



**INSTITUT INTERNATIONAL D'INGENIERIE DE L'EAU ET DE
L'ENVIRONNEMENT**

THESE

pour obtenir le grade de

DOCTEUR EN SCIENCES ET TECHNOLOGIES DE L'EAU, DE L'ENERGIE ET DE
L'ENVIRONNEMENT

Spécialité : **ENERGIE**

présentée et soutenue publiquement

par

TOSSA KOSSOUN ALAIN

le 26 janvier 2017

Réf : 2iE/2017-01

**Etude comparative des performances de technologies photovoltaïques dans
différentes zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest**

JURY

M. Zacharie KOALAGA, <i>Professeur Titulaire</i> , UO1–JKZ, Burkina Faso	Président
Mme Anne MIGAN-DUBOIS, <i>HDR</i> , Université Pierre et Marie CURIE, France	Rapporteur
M. Issakha YOUM, <i>Professeur Titulaire</i> , Université Cheikh Anta Diop, Sénégal	Rapporteur
M. Jens MERTEN, <i>Directeur de Recherche</i> , INES, CEA-LITEN, France	Examineur
M. Yezouma COULIBALY, <i>Maître de conférences (CAMES)</i> , 2iE, Burkina Faso	Directeur de Thèse
M. Moussa SORO, <i>Maître assistant (CAMES)</i> , 2iE, Burkina Faso	Invité

Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE)

Dédicaces

*À mon père Tossa Séraphin
À ma mère Obossou K. Martine*

Remerciements

Ce travail de thèse a été principalement mené au Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) de la fondation 2iE (Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement, Burkina Faso). Certains aspects de la thèse ont été traités au sein d'autres unités de recherche dont : le Laboratoire Module Photovoltaïque (LMPV) de l'INES (Institut National de l'Energie Solaire à Chambéry en France), le Laboratoire Energie Renouvelable (LER) de l'Ecole Supérieure Polytechnique (ESP/Université Cheikh Anta Diop de Dakar/Sénégal) et le Laboratoire du Génie Electrique et Electronique de Paris (GeePs). La thèse a été principalement financée par la fondation 2iE et la commission de l'Union Européenne à travers le projet « Flexy Energy » et le programme « Pafroid » de mobilité universitaire INTRA-ACP. Mes travaux ont aussi bénéficié de l'appui financier du Centre International de Physique Théorique (ICTP) à travers le réseau africain pour l'énergie solaire (Ansole). Je tiens tout d'abord à remercier très sincèrement chacun de ces organismes.

J'exprime ensuite toute ma gratitude au Professeur Yao AZOUMAH, pour m'avoir recruté en thèse et pour avoir assuré mon encadrement pendant la première année de ma thèse.

Mes vifs remerciements au Professeur Yezouma Coulibaly, mon directeur de thèse pour avoir accepté d'assurer la direction de cette thèse au moment opportun. Je lui suis reconnaissant pour sa disponibilité, ses conseils et tout le soutien qu'il m'a apporté tout au long des moments forts de mes travaux.

Mes très sincères remerciements à mon co-encadreur de thèse Dr Moussa Soro, maître assistant à la Fondation 2iE, pour sa disponibilité et le soutien incommensurable qu'il m'a toujours apporté. Je garderai en mémoire son goût de la perfection et la rigueur scientifique qu'il m'a toujours imposée.

Je remercie également mon co-encadreur de thèse Dr Daniel Yamegueu, maître assistant à la Fondation 2iE et chef du Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE, 2iE) pour sa disponibilité, ses conseils et son appui de tous les jours.

Mes remerciements vont aussi à Maryline Joanny, chef du Laboratoire Module Photovoltaïque (LMPV/INES) à Lionel Sicot et Guillaume Razongles pour m'avoir accueilli à l'INES (Chambéry, France). J'ai toujours pu trouver auprès d'eux, l'expertise nécessaire pour mener à bien mes activités de recherche.

Je remercie également Professeur Claude Lishou, chef du Laboratoire Traitement de l'Information (LTI) et Professeur Lamine Thiaw, chef du Laboratoire Energie Renouvelable (LER) pour avoir accepté encadrer mes travaux dans leurs laboratoires respectifs pendant ma mobilité au sein de l'Ecole Supérieure Polytechnique (ESP/UCAD) de Dakar. Durant ce séjour qui a duré dix mois, j'ai appris assez d'outils et méthodes de recherche qui m'ont permis par la suite d'aller beaucoup plus vite dans mes travaux. Merci

Je suis très reconnaissant au Professeur Esidor Ntsoenzok, chef du laboratoire CEMHTI (CNRS UPR3079, France) pour sa disponibilité, sa confiance et ses conseils qui m'ont permis d'aborder certains aspects de mes travaux avec plus de convictions.

Mes vifs remerciements à Anne Migan (HDR) enseignant chercheur à l'Université Pierre Marie Curie (UPMC) pour avoir accepté de m'accueillir au GeePs durant la première phase de ma dernière mobilité en France. Son soutien et ses remarques constructives m'ont permis de poursuivre cette thèse avec de grandes ambitions.

Je tiens à remercier du fond du cœur ma famille sans qui je ne serais jamais arrivé là. J'exprime toute ma reconnaissance à mon père Tossa Séraphin, à ma mère Obossou Martine, à mes sœurs, Clémence, et Odile Tossa pour leur soutien indéfectible. Je rends ici un vibrant hommage à mon frère aîné Eric TOSSA, qui nous, a quitté avant la fin de cette aventure.

Mes remerciements également à mes collègues doctorants plus particulièrement : Eric Kenda, Gabin Koucoï, Manu Seshie, Paul Alain Kouteu, Cédric Chekem, Aristide Dejan avec qui j'ai commencé l'aventure en Septembre 2013. Merci pour l'esprit d'entraide et de soutien qui a régné entre nous durant toutes ces années.

Je suis très sensible à la témérité et au soutien que j'ai toujours pu avoir près de Messieurs Maliky Siaka Djamiyou, Henri Kottin, Gaye Madieumbe, Kadri Moussa, Cessou Yannick, Roger Hounkanrin, Céline Bougousare.

J'adresse une mention spéciale à ma fiancée Zouloufao Zeba pour son soutien indéfectible, sa patience et sa compréhension durant non seulement ces trois années si longues et si courtes à la fois mais depuis toujours.

Je ne saurais finir sans une attention particulière à mon ami et guide Wah-Z Harold pour avoir toujours été à mes côtés et pour les orientations et conseils qu'il m'a procurés durant les moments forts de cette étude. C'est toujours difficile de citer des personnes une à une, dans quelque but que ce soit, sans en omettre. Je remercie sincèrement tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à l'aboutissement de ce travail d'une manière ou d'une autre.

MERCI A TOUS !!!

Table des matières

Introduction Générale.....	1
Chapitre I. Modules photovoltaïques : Généralités, Performances et Influence des paramètres climatiques	7
I.1 Introduction.....	8
I.2 Rayonnement solaire et atmosphère	8
I.3 Cellule au module photovoltaïque (PV)	10
I.3.1 Structure et fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	10
I.3.2 Technologies des cellules PV.....	13
I.3.3 Technologie de module photovoltaïque.....	15
I.3.4 Les normes pour la certification des modules PV	16
I.4 Caractéristiques électriques des modules PV	17
I.5 Impact du climat sur les caractéristiques électriques des modules PV	18
I.5.1 Influence de l'irradiance.....	18
I.5.2 Influence de la température	19
I.5.3 Influence de la poussière	21
I.5.4 Influence du spectre solaire.....	21
I.6 Technique de translation des courbes I-V et application.....	23
I.7 Critères de comparaison des performances énergétiques des modules PV	25
I.7.1 Rendement de référence Y_r	26
I.7.2 Rendement énergétique spécifique Y	26
I.7.3 Ratio de performance des modules PV.....	26
I.8 Conclusion	28
Chapitre II. Modélisation des performances électriques des modules photovoltaïques	30
II.1 Introduction.....	31
II.2 Développement d'une nouvelle approche de modélisation par les modèles électriques	32
II.2.1 Brève revue sur les modèles électriques des cellules PV	32
II.2.2 Description de la nouvelle approche LM	39
II.2.3 Comparaison de l'approche avec des travaux précédents [65], [82], [91]	45
II.2.4 Comparaison des cinq modèles électriques avec l'approche LM.....	47
II.3 Modélisation des performances des modules PV par les Réseaux Artificiels de Neurones (RAN)	53
II.3.1 Brève revue bibliographique sur l'utilisation des RAN dans le domaine PV	53
II.3.2 Conception des réseaux artificiels de type PMC.....	56
II.4 Conclusion	57

Chapitre III. Validation expérimentale de l'approche LM et des réseaux artificiels de neurones de type PMC	59
III.1 Introduction.....	60
III.2 Description du banc I-V	60
III.2.1 Partie fixe.....	61
III.2.2 Partie mobile.....	62
III.2.3 Principe d'acquisition des courbes I-V.....	63
III.2.4 Incertitude sur les mesures du banc	64
III.2.5 Prétraitement des courbes I-V.....	66
III.3 Caractérisation des modules retenus	67
III.4 Validation expérimentale de l'approche LM associée au modèle L5P	68
III.5 Conception et validation des réseaux artificiels de neurones de type PMC	70
III.5.1 Conception des réseaux PMC pour les modules retenus	70
III.5.2 Validation expérimentale des modèles PMCs conçus.	73
III.6 Faiblesses du modèle L5P	74
III.7 Conclusion	78
Chapitre IV. Comparaison des performances énergétiques de technologies PV dans différentes zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest.....	80
IV.1 Introduction.....	81
IV.2 Zonage climatique de l'Afrique de l'Ouest et données météorologiques.....	83
IV.2.1 Zonage climatique de l'Afrique de l'Ouest.....	83
IV.2.2 Données météorologiques des zones climatiques	84
IV.3 Comparaison des technologies photovoltaïques en zone soudano-sahélienne.....	87
IV.3.1 Comparaison des technologies par voie expérimentale	87
IV.3.2 Comparaison des technologies par voie de simulation	95
IV.4 Comparaison des technologies dans les autres zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest	98
IV.4.1 Zone saharienne.....	98
IV.4.2 Zone sahélienne.....	100
IV.4.3 Zone soudanienne.....	101
IV.4.4 Zone guinéenne	102
IV.5 Récapitulatif des performances des modules dans les différentes zones	104
IV.6 Conclusion	105
Chapitre V. Effet de la salissure sur les performances des modules PV en zone soudano-sahélienne	106
V.1 Introduction.....	107
V.2 Matériel et méthodes	109
V.2.1 Caractérisation du site d'étude	109
V.2.2 Dispositif expérimental	110

