Durée de vie (τ)
Cas a : T=25°C et HR=85%	0,80	30 ans
Cas b : T=35°C et HR=85%	0,81	11 ans
Cas c : T=45°C et HR=85%	0,81	4 ans
Cas d : T=55°C et HR=85%	0,88	1,5 an

Tableau V- 8. Variation de la durée de vie des modules en fonction de la température du module.

On note une nette influence de la température du module sur la fiabilité (Figure V-12) et par conséquent sur la durée de vie des modules (Tableau V-8).

Il est encore difficile de trouver une corrélation directe entre la température du module et la fiabilité de celui-ci. Cependant, le Tableau V-8 montre que, pour une humidité relative fixée à 85%, lorsque la température augmente de 10°C, la durée de vie diminue d'un facteur 3 environ.

La Figure V-13 et le Tableau V-9 présentent les résultats relatifs à l'influence de l'humidité relative sur la fiabilité et la durée de vie des modules PV.

Sur les courbes de variation de la fiabilité des modules en fonction de l'humidité relative de la Figure V-13, on remarque que l'influence de celle-ci est moindre comparée à celle de la température du module. Pour une température du module fixée à 38°C, en faisant varier l'humidité relative avec un pas de 10%, la durée de vie correspondant varie d'une année en moyenne comme le montre le Tableau V-9.

Une corrélation directe ne peut être établie à partir de nos résultats pour les deux cas en l'occurrence l'influence de la température du module et de l'humidité relative sur la fiabilité et la durée de vie des modules photovoltaïques.

Cependant, nous pouvons avancer que la fiabilité et la durée de vie des modules PV seraient plus influencées par la température du module que par l'humidité relative.

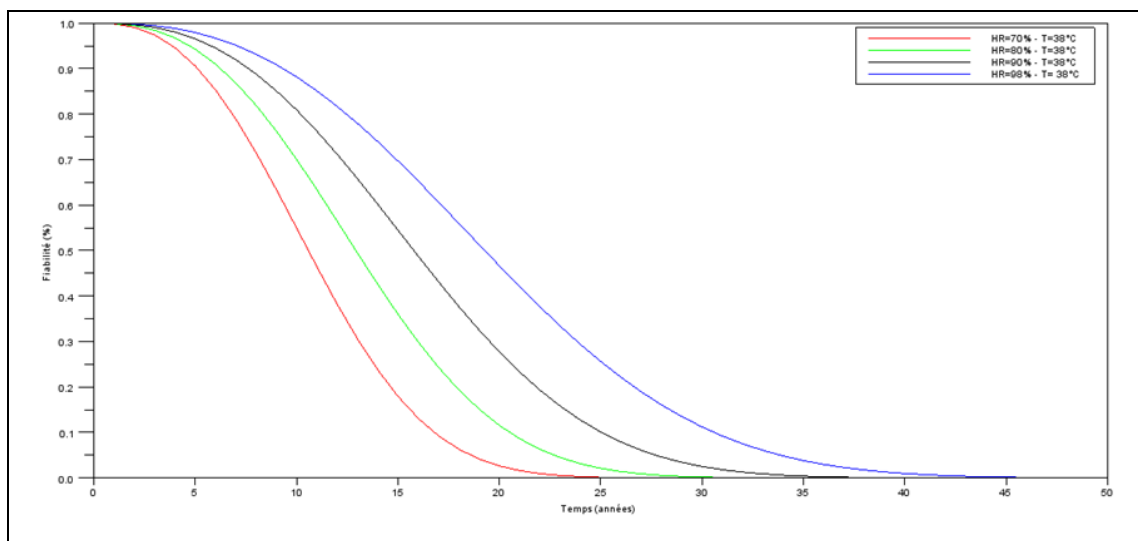


Figure V- 13. Influence de l'humidité relative sur la fiabilité du module PV.

Conditions	Fiabilité (R)	Durée de vie (τ)
Cas a : T=38°C et HR=70%	0,81	12 ans
Cas b : T=38°C et HR=80%	0,81	11 ans
Cas c : T=38°C et HR=90%	0,8	10 ans
Cas d : T=38°C et HR=98%	0,78	8 ans

Tableau V- 9. Variation de la durée de vie des modules en fonction de l'humidité relative.

V.7. Conclusion

Dans ce chapitre consacré à la fiabilité et à la durée de vie des modules photovoltaïques, nous avons présenté une revue sur les concepts et lois dédiés à la fiabilité d'un composant en général.

Une méthodologie basée sur les essais accélérés pour l'évaluation de la fiabilité des modules photovoltaïques a été présentée. Un outil pour l'estimation de la fiabilité et de la durée de vie des modules a été proposé. Cet outil est basé sur les essais accélérés pour la détermination des paramètres de la loi de fiabilité utilisée en l'occurrence le modèle de Peck. Il utilise également la base de données relative aux conditions environnementales du site d'exposition des modules.

Il a permis d'estimer la fiabilité et la durée de vie des modules de la plateforme mise en place dans le cadre de cette thèse en tenant compte uniquement des conditions de fonctionnement dominantes de température et d'humidité relative.

Nous avons trouvé que la fiabilité et la durée de vie des modules PV sont plus sensibles à la température du module que par l'humidité relative. Lorsque la température augmente de 10°C, la durée de vie diminue d'un facteur 3 environ. Une variation de l'humidité relative de 10%, induit une diminution d'une année en moyenne de la durée de vie des modules.

Cependant, une des contraintes majeures de cet outil est liée à la réalisation des essais accélérés qui nécessite des moyens pas toujours accessibles. C'est pour cette raison que nous avons utilisé les données de la littérature pour ce qui concerne les paramètres de la loi d'accélération.

Il nécessite également de disposer d'une base de données d'une année complète sur les conditions environnementales du site d'exposition des modules.

Conclusion générale

Le travail réalisé dans cette thèse constitue une contribution à la maîtrise du comportement des modules photovoltaïques en silicium cristallin durant leur cycle de vie dans un environnement sahélien.

La première étape de ce travail est consacrée aux généralités sur la filière photovoltaïque. Celles-ci ont porté dans un premier temps sur la ressource solaire et ses principales caractéristiques. Les caractéristiques, le fonctionnement et la modélisation de la cellule photovoltaïque sont présentés. L'influence des principaux paramètres météorologiques (ensoleillement, température) sur le comportement du module photovoltaïque est présentée. Les principaux composants constituant le module PV en général sont présentés. Une revue des différentes technologies photovoltaïques existantes a été effectuée. Cette revue sur les technologies photovoltaïques a abouti sur une classification en termes de rendement et de part de marché. Enfin, les différentes normes de qualification des modules photovoltaïques sont présentées en faisant un focus sur la norme CEI 61215 relative aux modules photovoltaïques en silicium cristallin.