V.2.3	Protocole expérimental.....	111
V.2.4	Hypothèses et méthode de traitement des mesures	112
V.3	Résultats et discussions.....	116
V.3.1	Ressource solaire sur la période d'étude.....	116
V.3.2	Température des modules durant la période d'étude	117
V.3.3	Vue synoptique des performances des modules.....	118
V.3.4	Détermination des Taux Globaux et Journaliers de Dégradation (TGD et TJD) des performances des modules sous l'effet de la salissure.....	120
V.3.5	Détermination des périodicités optimales de nettoyage des modules dans chacune des saisons	124
V.4	Conclusion	133
	Conclusion Générale et Perspectives.....	135
	Références	140

Liste des figures

Figure 0.1 : Les pays de l'Afrique de l'Ouest.	3
Figure 0.2 : Moyenne annuelle de l'irradiation globale journalière en Afrique de l'Ouest [6].	4
Figure I-1 : Spectre du rayonnement solaire [16].	9
Figure I-2 : Schéma descriptif de l'incidence du rayonnement solaire sur la terre [13].	9
Figure I-3 : Schéma descriptif des différentes phases de l'effet photovoltaïque.	10
Figure I-4 : Jonction p-n à l'équilibre.	12
Figure I-5 : Structure interne d'une cellule p-i-n [18].	13
Figure I-6 : Classification des principales technologies de cellules photovoltaïques (Source : Hespul).	15
Figure I-7 : Production PV par technologie selon une étude réalisée sur 47,5 GWc de modules PV [24].	15
Figure I-8 : Schéma classique des éléments constitutifs d'un module PV [14].	16
Figure I-9 : Courbe I-V d'un module PV et points caractéristiques.	17
Figure I-10 : Courbes I-V mesurées sur un module monocristallin approximativement à la même température et à différents niveaux d'irradiance du site du LESEE.	19
Figure I-11 : Variation du courant de court-circuit (a) et de la tension en circuit ouvert (b) d'un module monocristallin en fonction de l'irradiance mesurée sur le site du LESEE.	19
Figure I-12 : Courbes I-V mesurées sur un module monocristallin autour de la même irradiance et à différents niveaux de température.	20
Figure I-13 : Variation du courant de court-circuit (a) et de la tension en circuit ouvert (b) d'un module monocristallin en fonction de sa température mesurée sur la plateforme expérimentale du LESEE.	20
Figure I-14 : Caractéristiques (a) I-V et (b) P-V de modules monocristallins propres et poussiéreux après un an d'exposition sans nettoyage sur le site de l'ESP à Dakar [29].	21
Figure I-15 : Réponse spectrale de certaines technologies PV [38].	22
Figure I-16 : Courbes I-V mesurées et translatées de différentes conditions météo vers les conditions STC pour le module VIC001.	24
Figure II-1 : Configuration d'un module PV formé de N_p strings, chacune de N_s cellules.	39
Figure II-2 : Organigramme de mise en œuvre de l'approche LM [87].	41
Figure II-3 : Organigramme de l'algorithme de Levenberg Marquardt (LM).	43
Figure II-4 : Courbes (a) I-V et (b) P-V du module monocristallin SQ175-PC.	46
Figure II-5 : Courbes (a) I-V et (b) P-V du module CIS ST36.	46
Figure II-6 : Valeurs du NRMSE sur les courbes I-V théoriques obtenues avec les différentes approches.	47
Figure II-7 : Erreurs relatives sur les puissances maximales STC prédites par les différentes approches.	47
Figure II-8 : Courbes (a) I-V et (b) P-V du module monocristallin.	48
Figure II-9 : Courbes (a) I-V et (b) P-V du module multicristallin REC230PEI.	49
Figure II-10 : Courbes (a) I-V et (b) P-V du module amorphe.	49
Figure II-11 : Courbes (a) I-V et (b) P-V du module HIT-N235SE10.	50
Figure II-12 : Valeurs du NRMSE calculées à partir des cinq modèles électriques pour les quatre modules.	50
Figure II-13 : Erreur relative sur la puissance maximale dans les conditions STC des différents modules.	51
Figure II-14 : Nombre d'itérations nécessaires à l'obtention des paramètres des cinq modèles électriques pour les modules considérés.	52

Figure II-15 : Différentes architectures de réseaux artificiels de neurones [98].	54
Figure II-16 : Architecture de base d'un réseau de type PMC.	55
Figure II-17 : Critère d'arrêt de la phase d'apprentissage et détermination du réseau optimal.	57
Figure III-1 : Vue synoptique du banc I-V du LESEE.	61
Figure III-2 : Diagramme des connexions entre les appareils d'acquisition des courbes I-V.	64
Figure III-3 : Variation des incertitudes relatives de mesure sur (a) la tension et (b) le courant.	65
Figure III-4 : Modèle Simulink/Matlab pour la simulation du comportement en conditions réelles des modules PV avec différents modèles électriques.	68
Figure III-5 : Courbes du PR mesuré et estimé par l'approche LM (a) pour le module VIC003 et (b) pour le module VIC006.	69
Figure III-6 : Courbes du ratio de performance mesuré et estimé par l'approche LM (a) pour le module SUN011 et (b) pour le module SHA017.	69
Figure III-7 : (a) Détermination du PMC optimal pour le module monocristallin VIC003. (b) Ratios de performance mesurés et estimés par le PMC du VIC003.	70
Figure III-8 : (a) Détermination du PMC optimal pour le module polycristallin VIC006. (b) Ratios de performance mesurés et estimés par le PMC du VIC006.	71
Figure III-9 : (a) Détermination du PMC optimal pour le module polycristallin SUN011. (b) Ratios de performance mesurés et estimés par le PMC du SUN011.	71
Figure III-10 : (a) Détermination du PMC optimal pour le module micromorphe SHA017. (b) Ratios de performance mesurés et estimés par le PMC du SHA017.	72
Figure III-11 : Ratios de performance mesurés et estimés par les modèles PMC et L5P pour les modules (a) VIC003, (b) VIC006, (c) SUN011, (d) SHA017.	73
Figure III-12 : Comparaison des modèles PMC et L5P (a) Racine carrée de l'erreur quadratique moyenne (RMSE) et (b) Pourcentage d'erreur absolue moyenne (MAPE).	74
Figure III-13 : Variations des cinq paramètres électriques du modèle L5P pour le module monocristallin VIC003.	75
Figure III-14 : Variations des cinq paramètres électriques du modèle L5P pour le module polycristallin VIC006.	76
Figure III-15 : Variations des cinq paramètres électriques du modèle L5P pour le module polycristallin SUN011.	76
Figure III-16 : Variations des cinq paramètres électriques du modèle L5P pour le module micromorphe SHA017.	77
Figure IV-1 : Zonage éco-climatique de l'Afrique de l'Ouest (SDRN-FAO).	83
Figure IV-2 : Position des sept localités retenues dans les cinq zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest.	85
Figure IV-3 : Moyennes mensuelles de l'irradiation journalière reçue sur plan horizontal dans les sept villes d'études (TRNSYS 16).	86
Figure IV-4 : Variations mensuelles de températures dans les sept localités (TRNSYS 16).	86
Figure IV-5 : Moyenne journalière mensuelle de l'irradiation sur plan horizontal sur le site en 2012.	87
Figure IV-6 : Variation des températures moyennes horaires sur le site en 2012.	88
Figure IV-7 : Courbe de répartition de l'irradiation reçue sur la surface des modules en fonction de l'irradiance durant la période de caractérisation (du 1 ^{er} Août 2014 au 31 Juillet 2015).	89
Figure IV-8 : Variation des températures des modules étudiés en fonction de l'irradiance reçue sur leur surface.	89
Figure IV-9 : Variations diurnes de la température et de l'irradiance d'un module PV.	90
Figure IV-10 : Ratios de performance des modules étudiés en fonction (a) du nombre de soleil et (b) de la température des modules PV.	91
Figure IV-11 : Ratios de performance corrigés à 25°C en fonction de l'irradiance.	92
Figure IV-12 : Variation des coefficients de température des modules étudiés en fonction de l'irradiance.	94

Figure IV-13 : Variation des coefficients de température des modules étudiés en fonction de l'irradiance.	95
Figure IV-14 : PR mesuré versus PR estimé à partir des données météorologiques TMY et mesurées au sol par la station de 2iE (a) ViC003 et (b) VIC006.	96
Figure IV-15 : PR mesuré versus PR estimé à partir des données météorologiques TMY et mesurées au sol par la station de 2iE (a) SUN011 et (b) SHA017.	96
Figure IV-16 : Ratios de performance moyens mensuels des modules en zone soudano-sahélienne à Ouagadougou.	98
Figure IV-17 : Conditions météorologiques en zone saharienne (a) Irradiation moyenne journalière (b) Température ambiante.	98
Figure IV-18 : Ratios de performance moyens mensuels des modules en zone saharienne (a) Kidal au Mali (b) Bilma au Niger.	99
Figure IV-19 : Conditions météorologiques en zone sahélienne (a) Irradiation moyenne journalière (b) Température ambiante.	100
Figure IV-20 : Ratios moyens mensuels de performance des modules à Dori en zone sahélienne.	101
Figure IV-21 : Conditions météorologiques en zone soudanienne (a) Irradiation moyenne journalière (b) Température ambiante.	101
Figure IV-22 : Ratios de performances moyens mensuels des modules à Bobo Dioulasso en zone soudanienne.	102
Figure IV-23 : Conditions météorologiques en zone guinéenne (a) Irradiation moyenne journalière (b) Température ambiante.	103
Figure IV-24 : Ratios moyens mensuels des performances des modules à Ouagadougou en zone guinéenne. (a) ville de Bouake en CI ; (b) ville de Daloa en CI.	103
Figure IV-25 : Récapitulatif des ratios de performances moyens annuels des modules dans les villes et zones climatiques retenues.	104
Figure V-1 : Facteurs influençant la répartition de la poussière sur une surface [138].	109
Figure V-2 : (a) Modules PV en cours de caractérisation par le banc I-V, (b) Champs PV installé à proximité des modules du banc I-V.	110
Figure V-3 : Histogramme de fréquence de l'irradiation annuelle reçue sur plan horizontale sur le site d'étude à Ouagadougou (Burkina Faso) et à Dakar [29] (Sénégal).	116
Figure V-4 Fonction de distribution de l'irradiation solaire reçue sur la surface des modules.	117
Figure V-5 : Histogramme de fréquence des températures de modules durant l'étude.	117
Figure V-6 : Moyennes journalières des puissances maximales des modules sur toute la durée de l'étude pour $G=800 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$ (s : sèche et P : pluvieuse).	118
Figure V-7 : Moyennes journalières des courant de court-circuit des modules sur toute la durée de l'étude pour $G=800 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$ (s : sèche et P : pluvieuse).	119
Figure V-8 : Moyennes journalières des tensions en circuit-ouvert des modules sur toute la durée de l'étude pour $G=800 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$ (s : sèche et P : pluvieuse).	119
Figure V-9 : Dégradation des performances ($P_{mp}(a)$, I_{cc} (b) et V_{co} (c)) des modules PV par la salissure pour différents niveaux d'irradiance solaire après 91 jours en saison sèche.	121
Figure V-10 : Dégradation des performances ($P_{mp}(a)$, I_{cc} (b) et V_{co} (c)) des modules PV sous l'influence de la salissure pour différents niveaux d'irradiance solaire (saison pluvieuse).	122
Figure V-11 : Absorbance de la poussière et réponse spectrale des modules cristallins et amorphes.	124
Figure V-12 : Comparaison des performances des modules de technologies cristallines (monocristallin et polycristallin de 50 Wc) le premier jour de l'étude.	125
Figure V-13 : Variation de température des modules de technologie cristalline le premier jour de l'étude.	126
Figure V-14 : Comparaison des performances des modules de technologie micromorphe de puissance 128 Wc le premier jour de l'étude.	127