Dans un deuxième temps, une revue des différents modes de dégradation des modules photovoltaïques a été présentée avec les méthodes de détections associées. Les principaux modes de dégradation des modules PV recensés dans la littérature sont : la corrosion, la décoloration, la délamination, les bris de verre et les fissures de cellules. Néanmoins, la corrosion et la décoloration de l'encapsulant restent, d'après la littérature, les modes de dégradation prédominants. Les paramètres environnementaux tels que la température, l'humidité et l'irradiation UV sont les principaux facteurs de dégradation.

La troisième partie a porté sur l'étude expérimentale dédiée à l'évaluation de la dégradation de modules photovoltaïques en silicium cristallin après quelques années de fonctionnement au Sénégal. Une plateforme expérimentale a été mise en place dans le cadre de cette étude permettant ainsi de déterminer les conditions environnementales dominantes de fonctionnement des modules dans notre zone d'étude. Cette étude a principalement porté sur les caractéristiques électriques de performance en l'occurrence le courant de court-circuit, la tension en circuit-ouvert, le facteur de forme, la puissance maximale, le courant et la tension maximal mais également sur les caractéristiques de transfert courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V).

Deux approches pour l'évaluation de la dégradation des modules sont proposées. La première, EDMS (Evaluation de la Dégradation des Modules photovoltaïques par Standardisation) est basée sur la standardisation des mesures réalisées en conditions réelles. La deuxième approche, EDMA (Evaluation de la Dégradation des Modules photovoltaïques par Analyseur) utilise l'analyseur de modules photovoltaïques de type IV-400.

De cette étude, nous retenons que la plupart des paramètres électriques des modules présentent une dégradation mesurable au bout de deux années d'exposition du module. Cependant, sur les vingt-six modules étudiés avec des durées d'exposition variant entre une année et demi et cinq années, la tension en circuit-ouvert ne présente aucune dégradation mesurable.

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

Dans la quatrième partie, l'impact des dépôts de poussière sur les caractéristiques de performance des modules PV est mis en évidence via une étude expérimentale. Celle-ci a montré une dégradation de la puissance maximale de plus de 70% observée sur des modules après une année d'exposition sans nettoyage. Ensuite, la corrélation entre la variation des caractéristiques de performance (courant de court-circuit, tension en circuit ouvert, puissance maximale et facteur de forme) des modules PV et la densité des dépôts de poussière sur la surface des modules a été étudiée. Pour cela, une méthode de détermination de la densité de poussière déposée sur les modules est proposée. La corrélation par une régression polynomiale entre la variation respectivement du courant de court-circuit et de la puissance maximale avec la densité de poussière présente un bon coefficient de détermination (supérieure à 0,99) aussi bien pour la technologie monocristalline que polycristalline. Cependant, cette étude de corrélation mérite d'être réalisée sur un plus long terme.

Enfin, la fiabilité et la durée de vie des modules photovoltaïques ont été abordées dans la dernière partie de cette thèse. Une méthodologie basée sur les essais accélérés pour l'évaluation de la fiabilité des modules photovoltaïques a été présentée. Un outil pour l'estimation de la fiabilité et de la durée de vie des modules a été proposé. Cet outil, EFMPV (Estimateur de la Fiabilité des Modules PV) est basé sur les essais accélérés pour la détermination des paramètres de la loi d'accélération utilisée en l'occurrence le modèle de Peck. Il utilise également une base de données relative aux conditions environnementales du site d'exposition des modules. Il a permis d'estimer la fiabilité et la durée de vie des modules de la plateforme mise en place dans le cadre de cette thèse en tenant compte uniquement des conditions de fonctionnement dominantes de température et d'humidité relative principales responsables de la corrosion et de délamination.

Nous avons trouvé que la fiabilité et la durée de vie des modules PV sont plus sensibles à la température du module qu'à l'humidité relative. Lorsque la température augmente de 10°C, la durée de vie diminue d'un facteur 3 environ. Une variation de l'humidité relative de 10%, induit une diminution d'une année en moyenne de la durée de vie des modules.

Une des contraintes majeures de cet outil est liée à la réalisation des essais accélérés. C'est pour cette raison que nous avons utilisé les données de la littérature pour ce qui concerne les paramètres de la loi d'accélération.

Ainsi, cette thèse ouvre de nombreuses et intéressantes perspectives de recherche :

- L'étude de la dégradation des modules photovoltaïques doit être étendue sur une plus longue durée, sur un plus grand nombre de technologies et de modules PV et enfin sur une zone d'étude plus étendue. Ceci permettrait de disposer de suffisamment de feedback à capitaliser dans le développement des modèles de dégradation.
- L'impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance des modules peut faire l'objet d'une étude plus affinée. Il serait pertinent de tenir compte du type de poussière (matière, diamètre) en fonction de la zone d'exposition des modules. La corrélation entre la densité de poussière en dépôt et la dégradation peut être étudiée sur un plus grand nombre de technologies et de modules mais également sur une durée plus longue à l'échelle de quelques années. A terme, une telle étude permettrait de proposer des moyens et une périodicité pertinente pour le nettoyage des modules.
- Enfin, l'étude de la fiabilité et de la durée de vie des modules photovoltaïques reste un champ d'investigation encore peu investi qui mérite d'être exploré davantage pour le développement de la filière photovoltaïque en général et en zone sahélienne en particulier. Dans notre étude, nous avons exploité la distribution de Weibull et les lois d'accélération de Peck et d'Arrhenius qui nécessitent des essais accélérés. Ces derniers pourraient être optimisés en termes de durée, de nombre et de contraintes expérimentales. Il sera intéressant de travailler sur une étude qui permettra de proposer des moyens de protection des modules photovoltaïques des facteurs qui impactent sur la durée de vie telle que la température du module.