Figure V-15 : Approximation par différents modèles du gain énergétique des modules polycristallins de type 1 nettoyés à différentes périodicités N .	128
Figure V-16 : Résultats de la modélisation par type de modules, du gain énergétique en fonction de la périodicité (N) de nettoyage.	129
Figure V-17 : Résultats de la modélisation par type de modules, du coût du nettoyage en fonction de sa périodicité (N).	130
Figure V-18 : Détermination des périodicités optimales de nettoyage des différents types de modules.	131
Figure V-19 : Résultats de la modélisation par type de modules, du gain énergétique en fonction de différentes périodicités de nettoyage en saison pluvieuse.	132
Figure V-20 : Détermination des périodicités optimales de nettoyage des modules polycristallins de type 1 et micromorphe, en saison pluvieuse.	133

Liste des tableaux

Tableau 0.1 : Taux d'accès à l'électricité dans le monde [1].	2
Tableau I-1 : Caractéristiques STC des modules sélectionnés.	24
Tableau II-1 : Synthèse des modèles électriques de cellules PV	32
Tableau II-2 : Caractéristiques STC des trois modules issus des travaux [65],[82],[91].	45
Tableau II-3 : Paramètres du modèle L5P obtenus dans les conditions STC par différentes méthodes.	45
Tableau II-4 : Caractéristiques STC de quatre modules de technologies différentes.	48
Tableau III-1 : Capteurs de mesure d'éclairement.	62
Tableau III-2 : Caractéristiques STC des modules.	67
Tableau IV-1 : Caractéristiques des différentes zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest.	84
Tableau IV-2 : Localisation des sept localités sélectionnées dans les cinq zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest.	85
Tableau IV-3 : Valeurs réelles et corrigées en température des ratios de performance des modules étudiés.	93
Tableau IV-4 : Valeurs des coefficients de température des modules en fonction de l'irradiance.	94
Tableau IV-5 : PR estimés par les réseaux PMCs à partir de deux sources de données météo (TMY & 2iE).	97
Tableau V-1 : Les modules caractérisés et les périodes de caractérisation correspondantes.	112
Tableau V-2 : Constantes utilisées dans les estimations économiques.	112
Tableau V-3 : Taux annuels moyens de dégradation des puissances des technologies PV étudiées sous l'effet de la salissure.	123

Liste des annexes

Annexe A	Diagnostic des mesures et suivi du fonctionnement du banc I-V	149
Annexe A.1	Code d'évaluation des courbes I-V enregistrées par le banc I-V	149
Annexe A.2	Exécutable Matlab pour le diagnostic du fonctionnement journalier du banc I-V	150
Annexe B	Corrélations entre les ratios de performance des modules, leur position géographique et les valeurs extrêmes d'irradiance et de température de leur site d'installation	151
Annexe C	Programme Matlab pour la conversion sur plan incliné de l'irradiance globale mesurée sur plan horizontal	153

Nomenclature

Symbole	Description	Unité
A	Surface du module	m ²
AM	Masse d'air	–
c	Célérité de la lumière ($c \approx 3.10^8$ m/s)	m/s
c(N)	Coût du nettoyage des modules en fonction de la périodicité N	FCFA/m ²
CN ₀	Coût total du nettoyage d'un m ² de module PV	FCFA/m ²
ErPmax	Erreur relative sur la puissance maximale des modules PV	%
g(N)	Gain énergétique dû au nettoyage des modules, à une périodicité N	kWh/m ²
g'(N)	Gain financier dû au nettoyage des modules, à une périodicité N	FCFA/m ²
h	Constante de Planck ($h = 6,63 \cdot 10^{-34}$ J.s)	J.s
I _{cc}	Courant de court-circuit	A
I _D	Courant de diode	A
I _{mp}	Courant au point de fonctionnement optimal	A
I _o	Courant de saturation de la diode	A
I _{ph}	Photocourant	A
I _{rec}	courant perdu par recombinaison des porteurs de charge dans la couche intrinsèque	A
k	Constante de Boltzmann ($k = 1,38 \times 10^{-23}$ J/K)	J/K
K _C	Tension de collection	V
MO	Coût de la main d'œuvre pour le nettoyage d'un m ² de module	FCFA/m ²
n	Facteur d'idéalité de diode	–
N	Périodicité de nettoyage d'un module PV	j
N _p	Nombre de string de cellules en parallèle dans un module PV	–
NRMSE	Normalized Root Mean Square Error (Racine carrée de la moyenne normalisée)	–
N _s	Nombre de cellules en série dans chaque string d'un module PV	–
p(N)	Profit financier issu du nettoyage d'un m ² de module PV	FCFA/m ²
P _{eau}	Prix de l'eau	FCFA/L
P _{el}	Prix du kWh Energie PV autonome	FCFA/kWh
P _{mp}	Puissance maximale	W
PR	Ratio de performance d'un module PV	–
q	Charge élémentaire ($q = 1,602 \times 10^{-19}$ C)	C

Q_{eau}	Quantité d'eau pour le nettoyage d'un m^2 de module PV	L/m^2
RMSE	Root Mean Square Error (Racine carrée de l'erreur quadratique moyenne)	S.I
R_s	Résistance série	Ohm
R_{sh}	Résistance shunt	Ohm
S	Nombre de soleil	–
SD	Ecart type (Standard Deviation)	–
T	Température absolue	$^{\circ}\text{K}$
TGD _X	Taux global de dégradation du paramètre x sur une période donnée	S.I
TJD _X	Taux journalier de dégradation du paramètre x d'un module PV encrassé	S.I/j
V_{co}	Tension en circuit ouvert	V
V_D	Tension directe de diode	V
V_{mp}	Tension au point de fonctionnement optimal	V
V_n	Vitesse de nettoyage de la superficie d'un module PV	m^2/h
V_{th}	Tension thermique	V
Y	Rendement de production	–
Y_r	Rendement de référence	–
α_x	Coefficient de température relatif au paramètre X (V_{co} , I_{cc} , P_{mp})	$\%/^{\circ}\text{C}$
θ	Hauteur angulaire du soleil	Degré
$\Phi(\lambda)$	Puissance d'une radiation monochromatique de longueur d'onde λ	W/m^2

Glossaire

Abbreviation	Signification
ALT	Accelerating Life Testing (Test de vieillissement accéléré)
a-Si	Silicium amorphe
a-Si : H	Silicium amorphe hydrogéné
a-Si/ μ c-Si	Micromorphe
a-SiC : H	Silicium amorphe carbone hydrogéné
BF	Burkina Faso
CEDEAO	Communauté Economique Des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CI	Côte d'Ivoire
CIGS	Cuivre Indium Galium et Sélénium
CIS	Cuivre Indium Sélénium
COP	COnterence des Parties
c-Si	Technologie PV au silicium cristallin
ESP	Ecole Polytechnique Supérieure de Dakar (Sénégal)
EVA	Ethylène Vinyle Acétate
FAO	Food and Agriculture Organization of the United Nations
FCFA	Franc de la Communauté Financière d'Afrique (1 € = 655,957 FCFA)
HIT	Heterojunction with Intrinsic Thin layer (Cellule PV à Hétérojonction)
INES	Institut National de l'Energie Solaire en France
L4P	Modèle électrique d'une cellule PV avec une diode et quatre paramètres
L5P	Modèle électrique d'une cellule PV avec une diode et cinq paramètres
LESEE	Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie de la Fondation 2iE, Burkina Faso
M1DR	Modèle électrique d'une cellule PV avec une diode et courant de recombinaison dans la couche i
M2DR	Modèle électrique d'une cellule PV avec deux diodes et courant de recombinaison dans la couche i
ONEA	Office National de l'Eau et de l'Assainissement du Burkina Faso
pc-Si	Silicium polycristallin ou multicristallin
PMC	Perceptron Multicouches
pm-Si : H	Silicium polymorphe hydrogé

PV	Photovoltaïque
RAN	Réseau Artificiel de Neurones
sc-Si	Silicium monocristallin
SDRN	Sustainable Development Research Network (Service de l'Environnement et des Ressources Naturelles)
STC	Conditions standard de test ($G = 1000 \text{ W/m}^2$, $T_{\text{cellule}} = 25^\circ\text{C}$ et AM1,5)
TMY	Typical Meteorological Year
UEMOA	Union Economique et Monétaire Ouestr Africaine
VIM	Variable Illumination Measurements
$\mu\text{c-Si}$	Silicium microcristallin
2iE	Institut International de l'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
2M6P	Modèle électrique d'une cellule PV avec deux diodes et six paramètres
2M7P	Modèle électrique d'une cellule PV avec deux diodes et sept paramètres

Résumé

Les performances des modules photovoltaïques (PV) varient fortement en fonction de leur technologie et du climat de leur site d'installation. Cette thèse a permis de comparer les performances de trois technologies PV différentes (monocristallin, polycristallin et micromorphe) dans cinq zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest : saharienne, sahélienne, soudano-sahélienne, soudanienne et guinéenne. La comparaison s'est faite autour de deux principales thématiques : le ratio de performance et l'influence de la salissure. Un dispositif expérimental, « banc I-V », a été installé à cet effet en zone soudano-sahélienne. Deux approches de modélisation ont été développées puis validées expérimentalement avec les mesures du banc I-V. La première approche nommée LM, est basée sur les modèles électriques et la seconde sur les réseaux de neurones de type perceptron (PMC). Les modèles PMCs conçus ont permis d'estimer les ratios de performance des modules, avec des erreurs quadratiques moyennes RMSE inférieures à 0,02. Ces erreurs sont de 3 à 6 fois inférieures à celle obtenue avec l'approche LM. Les réseaux PMC ont été utilisés par la suite pour simuler les ratios de performance des modules et comparer les technologies PV dans toutes les cinq zones climatiques. L'étude a révélé une meilleure performance des modules micromorphes dans toutes les zones climatiques. On peut retenir globalement pour toute la région ouest africaine, une baisse maximale du rendement des modules de l'ordre de 20 %. En zone soudano-sahélienne, l'étude de l'influence de la poussière sur les technologies PV a montré que lorsque les modules restent sans nettoyage sur toute l'année, les chutes de puissances atteignent 40 % pour les modules cristallins et 65 % pour les micromorphes. Il a également été montré en zone soudano-sahélienne, que les modules PV peuvent rester sans nettoyage en période pluvieuse. En période sèche, les modules cristallins devront être nettoyés une fois par semaine et les micromorphes toutes les trois semaines.

Mots-clés : Ratio de performance, technologies PV, salissure, modélisation, Afrique de l'Ouest.

Abstract

The performances of photovoltaic (PV) modules highly depend on their technology and the climatic condition of the site where they are installed. This thesis aims to compare the performance of three different PV technologies (monocrystalline silicon, polycrystalline silicon and micromorph) in five climatic zones of West Africa namely Saharian, Sahelian, Sudano-Sahelian, Sudanian and Guinean. The comparison is performed through two main themes: the performance ratio and the influence of dirt. An experimental device "I-V bench" has been installed for this purpose in the Sudano-Sahelian zone. Two modeling approaches have been developed and experimentally validated with measurements from the I-V bench. The first approach named LM, is based on electrical models and the second one, on the perceptron multilayer networks (PMC). The calculation based on PMC models we proposed gives module performance ratios, with a mean square error RMSE less than 0.02. This accuracy is 3 to 6 times better than that obtained with the LM approach. The PMC networks were subsequently used to simulate the performance ratios and compare PV technologies in the five climatic zones. The study showed a better performance of micromorph modules in all climatic zones. Roughly, one can assume for the entire West African region, a maximum drop for module efficiencies of about 20 %. In Sudano-Sahelian zone, the study of soiling influence on PV technologies has shown that when the modules are not cleaned throughout the year, the power drop should be around 40 % for crystalline modules and 65 % for micromorph. It was also shown in the Sudano-Sahelian zone that the PV modules can remain without any cleaning during the rainy season. In dry periods, the crystalline modules should be cleaned once a week and the micromorph, every three weeks.

Keywords: performance ratio, soiling, photovoltaic technologies, modeling, West Africa.

Introduction Générale

L'Afrique présente de façon générale et comme l'illustre le **Tableau 0.1**, le plus faible taux d'électrification au monde. Près de 55 % de sa population n'a pas accès à l'électricité. Par ailleurs 99 % de la population africaine, sans accès à l'électricité, réside en Afrique subsaharienne où les taux moyens d'électrification rurale et urbaine de 19 % et 63 % respectivement, sont les plus bas au monde.

Tableau 0.1 : Taux d'accès à l'électricité dans le monde [1].

Région	Population sans électricité (millions)	Taux d'électrification	Taux d'électrification urbain	Taux d'électrification rural
Pays en voie de développement	1 185	79 %	92 %	67 %
Afrique	634	45 %	71 %	28 %
<i>Afrique du nord</i>	1	99 %	100 %	99 %
<i>Afrique Subsaharienne</i>	632	35 %	63 %	19 %
Asie en développement	512	86 %	96 %	79 %
<i>Chine</i>	0	100 %	100 %	100 %
<i>Inde</i>	244	81 %	96 %	74 %
Amérique latine	22	95 %	98 %	85 %
Moyen Orient	18	92 %	98 %	78 %
Economies en transition et les pays de l'OCDE	1	100 %	100 %	100 %
Monde	1 186	84 %	95 %	71 %

L'Afrique subsaharienne comprend quatre sous-régions à savoir : l'Afrique de l'Ouest, l'Afrique de l'Est, l'Afrique centrale et l'Afrique australe. Cette thèse est essentiellement axée sur l'Afrique de l'Ouest et en particulier sur ses 15 pays réunis au sein de la Communauté Economique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO). La **Figure 0.1** présente la carte de la CEDEAO et le positionnement relatif des 15 pays membres notamment :

- 8 pays francophones (Bénin, Burkina Faso, Côte d'Ivoire, Guinée-Conakry, Mali, Niger, Sénégal, Togo) ;
- 5 pays anglophones (Gambie, Ghana, Liberia, Nigeria, Sierra Leone) ;
- 2 pays lusophones (Cap-Vert et Guinée-Bissau).

La population de la CEDEAO est de 334,6 millions d'habitants en juin 2014 [3], et devrait atteindre 380 millions à l'horizon 2020. La consommation électrique par habitant et par an qui est de 130 kWh/hbt, est parmi les plus faibles au monde loin derrière la France (7 374 kWh/hbt) et le Canada (15 519 kWh/hbt) [4]. Cependant l'importance de l'électricité dans le développement socio-économique

d'une communauté n'est plus à démontrer. Les besoins vitaux que sont l'alimentation, l'accès à l'eau, la sécurité, la santé, l'éducation..., en dépendent étroitement.

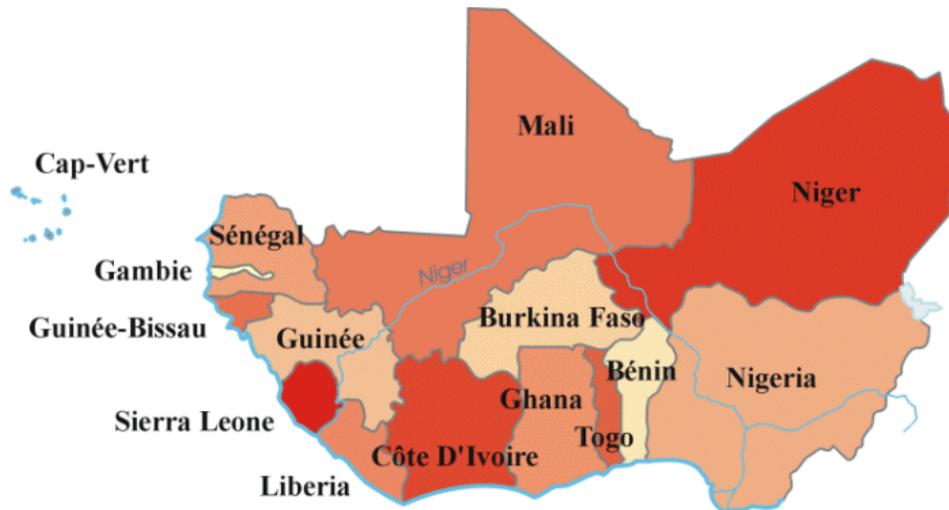


Figure 0.1 : Les pays de l'Afrique de l'Ouest.

Le déficit important en énergie électrique des pays ouest africains, compromet donc sans aucun doute, les chances d'instauration d'une dynamique de développement durable. La situation est d'autant plus alarmante que plus de 60 % [2] des sources de production d'énergie électrique de cette région, sont d'origine fossile (charbon, pétrole, gaz). La forte utilisation de ces énergies fossiles entraîne non seulement une dégradation irréversible de l'environnement qui est une des causes des changements climatiques, mais entrave aussi l'essor de l'économie et l'autonomie énergétique des pays de l'Afrique de l'Ouest de par la flambée des prix du pétrole. La CEDEAO consciente de l'ampleur du dérèglement climatique et de ses conséquences désastreuses, a décidé à travers la Déclaration de Dakar [3], de ratifier les résolutions de la COP21 [4]. Celles-ci visent entre autres, à limiter d'ici 2100, le réchauffement climatique global à 2°C au-dessus des niveaux de l'époque préindustrielle. A cet effet, la COP21 propose aux pays en développement de supprimer progressivement, sur 15 ans, les subventions à la consommation d'énergies fossiles et d'instituer d'autres modes de soutien financier à leurs populations qui favorisent les énergies alternatives à bas niveau de carbone.

Il devient donc incontournable de procéder à la substitution progressive des méthodes actuelles de production d'électricité par d'autres procédés plus fiables, plus respectueuses de l'environnement utilisant les énergies renouvelables (soleil, hydroélectricité, biomasse...). L'Afrique de l'Ouest est riche en ressources énergétiques renouvelables, en particulier solaires, qu'elle pourrait mettre à profit pour un approvisionnement électrique fiable et à coût abordable, plus que nécessaire à un accès aux services énergétiques modernes et durables. Comme le montre la

Figure 0.2, l'irradiation journalière peut dépasser 6 kWh/m²/jr (2190 kWh/m²/an) dans certaines régions de l'espace CEDEAO. A titre comparatif l'Allemagne, considérée comme l'une des plus grandes nations au monde en termes de production d'électricité d'origine solaire, a une irradiation annuelle inférieure à 1 400 kWh/m²/an. Toutefois, on constate que l'exploitation du potentiel solaire africain s'est nettement améliorée ces dernières années. En Afrique de l'Ouest, de grands projets commencent à voir le jour avec l'appui de partenaires financiers extérieurs mais aussi grâce à la mobilisation des instances dirigeantes de l'espace CEDEAO. En 2000, les gouvernements de ces pays ont adopté à travers la CEDEAO et l'UEMOA (Union Economique et Monétaire Ouest Africaine), le livre blanc de politique énergétique des Etats de l'Afrique de l'Ouest [5]. Selon ce document, au moins 20 % des investissements pour l'électrification rurale et péri-urbaine doit être consacré aux énergies renouvelables.

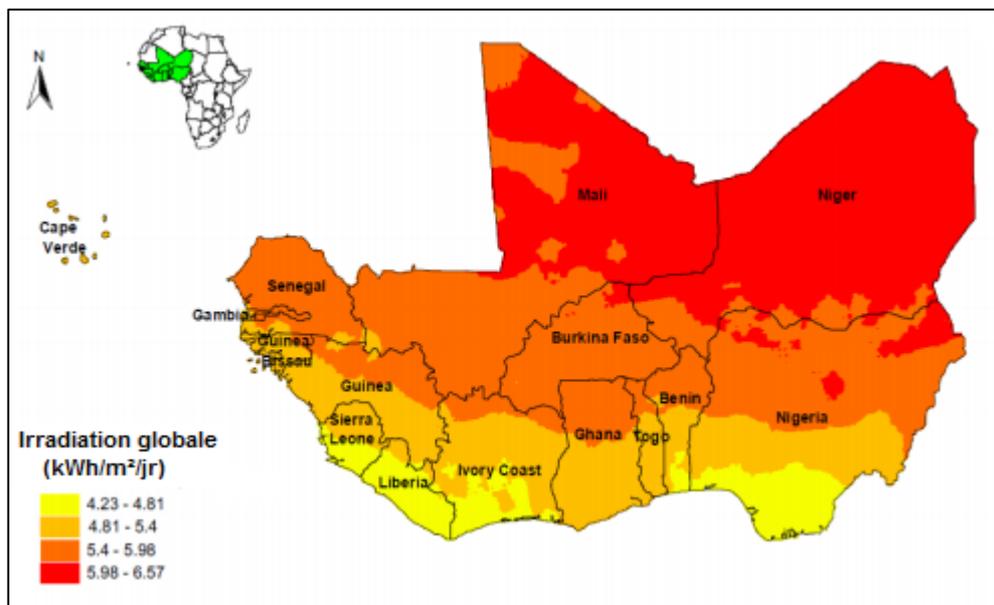


Figure 0.2 : Moyenne annuelle de l'irradiation globale journalière en Afrique de l'Ouest [6].