Bibliographie

- [Abe_90] Abete A. et al. “*Analysis of photovoltaic modules with protection diodes in presence of Mismatching*”. 21st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1990.
- [Ade_05] Adelstein J., Sekulic B. “Performance and reliability of a 1-kW amorphous silicon photovoltaic roofing system”. *Proc. 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1627-1630, 2005.
- [Agi_03] Agilent 34970A Data Acquisition/Switch Unit User's Guide, Agilent Technologies Inc., 2003.
- [Agr_07] Agroui K., Belghachi A., Collins G. and Farenc J. *Quality control of EVA encapsulant in photovoltaic module process and outdoor exposure*. Desalination 2007.
- [Ala_08] Alain R. *Modules et Systèmes Photovoltaïques*, 2008.
- [Alo_06] Alonso-Garcia M.C., Ruiz J.M., Chenlo F. “Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Volume 90, Issue 3, pp. 329-340, 2006.
- [ASTM] American Society for Testing and Materials (ASTM). *Terrestrial Reference Spectra for Photovoltaic Performance Evaluation, ASTM G173-03 Tables: Extraterrestrial Spectrum, Terrestrial Global 37 deg South Facing Tilt & Direct Normal+Circumsolar*. <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5>.
- [Bel_06] Belyaev A., Polupan O., Dallas W., Ostapenko S., Hess D., Wohlgemuth J. “Crack detection and analyses using resonance ultrasonic vibrations in full-size crystalline silicon wafers”. *Applied Physics Letters* 88, 111907–111907-3, 2006.
- [Ber_10] Berghold J. and al. “Potential Induced Degradation of solar cells and panels”. 25th EUPVSEC, 3753–3759, 2010.
- [Bil_10] Bilal B. O. *Méthodologie de dimensionnement d'un système hybride éolien-solaire- batterie optimisé : Analyse de l'influence du taux de non couverture de la charge, des potentiels éolien et solaire et des profils de charge sur la configuration optimale*. Thèse de 3ème Cycle, ESP-UCAD.
- [Bos_10] Bosco N. *Reliability Concerns Associated with PV Technologies*. http://www.nrel.gov/pv/performance_reliability/pdfs/failure_references.pdf, 2010.
- [Bre_01] Breitenstein O., Langenkamp M., Rakotoniaina J.P., Zettner J. “The imaging of shunts in solar cells by infrared lock-in thermography”. 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, 2001, pp. 1499–1502.
- [Cam_07] Campbell R.C. “A Circuit-based Photovoltaic Array Model for Power System Studies”. IEEE 2007.
- [Car_03] Carlson D.E., Romerol R., Willing F., Meakin D., Gonzalez L., Murphy R., Moutinho H.R., Al-Jassim M. “Corrosion Effects in Thin-Film Photovoltaic Modules”. *Progress Photovoltaics: Research and Applications*, 11:377–386, 2003. DOI: 10.1002/pip.500.
- [CEI_05] Commission Electrotechnique Internationale (CEI). *Standard IEC61215: Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules*. Design Qualification and Type Approval IEC Central Office, Geneva, Switzerland, 2005.
- [CEI_08] Commission Electrotechnique Internationale (CEI). *Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data (IEC 60904-3:2008)*; German version EN 60904-3:2008.

- [CEI_09] Commission Electrotechnique Internationale (CEI). *Standard IEC60904-9: Photovoltaic Devices. Part 9: Solar Simulator Performance Requirements*. IEC Central Office, Geneva, Switzerland, 2009.
- [Cha_12] Changwoon H., Nochang P., Jaeseong J. “Lifetime prediction of silicon PV module ribbon wire in three local weathers”. *PV module reliability workshop*, 2012.
- [Cha_13] Charki A., Laronde R., Bigaud D. “Accelerated degradation testing of a photovoltaic module”. *J. of Photon. Energy*. 3(1), 033099 (Mar 11, 2013). doi:10.1117/1.JPE.3.033099.
- [Chu_97] Chuang S., Ishibashi A., Kijima S., Nakayama N., Ukita M., Taniguchi S. “Kinetic model for degradation of lightemitting diodes”. *IEEE Journal of Quantum electronics* 1997, 33: 970–979.
- [Coc_11] Cocca M., D'Arienzo L., D'Orazio L. “Effects of Different Artificial Agings on Structure and Properties of Whatman Paper Samples”. *Materials Science*, Volume 2011 (2011), ID 863083, 7 pages. Doi:10.5402/2011/863083.
- [Com_05] Commission européenne. “A Vision for Photovoltaic Technology”. Photovoltaic Technology Research Advisory Council, ISBN 92-894-8004-1., 2005.
- [Dah_07] Dahbi M. *Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne*. Thèse de Doctorat, Université de Bechar, 2007.
- [Dal_07] Dallas W., Polupan O., Ostapenko S. “Resonance ultrasonic vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers”. *Measurement Science and Technology* 18,852–858, 2007.
- [Das_11] DASTPVPS\SOLARIRR.INS. Rapport Programme sénégal allemand, 2011.
- [Del_02] Del Cueto J.A. “Comparison of energy production and performance from flatplate photovoltaic module technologies deployed at fixed tilt”. *Photovoltaic Specialists Conference. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE*, 19-24 May 2002, Page(s):1523 – 1526.
- [Der_08] Dermian Y., Leon J.F., Dubovik O., Chaipello I., Tanre D. “Radiative properties of aerosol mixture observed during the dry season 2006 over Mbour, Senegal”. *J. Geophys. Res.*, Vol. 113, D00C09, doi:10.1029/2008JD009904, 2008.
- [Det_05] Detrick A., Kimber A., Mitchell L. “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.
- [Dun_06] Dunlop E.D., Halton D. “The performance of crystalline silicon photovoltaic solar modules after 22 years of continuous outdoor exposure”. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 14, No. 1, pp. 53-64, 2006.
- [Els_93] El-Shobokshy M.S., Hussein F.M. “Effect of dust with different physical properties on the performance of photovoltaic cells”. *Solar energy*, Vol. 51, n° 6, pp. 505-511, 1993.
- [Eme_96] Emery K., Burdick J., Caiyem Y., Dunlavy D., Field H., Kroposki B., Moriarty T., Ottoson L., Rummel S., Strand T., Wanlass, M.W. “Temperature dependence of photovoltaic cells, modules and systems”. *Photovoltaic Specialists Conference, Conference Record of the Twenty Fifth IEEE*, 13-17 May 1996 Page(s):1275 – 1278.
- [EPI_11] EPIA: European Photovoltaic Industry Association. “Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015”, 2011.

- [Fro_00] Fromherz T., Padinger F., Gebeyehu D., Brabec C., Hummelen J.C., Sariciftci. "Comparison of photovoltaic devices containing various blends of polymer and fullerene derivatives". *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 63, Issue 1, pp. 61- 68, 2000.
- [Gre_92] Green M.A. "PV modules: operating principles, technology and system applications". *Sydney: UNSW*; 1992.
- [Hac_11] Hacke and al. "System Voltage Potential-Induced Degradation Mechanisms in PV Modules and Methods for Test". *37th IEEE PVSC*, 2011.
- [Her_97] Herrman W., Wiesner W., Vaaben W. "Hot spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes". *PVSC 26th*, Anaheim, 1997.
- [Hot_42] Hottel M.C., Woertz B.B. "Performance of flat plate solar heat collectors". *ASME Trans.*, vol. 64, pp. 91-104, 1942.
- [Hul_08] Huld T., Sùri M., Dunlop E.D. "Geographical variation of the conversion efficiency of crystalline silicon photovoltaic modules in Europe". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 16, No. 7, pp. 595-607, 2008.
- [Ibr_09] Ibrahim M., Zinsser B., El-Sherif H., Hamouda E., Makrides G., Georghiou G.E., Schubert M., Werner J.H. "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, March 2009.
- [IV400] Datasheet I-V 400, 2012. www.ht-instruments.com/pdf_I-V400.
- [Jan_03a] Jannot Y. *Thermique solaire*. 57p, octobre, 2003.
- [Jan_03b] Jansen K.W., Delahoy A.E. "A laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates". *Thin Solid Films*, 423:153–160, 2003.
- [Jan_06] Jansen K.W., Kadam S.B., Groelinger J.F. "The Advantages of Amorphous Silicon Photovoltaic Modules in Grid-Tied Systems Photovoltaic Energy Conversion". *Conference Record of the IEEE 4th World Conference*, Volume 2, May 2006 Page(s):2363 – 2366.
- [Jor_11a] Jordan D.C. "Methods for analysis of outdoor performance data". *NREL PV Module reliability Workshop*, Golden CO, USA, February 2011.
- [Jor_11b] Jordan D.C, Kurtz S.R. "Photovoltaic Degradation Rates - an Analytical Review". *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, 2011. DOI: 10.1002/pip.1182.
- [Kaj_05] Kajihara A., Harakawa T. "Model of photovoltaic cell circuits Under partial shading". *Industrial Technology, ICIT 2005*, pp. 866-870, 14-17 Dec., 2005.
- [Kal_11] Kaldellis J.K., Kapsali M. "Simulating the dust effect on the energy performance of photovoltaic generators based on experimental measurements". *Energy* 36 (2011), 5154-5161, 2011.
- [Kan_10] Kang G.H. et al. "Investigation of aging phenomenon and power drop rate with field exposed PV modules". *25th EUPVSC*, Valencia, pp. 4015–4018, 2010.
- [Kap_11] Kaplanis S., Kaplani E. "Energy performance and degradation over 20 years performance of BP c-Si PV modules". *Simulation modeling practice and theory*, 19, 1201-1211, 2011.

- [Kat_02] Katsutoshi U. “Study on Dynamic and Static Characteristics of Photovoltaic Cell”. *Power Conversion Conference*, 2002.
- [Kat_11] Katz G.B. “Effect of Dust on Solar Panels”. www.gregorybkatz.com/Home/effect-of-dust-on-solar-panels, 2011.
- [Kas_08] Kasemann M. et al. “Luminescence imaging for the detection of shunts on silicon solar cells”. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 16, 297–305, 2008.
- [Keb_05] Kebe C.M.F. *Relation entre les intégrales spatio-temporelles de la couverture nuageuse et la pluie au sol aux latitudes tropicales-Implications pour la mesure des précipitations depuis l'espace*. Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier, 2005.
- [Kem_05] Kempe M.D. “Control of Moisture Ingress into Photovoltaic Modules”. *31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference and Exhibition*, Lake Buena Vista, Florida, January 3–7, 2005.
- [Kem_06] Kempe M.D. “Modelling the moisture ingress into photovoltaic modules”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 90, 2720–2738, 2006.
- [Kem_07] Kempe M.D., Jorgensen G.J., Terwilliger G.J., McMahon T.J., Kennedy C.E., Borek T.T. “Acetic acid production and glass transition concerns with ethylene-vinyl acetate used in photovoltaic devices”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 91, 315–329, 2007.
- [Kem_10] Kempe M.D. “Ultraviolet test and evaluation methods for encapsulants of photovoltaic modules”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 94, 246–253, 2010.
- [Ken_06] Kenny R.P., Dunlop E.D., Ossenbrink H.A., Mullejans H. “A practical method for the energy rating of c-Si photovoltaic modules based on standard tests”. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 14 (2), 155–166, 2006.
- [Ker_99] Kern G. *SunSine™300: Manufacture of an AC Photovoltaic Module*. Final Report, Phases I & II NREL/SR-520-26085, 1999.
- [Kin_97] King D.L., Kratochvil J.A., Boyson W.E. “Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results”. *Photovoltaic Specialists Conference, Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE*, 1997.
- [Kin_04] King D., Boyson W., Kratochvil J. “Photovoltaic array performance model”. Tech. Rep. SAND2004-3535, Sandia National Laboratories, 2004.
- [Kir_09] Kirchartz T. et al. “Reciprocity between electroluminescence and quantum efficiency used for the characterization of silicon solar cells”. *Progress in Photovoltaics*, 2009. Doi:10.1002/pip.895.
- [Koj_04] Kojima T., Yanagisawa T. “The evaluation of accelerated test for degradation a stacked a-Si solar cell and EVA films”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 81, N° 1, 119–123, 2004.
- [Kou_06] Koutroulis E., Kolokotsa D., Potirakis A., Kalaitzakis K. *Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic-wind generator systems using genetic algorithms*. *Solar Energy* Vol.80, pp. 1072–1088, 2006.
- [Kur_11] Kurtz S., Whitfield K., Tamizhmani G., Koehl M., Miller D., Joyce J., Wohlgemuth J., Bosco N., Kempe M. and Zgonena T. “Evaluation of high-temperature exposure of photovoltaic modules”. *Progress in photovoltaics: Research and applications*, 2011.
- [Kym_09] Kymakis E., Kalykakis S., Papazoglou T.M. “Performance Analysis of a Grid Connected Photovoltaic Park on the Island of Crete”. *Energy Conversion and Management*, Vol. 50, No. 3, pp. 433–438, 2009.