De plus, du fait de la baisse constante des prix des modules photovoltaïques, la zone CEDEAO est aujourd'hui à l'aube d'une évolution régionale d'envergure qui privilégie les options technologiques fondées sur l'utilisation des énergies renouvelables [7] et en particulier le solaire photovoltaïque. A titre d'exemple la Société Africaine des Biocarburants et des Energies Renouvelables (SABER [8]), levier technique de l'UEMOA, a investi en 2013 et 2014, la somme de 18 milliards de francs CFA (environ 27 millions d'euros) dans une première phase d'un projet dénommé PRODERE en vue de l'électrification via le solaire de certaines localités de pays tels que le Bénin, le Sénégal et le Togo. Dans la même lancée, d'après le site officiel du gouvernement Burkinabè, ce pays a lancé en Juin 2016, dans le village de Zagtoui, les travaux de l'une des plus grandes centrales solaires PV de l'espace CEDEAO avec une

puissance crête totale de 33 MWc. Le Sénégal aussi, a inauguré en 2016 deux centrales PV de 20 MWc respectivement dans les localités de Bokhol [9] en Octobre et Malicounda [10] en Novembre.

Si l'intérêt de ces projets n'est plus à démontrer, les acteurs chargés des études et installations sont cependant confrontés à l'absence de lignes directrices pour opérer des choix technologiques rationnels et optimaux pour l'espace CEDEAO. En effet, il existe aujourd'hui plusieurs technologies de modules photovoltaïques sur le marché. Les performances de ces différentes technologies varient en fonction du climat des sites d'installation. Dans les processus de certification des modules PV, les constructeurs ne tiennent pas suffisamment compte des conditions environnementales dans lesquelles ils sont appelés à fonctionner (température, humidité, rayonnement UV, poussière, etc.). Les caractéristiques des fiches techniques sont obtenues dans des conditions de laboratoire dites standards de test (STC) qui correspondent à une température des cellules PV de 25°C, une irradiance de 1 000 W/m² et une masse d'air AM1,5. Ces conditions sont rarement réunies sur un site réel et très souvent l'utilisateur obtient beaucoup moins que les performances annoncées par le fabricant [11].

Les fiches techniques des fabricants étant souvent les seuls guides de sélection des modules dans l'espace CEDEAO, le risque de faire de mauvais choix est assez élevé. Ces mauvais choix sont à l'origine, au mieux de gaspillage de ressources financières, déjà insuffisantes, au pire de la création de projets non durables.

Comment donc opérer des choix judicieux de technologies solaires PV dans l'espace CEDEAO afin de garantir non seulement une fiabilité technique des ouvrages et/ou projets solaires mais aussi leur durabilité dans le temps ?

C'est pour répondre à cette question que ces travaux de thèse ont été initiés avec pour objectif principal de déterminer la meilleure technologie de module photovoltaïque à promouvoir dans les zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest. L'atteinte de cet objectif nécessite la caractérisation des modules dans les différentes zones climatiques, pendant une durée d'au moins une année. En d'autres termes, il faudra immobiliser un outil de caractérisation des modules dans chacune des zones climatiques concernées par les présents travaux. Ceci induit la mobilisation d'importants moyens humains et financiers pas toujours disponibles. La démarche adoptée pour atteindre les objectifs de ces travaux dans un temps raisonnable, est essentiellement orientée sur la modélisation des performances électriques des modules PV. Les modèles obtenus seront dans un premier temps, validés expérimentalement grâce à l'unique banc expérimental installé dans le cadre de nos travaux. Ils seront par la suite utilisés pour simuler le fonctionnement des modules dans toutes les zones climatiques où les données météorologiques seront disponibles.

Ce manuscrit qui présente les travaux de la thèse, est structuré en cinq chapitres :

- Le premier chapitre fait une synthèse sur le rayonnement solaire, la conversion photovoltaïque, les caractéristiques électriques et les critères de comparaison des technologies PV en milieu réel.
- Le deuxième chapitre est axé sur la modélisation des performances électriques des modules PV dans les conditions réelles de fonctionnement. Différentes approches de modélisation seront abordées.
- Le troisième chapitre est consacré à la validation expérimentale des approches et modèles conçus. Ceux-ci seront confrontés entre eux et le plus précis sera retenu pour la suite des travaux.
- Le quatrième chapitre compare trois technologies PV différentes dans toutes les zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest. Une première analyse est axée sur l'expérimentation en zone soudano-sahélienne. Les modèles conçus et validés permettront de simuler le comportement des modules dans les autres zones.
- Le cinquième et dernier chapitre étudie en zone soudano-sahélienne, l'influence de la poussière sur les trois technologies retenues. Il s'agira dans un premier temps de déterminer les taux moyens de dégradation des performances des modules en fonction de leur niveau de salissure, puis d'estimer la périodicité optimale de nettoyage de chacune des technologies PV étudiées.

**Chapitre I. Modules photovoltaïques : Généralités, Performances
et Influence des paramètres climatiques**

I.1 Introduction

Le physicien français Edmond Becquerel découvre en 1839 l'effet photovoltaïque (PV) qu'il définit comme l'apparition d'une tension aux bornes d'un matériau semi-conducteur exposé à la lumière [12]. La source lumineuse principale utilisée pour l'effet photovoltaïque est celle du rayonnement solaire. La compréhension du fonctionnement des composants utilisés pour la conversion photovoltaïque passe donc par l'étude préliminaire du rayonnement solaire tel que reçu sur terre. Ce chapitre introductif s'inscrit dans ce cadre et donne dans un premier temps, un bref aperçu sur le rayonnement solaire. Il met ensuite l'accent sur la conversion photovoltaïque en rapport avec les cellules, les modules et leurs caractéristiques électriques. Il aborde par la suite les différents paramètres météorologiques susceptibles d'affecter les performances réelles des modules. Le chapitre se termine enfin par les indicateurs principaux de comparaison des performances des technologies PV et les choix qui ont été faits pour la suite des travaux.

I.2 Rayonnement solaire et atmosphère

Le soleil est une étoile dont le rayonnement est de nature électromagnétique. Comme le montre la **Figure I-1**, ce rayonnement est composé essentiellement de :

- rayonnement ultraviolet (UV) de longueur d'onde inférieure à 400 nm ;
- rayonnement visible de longueur d'onde comprise entre 400 nm et 800 nm ;
- rayonnement infrarouge (IR) de longueur d'onde supérieure à 800 nm.

L'irradiance solaire sur terre, hors atmosphère, appelée encore constante solaire, vaut $1\,367\text{ W/m}^2$ [13]. L'irradiation énergétique correspondante est de $32\text{ kWh/m}^2/\text{j}$, soit $11\,826\text{ kWh/m}^2/\text{an}$. Cette énergie n'est plus que d'environ $1\,478\text{ kWh/m}^2/\text{an}$ au niveau de la mer, soit 754.10^6 TWh/an pour toute la superficie de la terre. Cela représente cependant plus de 5 200 fois l'énergie consommée mondialement chaque année [14]. La **Figure I-1** présente la composition spectrale du rayonnement hors atmosphère et celui parvenant à la surface de la terre (au niveau de la mer). On note la différence entre l'intensité du rayonnement incident hors atmosphère et le rayonnement au niveau de la surface terrestre. En effet, moins d'un dixième de l'énergie solaire hors atmosphère parvient sur terre [15]. Cette énergie s'atténue en traversant les différentes couches de l'atmosphère, car absorbée par des composants comme la couche d'ozone, la vapeur d'eau, les aérosols etc. La couche d'ozone absorbe majoritairement dans l'UV moyen (sur une bande de 0,2 à 0,7 μm) et dans le domaine du visible. La bande d'absorption de la vapeur d'eau et du dioxyde de carbone se trouve essentiellement dans les domaines spectraux du proche infrarouge, au rouge.

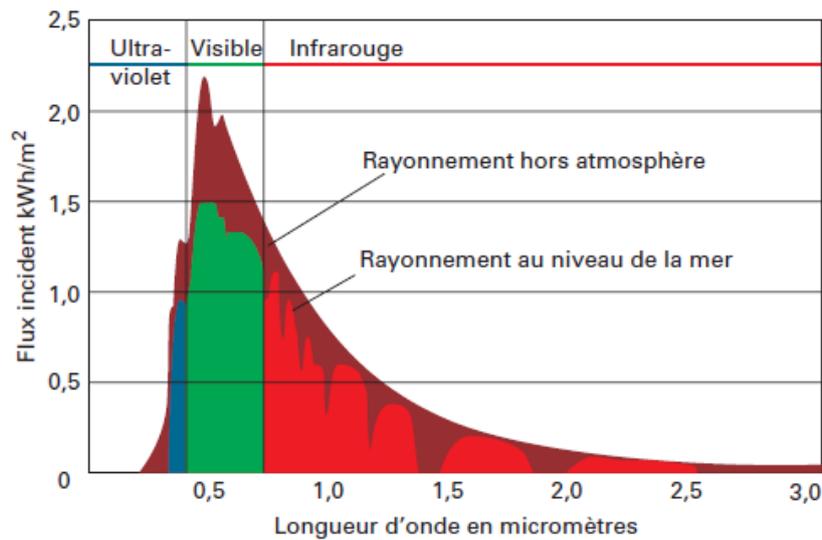


Figure I-1 : Spectre du rayonnement solaire [16].

On en déduit que la quantité d'énergie parvenant à la surface de la terre et sa composition spectrale, vont dépendre de l'épaisseur de l'atmosphère traversée par le rayonnement solaire direct. Pour tenir compte de cette épaisseur d'atmosphère, on utilise la notion de masse d'air (AM). Celle-ci comme le montre la **Figure I-2**, correspond au rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement solaire direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu.

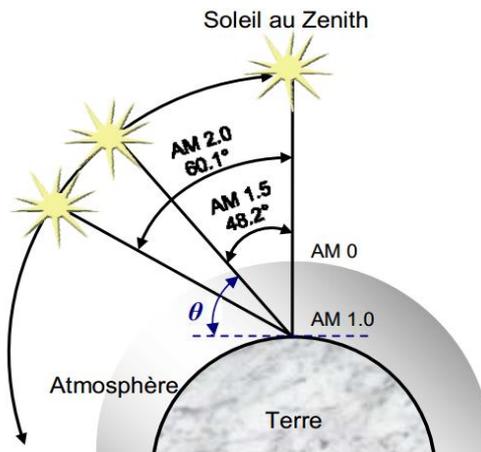


Figure I-2 : Schéma descriptif de l'incidence du rayonnement solaire sur la terre [13].