- [Lan_05] Lannoy A., Procaccia H. *Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel*. Lavoisier, 2005.
- [Lar_09] Laronde R. *Solutions photovoltaïques dans le bâtiment*. GINGER CATED, 2009.
- [Lar_11a] Laronde R. *Fiabilité et durabilité d'un système complexe dédié aux énergies renouvelables : Application à un système photovoltaïque*. Thèse de Doctorat, Université d'Angers, 2011.
- [Lar_11b] Laronde R., Charki A., Bigaud D. "Reliability evaluation of a photovoltaic module using accelerated degradation models". *SPIE Optics+Photonics*, San Diego, USA, 21-25 août 2011.
- [Lar_11c] Laronde R., Charki A., Bigaud D., Elsayed E. A., Excoffier P. "Reliability and availability estimation of a photovoltaic system using Petri networks". *ESREL'2011*, 18-22 September 2011, Troyes, France.
- [Lar_11d] Laronde R., Charki A., Bigaud D. "Lifetime estimation of photovoltaic module based on temperature measurement". *2nd IMEKO TC 11 International Symposium METROLOGICAL INFRASTRUCTURE*, June 15-17, 2011, Cavtat, Dubrovnik Riviera, Croatia.
- [LEEE_08] leee.dct.supsi.ch/PV/Results/Tested_modules.htm, 2008.
- [Lui_02] Luis C., Sivestre S. "Modelling photovoltaic systems using PSpice". *Chichester: John Wiley & Sons Ltd.*; 2002.
- [Mar_03] Marion B., Adelstein J. "Long-term performance of the SERF PV systems". *NCPV and Solar*.
- [Met_00] Metzendorf J., Winter S., Wittchen T. *Metrologia* 37, 573, 2000.
- [Mon_08] Monastyrskiy A., Ostapenko S., Polupan O., Maeckel H., Vazquez M.A. "Resonance ultrasonic vibrations for in-line crack detection in silicon wafers and solar cells". *33rd PVSC*, 2008.
- [Mor_08] Moore L.M., Post H.N. "Five years of operating experience at a large, utility scale photovoltaic generating plant". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 16, No. 3, pp. 249-259, 2008.
- [Muk_99] Mukund R.P. *Wind and solar Power Systems*. Ph D, Université Merchant Marine, 1999.
- [Mun_11] Munoz M.A., Alonso-Garcia M.C., Nieves Vela, Chenlo F. "Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions". *Solar Energy* 85, 2264–2274, 2011.
- [Nar_03] Narendra D.K. and Nalin K. G. "Energy Yield Simulations of interconnected Solar PV Arrays". *IEEE Trans. On Energy conversion*, Vol. 18, N° 1, 2003.
- [Ndi_13a] **Ndiaye A.**, Charki A., Kobi A., Kébé C.M.F., Ndiaye P.A., Sambou V. "Degradations of Silicon Photovoltaic Modules : A Literature Review". *Solar Energy* 96, pp. 140-151, 2013. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.07.005>.
- [Ndi_13b] **Ababacar Ndiaye**, Cheikh M. F. Kébé, Pape A. Ndiaye, Abdérafî Charki, Abdessamad Kobi, Vincent Sambou. "Impact of dust on the PV modules characteristics after an exposition year in Sahelian environment: the case of Senegal". *International Journal of Physical Sciences*, Vol. 8(21), pp. 1166-1173, 2013. DOI: 10.5897/IJPS2013.3921.
- [Ndi_13c] **Ababacar Ndiaye**, Cheikh M.F. Kébé, Pape A. Ndiaye, Abdérafî Charki, Abdessamad Kobi, Vincent Sambou. "A novel method for investigating photovoltaic module degradation". *Energy Procedia*, Vol. 36, pp. 1222-1231, 2013. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.138>.

- [Ndo_03] Ndong N. *Modélisation du potentiel solaire par temps clair à Dakar*. Mémoire de DEA, ESP, UCAD, 55 p, 2003.
- [Ore_05] Oreski G., Wallner G.M. “Aging mechanisms of polymeric films for PV encapsulation”. *Solar Energy* 79, 612–617, 2005.
- [Ore_09] Oreski G., Wallner G.M. “Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions”. *Solar Energy* 83, 1040–1047, 2009.
- [Ost_02] Osterwald C.R., Anderberg A., Rummel S., Ottoson L. “Degradation Analysis of Weathered Crystalline-Silicon PV Modules”. *Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2002.
- [Ost_03] Osterwald C.R., Benner J.P., Pruett J., Anderberg A., Rummel S., Ottoson L. “Degradation in weathered crystalline-silicon PV modules apparently caused by UV radiation”. *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Osaka, Japan, 2003, 2911–2915.
- [Ost_06] Osterwald C.R., Adelstein J., Del Cueto J.A., Kroposki B., Trudell D., Moriarty T. “Comparison of Degradation Rates of Individual Modules Held at Maximum Power”. *Proceedings of the 4th IEEE World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pp. 2085-2088, ISBN 1-4244-0017-1, Waikoloa, USA, May 2006.
- [Ost_08] Osterwald C. “Terrestrial photovoltaic module accelerated test-to-failure protocol”. Technical Report DE-AC36-99-GO10337, National Renewable Energy Laboratory, 2008.
- [Ost_09] Osterwald C.R., McMahon T.J. “History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review”. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 17(1), 11-33, 2009.
- [Otw_08] Otwin B., Jan B., Thorsten T., Robert A.B. “On the detection of shunts in silicon solar cells by photo- and electroluminescence imaging”. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 16, 325–330, 2008.
- [Pan_10] Pantelis N., Botsaris J.A., Tsanakas. “Infrared thermography as an estimator technique of a photovoltaic module performance via operating temperature measurements”. *10th European Conference on NDT*, Vol. 7–11, Moscow, Russia, 2010.
- [Pan_11] Pan R., Kuitche J. and Tamizhmani G. “Degradation analysis of solar photovoltaic modules: Influence of environmental factor”. *Proc. Annual Reliability and Maintainability Symposium*, 2011.
- [Pet_09] Petibon S. *Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques*. Thèse de Doctorat de l'université Paul Sabatier de Toulouse, 2009.
- [Pic_08] Pickett J.E., et al. *Polym. Degrad. Stab.*, 93 (2008) 684-691.
- [Pic_10] Picault D. *Reduction of mismatch losses in grid-connected photovoltaic systems using alternative topology*. Thèse de doctorat de l'Institut Polytechnique de Grenoble, 2010.
- [Pin_10] Pingel S. and al. “Potential Induced Degradation of solar cells and panels”. *35th IEEE PVSC*, 2010.
- [Pro_03] Protin L., Astier S. *Convertisseurs photovoltaïques*. Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, 2003.
- [Qui_02] Quintana M.A., King D.L., McMahon T.J., Osterwald C.R. “Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules”. *Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1436-1439, 2002.

- [Rab_03] Rabii A.B., Jraidi M., Bouazzi A.S. “Investigation of degradation in field-aged photovoltaic modules”, *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, May 11-18, 2003.
- [Rag_06] Raghuraman B., Laksman V., Kuitche J., Shisler W., Tamizhani G., Kapoor H. “An overview of SMUDs outdoor photovoltaic test program at Arizona State University”. *4th IEEE World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Hawaii, USA, 2006.
- [Rap_98] Rappich J., Mueller M., Schneider F., Tributsch H. “Thermographic sampling technique applied to microelectronics and photovoltaic devices”. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 53, 205–215, 1998.
- [Rea_03] Realini A. *Mean Time before Failure of Photovoltaic Modules*. Final Report (MTBF Project), Federal Office for Education and Science Tech. Rep., BBW 99.0579, 2003.
- [Reg_12] Site Web de regulation-france. Consulté le 08 Mars 2013 sur http://regulation-france.fr/pdf/fichetech/HD2101_1_2.pdf.
- [Rei_02] Reis A.M., Coleman N.T., Marshall M.W., Lehman P.A., Chamberlain C.E. “Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure”. *29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, New Orleans, Louisiana, USA, 2002.
- [Ric_97] RICAUD A. *Photopiles solaires*. Presses polytechniques et universitaires romandes, pp313, 1997.
- [Rio_90] Riordan C., Hulstron R. “What is an air mass 1.5 spectrum? (Solar cell performance calculations)”. *Photovoltaic Specialists Conference, Conference Record of the Twenty First IEEE*; 21-25 May 1990 Page(s):1085 - 1088 vol.2. DOI : 10.1109/PVSC.1990.111784.
- [Rue_05] Rueland E., Herguth A., Trummer A., Wansleben S., Fath P. “Optical μ -crack detection in combination with stability testing for inline inspection of wafers and cells”. *Proceedings of 20th EU PVSEC*, Barcelona, 3242–3245, 2005.
- [Ros_06] Rosella J.I., Ibàñez M. “Modelling power output in photovoltaic modules for outdoor operating conditions”. *Energy Conversion and Management* 47 (15-16), 2424–2430, 2006.
- [Roy_10] Roy J.N., Gariki G.R., Nagalakshmi V. “Reference module selection criteria for accurate testing of photovoltaic (PV) panels”. *Solar Energy* 84, 32–36, 2010.
- [Roy_98] Royer J., Djiako T., Schiller E., Sy B. S. *Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens*. 194p, 1998.
- [Sak_03] Sakamoto S., Oshiro T. “Field test results on the stability of crystalline silicon photovoltaic modules manufactured in the 1990’s”. *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Osaka, 2003, 1888–1891.
- [Sal_88] Salim A., Huraib F., Eugenio N. “PV power-study of system options and optimization”. *In Proceedings of the 8th European PV Solar Energy Conference*, Florence, Italy, 1988.
- [Sal_90] Salaeh Z.M. and al. “Optimum Switching Points For Array Reconfiguration Controller”. Department of electrical engineer university of lowell MA 01854. *IEEE*, pp:971-976. 1990.
- [San_11] Sanchez-Friera P., Piliouguine M., Pelaez J., Carretero J., Sidrach M. “Analysis of Degradation Mechanisms of Crystalline Silicon PV Modules After 12 Years of Operation in Southern Europe”. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, January 2011.

- [Sch_11a] Schütze M., Junghänel M., Friedrichs O., Wichtendahl R., Scherff M., Müller J., Wawer P. "Investigations Of Potential Induced Degradation Of Silicon Photovoltaic Modules". *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany, 5–9 September 2011.
- [Sch_11b] Schütze M. and al. "Laboratory Study of Potential Induced Degradation of Silicon Photovoltaic Modules". *37th IEEE PVSC*, 2011.
- [Sha_11] Shaharin A.S., Haizatul H.H., Nik Siti H.N.L., Mohd S.I.R. "Effects of Dust on the Performance of PV Panels". *World Academy of Science, Engineering and Technology* 58, 2011.
- [Sho_61] Shockley W., Queisser H.J. "Detailed balanced limit of efficiency of PN junction solar cells". *Journal of Applied Physics*, 32, 510, 1961. DOI:10.1063/1.1736034.
- [Sho_95] Short W., Packey D.J., Holt T. *A manual for the economic valuation of energy efficiency and renewable energy technologies*. Report NREL/TP-462-5173, arch 1995.
- [Sin_10] Singo A.T. *Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome*. Thèse de Doctorat, Université de Nancy I, 2010.
- [Sko_08] Skoczek A., Sample T., Dunlop E.D., Ossenbrink H.A. "Electrical performance results from physical stress testing of commercial PV modules to the IEC61215 test sequence". *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 92, 1593–1604, 2008.
- [Ste_04] Stephan M., Thomas K., Wolfgang J., Hurbert F. "Quality testing for PV-modules according to standards and performance control for supporting manufacturing". *Proceedings of the 19th EU PVSEC*, 2004, Paris.
- [Tin_08] Tina G.M., Abate R. "Experimental verification of thermal behaviour of photovoltaic modules". *Electrotechnical Conference - 14th IEEE Mediterranean*, 5-7 May 2008 Page(s):579 – 584, Digital Object Identifier 10.1109/MELCON.2008.4618497.
- [Tiw_10] Tiwari G., Dubey S. *Fundamentals of photovoltaic modules and their applications*. Royal Society of Chemistry, 2010.
- [Van_02] Van Dyk E.E et al. "Long-term monitoring of photovoltaic devices". *Renewable Energy* 2002; 22:183–97.
- [Vaz_08] Vazquez M., Ignacio R.S. "Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16:419–433, 2008.
- [Wak_81] Wakim F. "Introduction of PV power generation to Kuwait". *Kuwait Institute for Scientific Research*, Kuwait City, 1981.
- [Wil_97] Wiles J.C., King D.L. "Blocking diodes and fuses in low-voltage PV systems". *26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, September 29-October 3, 1997, Anaheim, California.
- [Wil_98] Wiles J.C. "Code writing processes and series diodes". *Home Power Magazine N° 63*, February/March 1998
- [Woh_05] Wohlgemuth J., Cunningham D., Nguyen A.M., Miller J. "Long Term Reliability of PV Modules". *Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 1942-1946, 2005.
- [Woh_06] Wohlgemuth J., Cunningham D., Monus P., Miller J., Nguyen A. "Long term reliability of photovoltaic modules". *Proc. 4th IEEE World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pp. 2050-2053, 2006.