En chaque point de la surface terrestre, la valeur de la masse d'air est donnée par l'équation (I-1) :

$$AM \approx \frac{1}{\sin(\theta)} \quad (I-1)$$

Dans cette expression, θ est l'élévation ou hauteur solaire, c'est-à-dire l'angle entre la direction du soleil et le plan horizontal.

Afin d'évaluer la puissance reçue par les cellules photovoltaïques, des spectres de références AMx ont été imposés (avec $x = 0 ; 1 ; 1,5$). Le spectre solaire AM0, correspond à une masse d'air nulle pour un éclairage solaire hors atmosphère à incidence normale. Pour un ciel clair avec le soleil à l'horizon, on a le rayonnement de masse d'air "1" (ou AM1). L'éclairage solaire arrivant sur la terre avec un angle de 48° est de $1\ 000\ \text{W/m}^2$ avec une masse d'air AM1,5 [13].

Une bonne partie du rayonnement solaire reçu à la surface de la terre, provient des multiples réflexions entre la surface de la terre et l'atmosphère. Ces réflexions peuvent se produire au niveau de plusieurs éléments : nuages, aérosols, sol, etc. Elles permettent de définir plusieurs composantes au rayonnement solaire :

- le rayonnement direct qui arrive du Soleil en ligne droite sans déviation. Il forme les ombres ;
- le rayonnement diffus correspond à la lumière diffusée soit par l'atmosphère, soit par les nuages ;
- l'albédo est la partie du rayonnement réfléchi par le sol et dépend donc directement du site d'observation ;
- le rayonnement global est la somme des trois composantes énumérées ci-dessus. C'est ce dernier qui est systématiquement mesuré par les stations météorologiques [17].

I.3 Cellule au module photovoltaïque (PV)

I.3.1 Structure et fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés semi-conducteurs qui produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière. Les semi-conducteurs sont des matériaux intermédiaires entre les isolants et les conducteurs. Ils sont les constituants fondamentaux de la cellule PV. Celle-ci à son tour, est l'élément principal d'un système photovoltaïque. Lorsqu'elle est exposée à un rayonnement, la cellule PV produit de l'électricité à partir de trois phénomènes physiques simultanés et intimement liés (cf. **Figure I-3**) : l'absorption des photons, la génération des porteurs et la collecte des charges électriques. La **Figure I-3** illustre ces trois différents phénomènes.

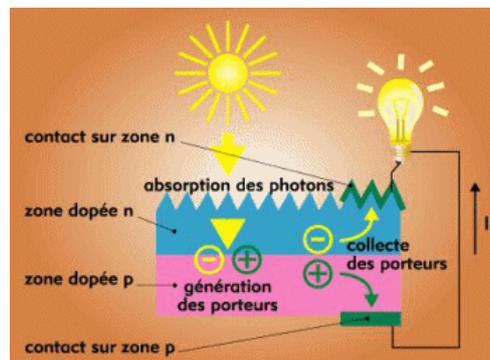


Figure I-3 : Schéma descriptif des différentes phases de l'effet photovoltaïque.

L'absorption est la phase au cours de laquelle la cellule absorbe des photons du rayonnement solaire incident. La partie restante de ce rayonnement constitue les pertes par transmission et réflexion, et contribue à l'échauffement de la cellule. La part du rayonnement absorbé dépend des caractéristiques du matériau semi-conducteur dont la plus importante est le gap optique. Le gap optique représente la quantité minimale d'énergie que doit posséder un photon pour être absorbé par le matériau et entraîner une transition énergétique. Lorsque l'énergie du photon est inférieure à celle du gap du matériau, le photon n'est pas absorbé et la transition n'est donc pas possible.

Les photons absorbés vont ensuite transférer leur énergie aux électrons périphériques des atomes du semi-conducteur en les libérant des forces d'attraction de ces atomes. Pour chaque électron libéré, il y a création d'un électron libre et d'un trou. On parle de paire électron/trou. Un trou assimilé à une charge positive, correspond à un défaut d'électron. L'interaction photon/semi-conducteur, dans le cas d'un photon suffisamment énergétique se traduit donc par la génération d'une paire électron-trou qui modifie localement la conductivité du matériau.

La dernière phase est celle de la collecte des charges générées afin d'éviter que les paires électron/trou créées, ne se recombinent naturellement en libérant de l'énergie thermique. Cette collecte est réalisée grâce à un champ électrique dans la cellule photovoltaïque qui impose la circulation des électrons dans un sens et des trous dans l'autre générant ainsi un courant électrique lorsqu'une charge est branchée. Pour réaliser ce champ, on dope une partie du semi-conducteur avec un matériau de valence supérieure (c.à.d. un matériau composé d'atomes ayant un électron de valence de plus que l'atome du semi-conducteur). Cette zone ainsi créée avec un excédent de charges négatives est dite dopée n. L'autre partie du semi-conducteur est dopée avec un matériau de valence inférieure (c.à.d. un matériau composé d'atomes ayant un électron de valence de moins que l'atome du matériau semi-conducteur). Il y a cette fois-ci, un excédent de charges positives : la zone est dite dopée p. La mise en contact des deux zones ainsi créées provoquera l'apparition d'un champ électrique E par diffusion des porteurs de charges. En effet, les électrons qui sont majoritaires dans la zone dopée n diffuse vers la zone p où ils sont minoritaire. De même les trous vont diffuser de la zone p vers la zone n. Le phénomène de diffusion s'arrête dès que le champ est suffisamment grand pour s'opposer au passage des porteurs de charges. On réalise ainsi une jonction p-n illustrée par la **Figure I-4**. Il s'agit en fait d'une barrière de potentiel, directement liée au champ électrique, dans le semi-conducteur. Le champ électrique s'étend de part et d'autre de la jonction dans la zone dite zone de déplétion ou Zone de Charge d'Espace (ZCE). Les types de barrières les plus communes sont : l'homojonction (jonction p-n dans le même semi-conducteur), l'hétérojonction (jonction p-n entre deux matériaux semi-conducteurs différents) et les barrières Schottky (contact entre un métal et un semi-conducteur). Le fonctionnement de la jonction p-n à l'équilibre est illustré par la **Figure I-4**.

Sous éclairage, les photons incidents créent des porteurs dans les zones n et p et dans la zone de charge d'espace. Ces photo-porteurs auront un comportement différent suivant la région considérée. Dans la zone n, les porteurs minoritaires (les trous) qui atteignent la zone de charge d'espace sont propulsés par le champ électrique dans la zone p où ils sont majoritaires. On aura un photocourant de diffusion qui est généré de la même façon de la zone p vers la zone n. Dans la zone de charge d'espace, les paires électron/trou créées par les photons incidents sont dissociées par le champ électrique E. Les électrons sont dirigés vers la zone n et les trous vers la zone p : on a un photocourant de génération [17] ou de dérive [18]. Ces deux contributions s'ajoutent pour former un photocourant résultant I_{ph} proportionnel à l'intensité du rayonnement [17].

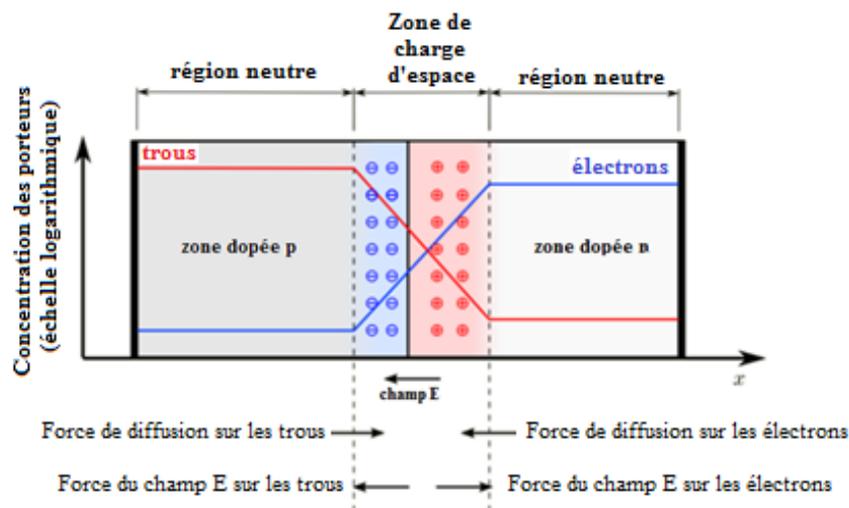


Figure I-4 : Jonction p-n à l'équilibre.

Il faut noter que la jonction p-n classique est une structure propre aux cellules PV au silicium cristallin. Certaines cellules solaires déposées en couches minces comme le silicium amorphe, sont réalisées à partir de jonctions p-i-n. Cette structure est utilisée parce que ces matériaux déposés en couches minces ont une faible longueur de diffusion qui diminue encore considérablement avec le dopage. En effet, pour obtenir de grandes valeurs de courant de diffusion, il faut que le matériau ait une longueur de diffusion suffisamment grande. Les matériaux amorphes non dopés et de bonne qualité ont généralement des valeurs de longueurs de diffusion comprises entre 150 et 280 nm [19], [20]. Ces valeurs sont divisées par 1000 quand le matériau est dopé. Ce qui ne permet alors plus la diffusion des charges électriques vers les contacts comme dans le cas des cellules au silicium cristallin [21] qui ont des longueurs de diffusion comprises entre 40 μm et 3 mm. Pour cette raison, on privilégie dans les couches minces, le courant de dérive créé dans la zone de charge d'espace. Cette zone est alors artificiellement élargie en intercalant une couche intrinsèque (i) c'est-à-dire non dopée entre les zones n et p. Dans la jonction p-i-n ainsi créée, les porteurs sont donc essentiellement générés dans la couche i. Les zones n et p ne servent qu'à établir un

champ électrique permettant d'extraire les charges créées dans la zone i. La **Figure I-5** présente la structure interne d'une cellule p-i-n. Le contact avant est généralement de l'oxyde transparent conducteur (TCO) et le contact arrière de l'aluminium ou de l'argent. Les trous ayant une mobilité 10 fois inférieure à celle des électrons, les paires de porteurs sont générées près de la couche p pour raccourcir le parcours des trous et ainsi obtenir une meilleure collecte. Pour cette raison la cellule PV en couches minces, est en général éclairée du côté de la zone p [18]. Dans la **Figure I-5**, a-SiC : H, a-Si : H et pm-Si : H représentent respectivement le silicium amorphe hydrogéné, le carbure de silicium amorphe hydrogéné et le silicium polymorphe hydrogéné.

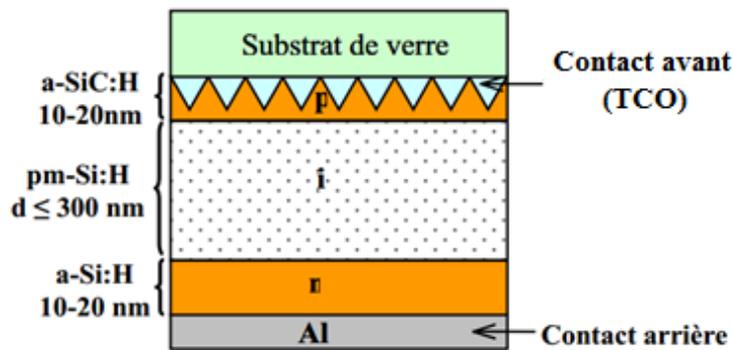


Figure I-5 : Structure interne d'une cellule p-i-n [18].

I.3.2 Technologies des cellules PV

Les cellules PV se regroupent en trois grandes catégories appelées générations :

- **La première génération** est celle des cellules au silicium cristallin (c-Si). Il s'agit fondamentalement du silicium monocristallin (sc-Si) et du multicristallin ou polycristallin (pc-Si). Le silicium utilisé pour les cellules de la première génération est d'une grande pureté (plus de 99 %). Il est obtenu sous forme de lingot après transformation (fusion, équarrissage) puis est scié de manière à obtenir des plaques d'une épaisseur variant entre 100 et 200 μm environ. Il est ensuite dopé par du phosphore, de l'arsenic, de l'antimoine ou du bore. Les cellules PV de la première génération ont des rendements variant entre 12 % et 20 % [17]. Le rendement des cellules monocristallines est actuellement de l'ordre de 15 à 19 % en industrie et de 25 % en laboratoire [22]. Pour les cellules au silicium multicristallin, le rendement en industrie est de 12 à 16 % et 21,3 % en laboratoire [17], [23]. On rencontre de nos jours les cellules HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) résultant d'une hybridation des procédés de production des cellules de la première génération. Elles sont en effet constituées de couches de silicium amorphe, déposées sur une ou deux faces d'une plaquette cristalline. Ce procédé améliore le coefficient de température du module et permet d'atteindre des rendements commerciaux de

l'ordre de 20 %. Les cellules PV de première génération ont cependant de grandes épaisseurs nécessaires pour avoir une pureté et une cristallinité importantes. Ce qui conduit à des coûts de production prohibitifs comparés à ceux de la deuxième génération.

- **La deuxième génération** regroupe les cellules en couches minces. Les couches minces sont obtenues par vaporisation de matériaux semi-conducteurs sur un matériau support rigide ou souple comme le verre par exemple. Il existe plusieurs technologies de couches minces commercialisées. Trois technologies semblent s'imposer, même si cela ne représente pas plus de 10 % du marché PV [24]. Ce sont le silicium amorphe (a-Si), le tellure de cadmium (CdTe) et les combinaisons à partir du diséléniure de cuivre et d'indium (CIS ou CIGS) [17]. Ces cellules peuvent fonctionner sous faible éclairage et sont moins chères que celles de la première génération. Les cellules CdTe ont des rendements de l'ordre de 7 à 9 % en industrie (22,1 % [22], record cellule en laboratoire). Les cellules CIS ou CIGS quant à elles, offrent de haut rendement par rapport aux autres couches minces. Ces rendements sont de 13 % pour certains modules commerciaux et 22,3 % pour les cellules en laboratoire. De façon générale les performances des couches minces sont moins stables que celles des cellules cristallines. Les cellules en couche mince de silicium amorphe hydrogéné sont en particulier affectées par une dégradation initiale de leur performance durant les premiers mois de leur exposition au rayonnement solaire. Cette dégradation initiale porte le nom d'effet Staebler–Wronski (SW) [25]–[27]. Cet effet peut entraîner une dégradation de 15 à 20 % de la puissance initiale des modules amorphes durant les six premiers mois d'exposition au soleil [25].
- **La troisième génération** regroupe les cellules multijonctions, à concentration ou organiques. Les cellules multicouches, multijonctions sont issues de la superposition de multiples cellules aux propriétés différentes. On obtient ainsi différentes bandes d'énergie permettant la valorisation d'une plus large partie du spectre solaire. Ce type de cellules offre des rendements de l'ordre de 40 % avec des limites théoriques de 81 % [17]. L'inconvénient est que la longévité de ces cellules n'est toujours pas maîtrisée. Elles reviennent aussi très chères pour les applications terrestres. Les cellules de troisième génération sont donc pour l'instant, soit au stade de la recherche, soit utilisées dans des domaines autres que le solaire PV terrestre.

La **Figure I-6** donne une vue synoptique de la classification des principales technologies de cellules PV.

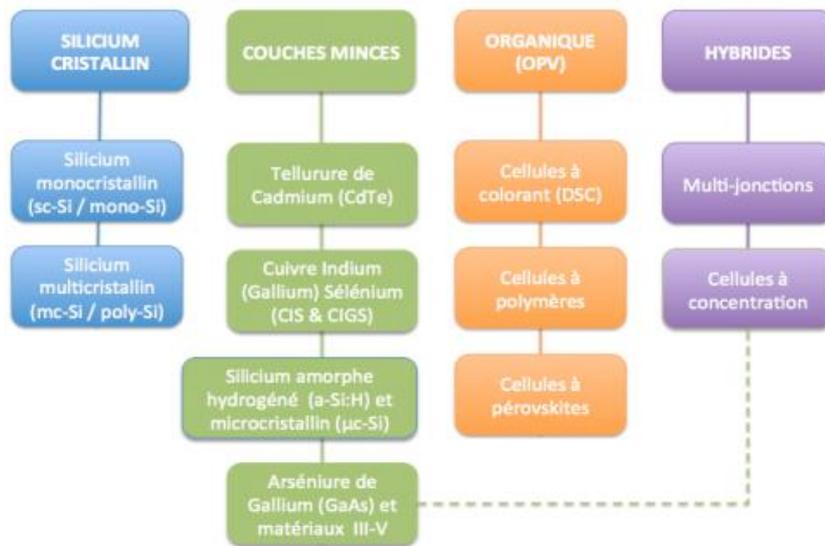


Figure I-6 : Classification des principales technologies de cellules photovoltaïques (Source : Hespul).

La répartition en parts de production des technologies PV en 2014, est représentée sur la **Figure I-7**. Le silicium cristallin représente environ 91 % de la production dont 56 % pour le polycristallin. Les couches minces représentent 9 % de la production avec 4 % de CdTe, 1,6 % de a-Si et 3,5 % de CI(G)S. Toutes les autres technologies n'ont pas encore atteint le stade de production de masse.

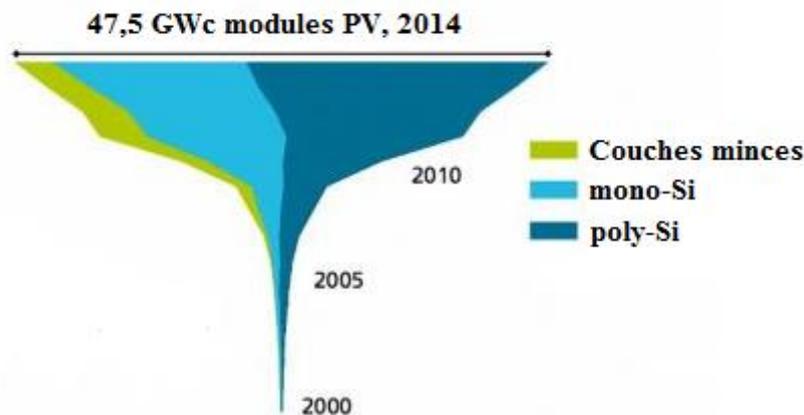


Figure I-7 : Production PV par technologie selon une étude réalisée sur 47,5 GWc de modules PV [24].

I.3.3 Technologie de module photovoltaïque

La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement entre 1 et 3 W avec une tension inférieure à 1 V [28]. Pour délivrer une forte puissance, les cellules sont assemblées en module ou panneau. Un module PV se définit comme une association de cellules en série et/ou en parallèle. Ces cellules sont connectées le plus souvent en série de façon à adapter le niveau de tension du module aux applications courantes basées sur le niveau de tension plutôt que sur le courant. La Figure I-8 représente le schéma classique d'un module PV. Les modules

photovoltaïques sont constitués en général de 36, 60 ou 72 cellules photovoltaïques, connectées entre elles et enserrées dans un châssis en aluminium. Les cellules sont interconnectées entre elles par des rubans de cuivre étamé soudés à la fois sur les « busbars » de la face avant de la première cellule et sur la face arrière aluminium de la cellule voisine. Chaque rangée de cellules en série forme un « string » et l'ensemble des rangées forme le squelette du module. Le squelette est encapsulé dans une résine transparente comme l'EVA (Ethylène Vinyl Acétate), en verre trempé sur la face avant et en polymère opaque sur la face arrière « backsheet ». En pratique, la structure « Verre – EVA – cellules – EVA – backsheet » est pressée et chauffée tout en faisant le vide dans un laminateur. Avec des profils temporels de température et de pression adéquats, l'EVA fond, épouse la forme du squelette, et se durcit. Le module est ensuite cadré, et une boîte de jonction attachée à la face arrière du laminé permet de lier les connecteurs à ses sorties électriques et protéger électriquement les « strings » des cellules avec des diodes « bypass ».

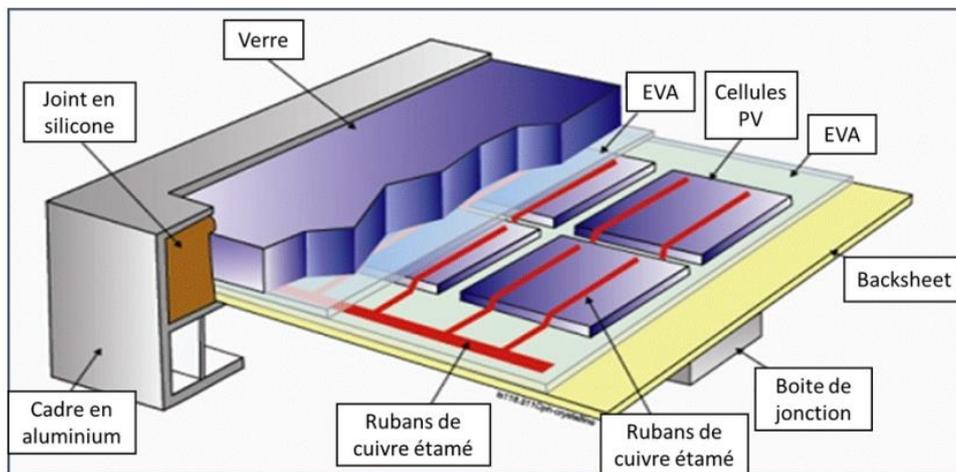


Figure I-8 : Schéma classique des éléments constitutifs d'un module PV [14].