- [Woh_10] Wohlgemuth J., Cunningham D.W., Nguyen A., Kelly G., and Amin D. “Failure Modes of Crystalline Silicon Modules”. *Proceedings of PV Module Reliability Workshop*, 2010.
- [Woh_11] Wohlgemuth J.H., Kurtz S. “Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic’s Progress Toward Grid Parity”. *IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey*, California, April 10-14, 2011.
- [Xie_03] Xie J., Pecht M. “Reliability prediction modelling of semiconductor light emitting device”. *IEEE Transactions on Device and Materials Reliability*, 3: 218–222, 2003.
- [Yah_08] Yahya O.M. “Etude et modélisation d’un générateur photovoltaïque”. *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 11 N°3 2008.
- [Zao_00] Zaouk D., Zaatar Y., Khoury A., Llinares C., Charles J.P., Bechara J., Ajaka M. “Electrical and optical characteristics of NAPS solar cells of Si (PiN) structure”. *Environment and Solar*, Mediterranean Conference for 16-17 Nov. 2000 Page(s):93 -95.
- [Zar_05] Zarour L. “Etude et simulation d’un système de pompage photovoltaïque, optimisation de la conversion d’énergie”. Mémoire de magister en électrotechnique, université Mentouri de Constantine, 2005.
- [Zha_94] Zhao J., Wang A., Altermatt P.P., Wenham S.R., Green M.A. “24% efficient silicon solar cells”. Photovoltaic Energy Conversion. *Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference - IEEE First World Conference*, Volume 2, 5-9 Dec. 1994 Page(s):1477 - 1480 vol.2.
- [Zha_99] Zhao J., Wang A., Campbell P., Green M.A. “A 19.8% efficient honeycomb multicrystalline silicon solar cell with improved light trapping”. *Electron Devices, IEEE Transactions*, Volume 46, Issue10, Oct.1999, Page(s):1978–1983.
- [Zim_08] Zimmerman C.G. “Time dependent degradation of photovoltaic modules by ultraviolet light”. *Applied Physics Letter*, 92, 241110, 2008.
- [Zon_06] Zonen kipp. Instruction manual.Pyranometer/albedometer. Kipp&Zonen. Manual version 0806, Delf (Netherlands):34, 2006.

Liste des publications

- 1- **Ndiaye A.**, Charki A., Kobi A., Kébé C.M.F., Ndiaye P.A., Sambou V. “Degradations of Silicon Photovoltaic Modules : A Literature Review”. *Solar Energy - Elsevier ScienceDirect*, Vol. 96 (2013), pp. 140-151, 2013.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.07.005>.
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13002703>

- 2- **Ababacar Ndiaye**, Cheikh M.F. Kébé, Pape A. Ndiaye, Abdérafi Charki, Abdessamad Kobi, Vincent Sambou. “A novel method for investigating photovoltaic module degradation”. *Energy Procedia - Elsevier ScienceDirect*, Vol. 36 (2013), pp. 1222-1231, 2013.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.138>.
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213012241>

- 3- **Ababacar Ndiaye**, Cheikh M. F. Kébé, Pape A. Ndiaye, Abdérafi Charki, Abdessamad Kobi, Vincent Sambou. “Impact of dust on the PV modules characteristics after an exposition year in Sahelian environment: the case of Senegal”. *International Journal of Physical Sciences – academicjournals*, Vol. 8(21), pp. 1166-1173, 2013. DOI: 10.5897/IJPS2013.3921.
<http://www.academicjournals.org/ijps/contents/2013cont/9Jun.htm>

Annexe A :

Programme pour l'estimation de la fiabilité d'un module PV

Programme Scilab pour l'estimation de la fiabilité d'un module photovoltaïque

```
disp("Ce programme permet de calculer la fiabilité d'un module PV ");
disp("t est le temps exprimé en année");
disp("Beta est le paramètre de forme de la distribution de weibull ");
disp("Eta est le paramètre d'échelle de la distribution de weibull ");
disp("Tmod est la température du module");
disp("HR est l'humidité relative");
Chem='Q:\Documents\Recherche\Scilab\PVMODREL\Donnees_Sci\';
disp("Gamma0, Gamma1 et Gamma2 représentent les paramètres de la loi d'accélération
de Peck ")
Gamma0=8.79;
Gamma1=-1;
Gamma2=2000.1;
Beta=2.6;
T1=input("Entrer la valeur de la température: Tmod1=");
HR1=input("Entrer la valeur de l'humidité relative: HR1=");
T2=input("Entrer la valeur de la température: Tmod2=");
HR2=input("Entrer la valeur de l'humidité relative: HR2=");
T3=input("Entrer la valeur de la température: Tmod3=");
HR3=input("Entrer la valeur de l'humidité relative: HR3=");
T4=input("Entrer la valeur de la température: Tmod4=");
HR4=input("Entrer la valeur de l'humidité relative: HR4=");
t=0:1:50;
Sortie=exp(-(t/(exp(Gamma0+Gamma1*HR+(Gamma2/T))))^Beta);
Sortie1=Sortie(HR1,T1);
Sortie2=Sortie(HR2,T2);
Sortie3=Sortie(HR3,T3);
Sortie4=Sortie(HR4,T4);
Output_Fiabilite=[];
t1=[t]';
Sortie11=[Sortie1]';
Sortie21=[Sortie2]';
Sortie31=[Sortie3]';
Sortie41=[Sortie4]';
Output_Fiabilite=[t1 Sortie11 Sortie21 Sortie31 Sortie41];
fprintfMat(Chem + 'Output_Fiabilite.txt', Output_Fiabilite);
plot(t,Sortie1,'red');
plot(t,Sortie2, 'green');
plot(t,Sortie3, 'black');
plot(t,Sortie4, 'blue');
hl=legend(['HR= % - T= °C';'HR= % - T= °C ';'HR= % - T= °C ';'HR= % - T= °C;]);

xlabel("Temps (années)");
ylabel("Fiabilité (%)");
```

Annexe B :

Publication dans « Solar Energy »

Annexe C :

Publication dans « Energy Procedia »

Annexe D :

**Publication dans « International Journal of
Physical Science »**

Prénoms et Noms: Ababacar NDIAYE

Titre de la thèse : Evaluation de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques en fonction des paramètres environnementaux –Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance.

Résumé : Cette thèse constitue une contribution à la maîtrise du comportement des performances des modules photovoltaïques durant leur cycle de vie. D'une part, elle traite de la dégradation et de la fiabilité des modules et d'autre part, l'impact des dépôts de poussière sur les caractéristiques électriques de performances.

Pour mieux cerner la thématique, nous avons jugé utile de procéder à une étude bibliographique détaillée sur un sujet encore peu investi. Celle-ci a permis d'établir que la corrosion (19%), la décoloration (12%) et la délamination (42%) constituent les principaux modes de dégradation des modules PV.

Notre étude est essentiellement circonscrite en zone sahélienne pour laquelle nous n'avons pas recensé de travaux relatifs à cette problématique.

Ainsi, pour mener nos travaux, une plateforme expérimentale a été mise en place afin de disposer d'une base de données relative aux conditions environnementales de fonctionnement réel et aux paramètres électriques de performances des modules PV.

L'exploitation de cette base de données a permis de déterminer les conditions dominantes de fonctionnement des modules, d'évaluer leur dégradation après quelques années de fonctionnement et d'estimer leur fiabilité dans un tel contexte environnemental.

Les modules fonctionnent pendant 50% de l'année entre 30°C et 65°C. Pour l'humidité, ils sont entre 65% et 98% pendant 60% de l'année. Ils sont exposés à une radiation UV comprise entre 10W.m⁻² et 40W.m⁻² pendant 40% de leur exposition annuelle.

L'étude de la dégradation des modules photovoltaïques a principalement porté sur les caractéristiques électriques de performance en l'occurrence le courant de court-circuit, la tension en circuit-ouvert, le facteur de forme, la puissance maximale, le courant et la tension maximal mais également sur les caractéristiques de transfert courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V). Deux approches pour l'évaluation de la dégradation des modules sont proposées. La première, EDMS (Evaluation de la Dégradation des Modules photovoltaïques par Standardisation) est basée sur la standardisation des mesures réalisées en conditions réelles. La deuxième approche, EDMA (Evaluation de la Dégradation des Modules photovoltaïques par Analyseur) utilise l'analyseur de modules photovoltaïques de type IV-400. Cette étude a montré que les modules étudiés ayant fonctionné entre un an et demi et cinq ans présentent une dégradation annuelle moyenne de la puissance de 3,65% avec une nette variation d'un module à un autre et d'une technologie à une autre.

L'impact des dépôts de la poussière sur les caractéristiques de performance des modules PV est mis en évidence via une étude expérimentale dédiée. Celle-ci a montré une dégradation de la puissance maximale de plus de 70% observée sur des modules après une année d'exposition sans nettoyage. Ensuite, la corrélation entre la variation des performances des modules PV et la densité des dépôts de poussière sur la surface extérieure des modules a été étudiée. Pour cela, une méthode de mesure de la densité de poussière déposée sur les modules est proposée.

Enfin, une méthodologie et un outil basé sur les essais accélérés et dédié à l'estimation de la fiabilité et la durée de vie des modules sont proposés. Cet outil, EFMPV (Estimateur de Fiabilité des Modules PV) est développé sous l'environnement Scilab. Il a montré que la fiabilité et la durée de vie des modules sont plus sensibles à la température du module qu'à l'humidité relative. Lorsque la température augmente de 10°C, la durée de vie diminue d'un facteur 3 environ. Une variation de l'humidité relative de 10%, induit une diminution d'une année en moyenne de la durée de vie des modules exposés sur notre zone d'étude.

Mots clés: Modules PV, Dégradation, Fiabilité, Durée de vie.

Name and first name: Ababacar NDIAYE

Thesis title: Evaluation of degradation and reliability of photovoltaic modules based on the environmental parameters - Impact of dust on the electrical characteristics performance.

Summary: This thesis is a contribution to the mastery of the PV modules behaviour during their life cycle. On the one hand, it deals with the degradation and reliability of modules and on the other hand with the impact of dust deposits on the electrical characteristics performance.

To better understand the thematic, we found it useful to conduct a detailed review of the literature on a subject still less invested. It was found that the corrosion (19%), discoloration (12%) and delamination (42%) are the main modes of PV modules degradation.

Our study is mainly circumscribed in the Sahel region for which we have not identified works on this issue.

Thus, to carry out our work, an experimental platform was established in order to have a database relating to environmental conditions of real functioning and electrical performance parameters of PV modules.

The exploitation of this database was used to determine the dominant operating conditions of modules to assess their degradation after a few years of operation and estimate their reliability in such an environmental context.

The modules for 50% of the year operate between 30°C and 65°C. For moisture, they are between 65% and 98% for 60% of the year. They are exposed to UV radiation between 10W.m⁻² and 40W.m⁻² for 40% of their annual exposure.

The study of PV modules degradation has focused on the electrical performance characteristics namely short circuit current, open circuit voltage, fill factor, maximum power, maximum current and maximum voltage but also on the characteristics of current-voltage (IV) and power-voltage (PV). Two approaches to the evaluation of PV module degradation are proposed. The first, EMDS (Evaluation of module degradation by Standardization) is based on the standardization of measurements in real conditions. The second approach, EMMA (Evaluation of PV Modules degradation by Analyzer) uses the PV module analyzer IV-400. This study showed that the modules studied that have worked between one year and a half and five years have 3.65% average annual power degradation with a net change from one module to another and from one technology to another.

The impact of dust deposits on the characteristics of PV module performance is highlighted via a dedicated experimental study. It showed a degradation of the maximum power of 70% observed on modules after a year of exposure without cleaning. Then, the correlation between PV modules performance variation and the density of dust deposits on modules surface has been studied. For that, a dust density measurement method on modules is proposed.

Finally, a methodology and tool based on accelerated tests in order to estimate the reliability and the lifetime of modules are proposed. This tool, PVMRE (PV Modules Reliability Estimator) is developed under the Scilab environment. It showed that the reliability and lifetime of the modules are more sensitive to the module temperature than to the relative humidity. When module temperature increases by 10°C, the lifetime decreases by a factor 3 about. A variation of the relative humidity of 10% induces in a reduction of one average year of the modules lifetime.

Key words: PV Modules, Degradation, reliability, lifetime.