I.3.4 Les normes pour la certification des modules PV

Après leur fabrication, les modules PV subissent une batterie de tests visant à déterminer leurs performances STC et à jauger leur aptitude à protéger les cellules solaires de l'agressivité de l'environnement dans lequel elles seront amenées à fonctionner. La commission électrotechnique internationale (CEI) dont le siège est à Genève, est aujourd'hui la seule instance internationale de normalisation dans le domaine photovoltaïque. A. Ndiaye [29] rapporte dans ses travaux les neuf principales normes établies par la CEI pour la certification des modules PV. Il s'agit en l'occurrence des normes :

- 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 premiers essais à faire sur les modules PV, indépendamment de leur technologie, sont ceux de la norme CEI 61730 traitant de la protection contre les chocs électriques, les risques de feu et les accidents dus à des contraintes mécaniques et environnementales [30]. Les modules vont ensuite subir un ensemble de tests de sécurité, d'étanchéité, d'intégrité mécanique, de cycles thermiques etc., dont les procédures dépendent de leur technologie. Ceci permet de reproduire dans la mesure du possible les dégradations connues sur les modules PV en milieu réel. Il est important de préciser que même si des modules PV passent avec succès tous les tests de résistance, cela ne garantit pas qu'ils fonctionnent correctement dans toutes les conditions réelles d'utilisation et sur une longue durée, généralement estimée à 25 ans ou plus.

I.4 Caractéristiques électriques des modules PV

Toutes les cellules et tous les modules photovoltaïques sont caractérisés par une courbe courant-tension (I-V) appelée courbe I-V. La **Figure I-9** présente la courbe I-V d'un module monocristallin de 50 Wc. Elle est mesurée à une irradiance de 800 W/m² et une température de 55°C.

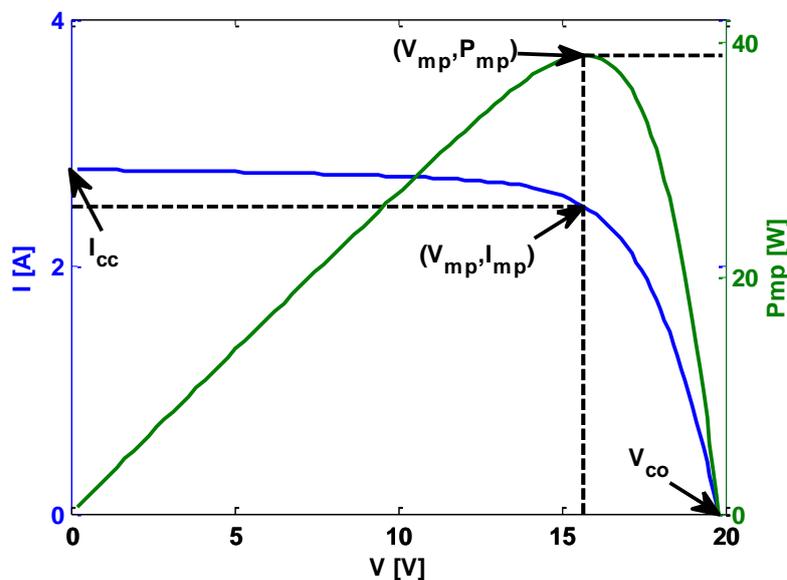


Figure I-9 : Courbe I-V d'un module PV et points caractéristiques.

On extrait de cette courbe plusieurs paramètres ou caractéristiques électriques du module :

- le courant de court-circuit I_{cc} . Il correspond au courant débité lorsque le module est en situation de court-circuit et est proportionnel à l'irradiance solaire ;
- la tension en circuit-ouvert V_{co} . C'est la tension aux bornes du module lorsqu'aucune charge ne lui est connectée. Elle croît de manière logarithmique en fonction de l'irradiance solaire [14], [29] ;
- la puissance maximale P_{mp} générée par le module. Elle est obtenue à partir du couple (V_{mp}, I_{mp}) au niveau du coude de la courbe et est proportionnelle à l'irradiance solaire ;
- le rendement η de conversion. C'est le rapport entre P_{mp} et la puissance du rayonnement incident ;
- le facteur de forme FF. Il est le rapport entre la puissance maximale P_{mp} et le produit $V_{co} \cdot I_{cc}$. Il mesure la déviation entre la courbe I-V réelle et la courbe idéale. En effet un module PV réel se distingue du module idéal, par la présence de résistances parasites, série (R_s) et shunt (R_{sh}) qui réduisent ses performances ;
- la résistance série R_s matérialise la résultante des résistances internes des différentes couches traversées par le courant électrique dans le module et sa métallisation [14]. Idéalement très faible, elle s'estime par la pente de la courbe I-V au point de fonctionnement en circuit ouvert $(V_{co}, 0)$. Des valeurs élevées de résistance série se traduisent sur la courbe I-V par la réduction de son facteur de forme [31] ;
 - la résistance shunt R_{sh} . Elle représente les pertes liées aux courants de fuite à travers la jonction p-n, les recombinaisons de porteurs et les courts-circuits par les bords du module PV.

Toutes les caractéristiques électriques sus définies sont influencées par les paramètres climatiques du site d'installation.

I.5 Impact du climat sur les caractéristiques électriques des modules PV

I.5.1 Influence de l'irradiance

La puissance et donc l'énergie électrique produite par une cellule PV est pratiquement proportionnelle à l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface [32]. On remarque que les tensions V_{mp} et V_{co} ne varient que très peu en fonction de l'éclairement contrairement aux courants I_{mp} et I_{cc} qui augmente proportionnellement avec l'éclairement. La **Figure I-10** présente cinq courbes I-V mesurées sur un module monocristallin à partir de la plateforme expérimentale du laboratoire LESEE qui sera décrite dans le chapitre III. Les courbes I-V ont été toutes mesurées autour d'une même température ($50\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$) mais à différents niveaux d'irradiance.

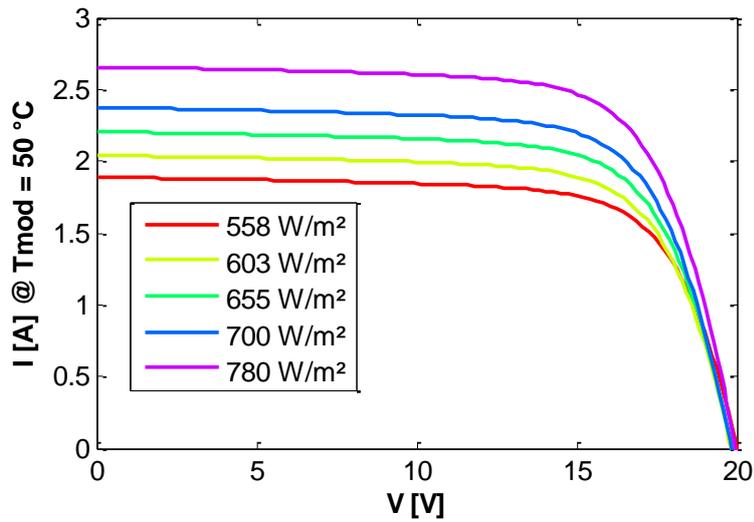


Figure I-10 : Courbes I-V mesurées sur un module monocristallin approximativement à la même température et à différents niveaux d'irradiance du site du LESEE.

La **Figure I-11** présente les variations du courant de court-circuit (a) et de la tension en circuit-ouvert (b) du module monocristallin en fonction de l'irradiance. Comme on peut le remarquer le courant de court-circuit est proportionnel à l'irradiance tandis que la tension en circuit ouvert varie très peu en fonction du même paramètre. La valeur de la tension en circuit-ouvert est voisine de 19,88 V comme l'indique l'équation de la droite de régression linéaire de la **Figure I-11.b**.

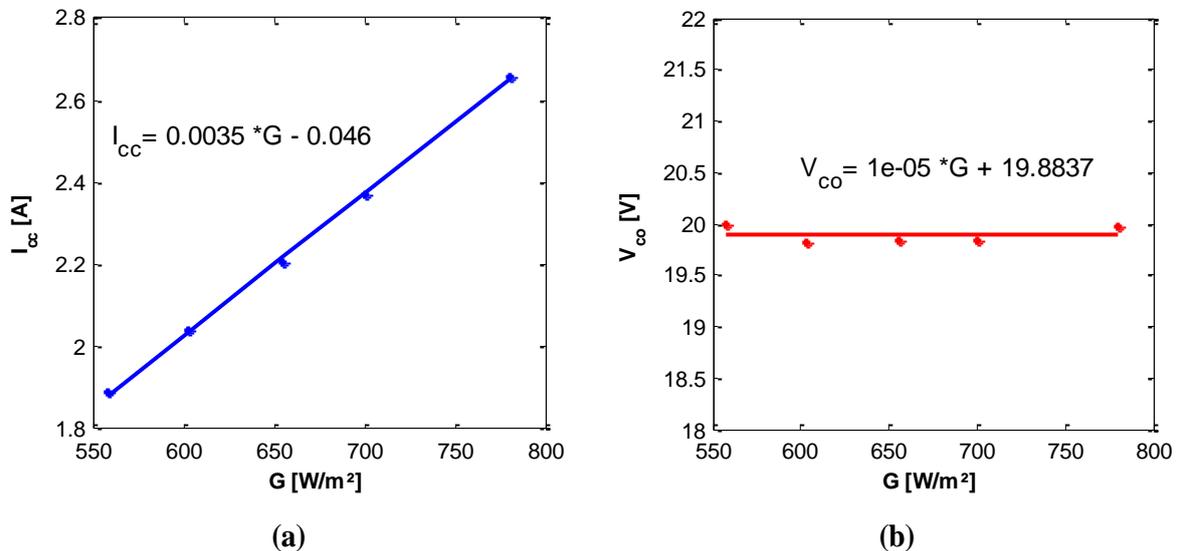


Figure I-11 : Variation du courant de court-circuit (a) et de la tension en circuit ouvert (b) d'un module monocristallin en fonction de l'irradiance mesurée sur le site du LESEE.

1.5.2 Influence de la température

La température est un paramètre important dans le comportement des cellules PV. Une cellule exposée à une irradiance de 1 kW/m² transforme moins de 20 % de cette puissance en électricité, le reste est dissipé

en chaleur [32]. Ainsi, lorsque la cellule n'est pas convenablement ventilée, elle peut voir sa température s'élever et ses performances électriques se dégrader. La **Figure I-12** présente cinq courbes I-V mesurées autour de 800 W/m^2 ($\pm 3 \%$) pour différentes valeurs de température d'un module monocristallin caractérisé au LESEE. Les variations du courant de court-circuit (a) et de la tension en circuit-ouvert (b) en fonction de la température du module sont tracées sur la **Figure I-13**. On remarque de façon générale que la tension en circuit ouvert décroît linéairement en fonction de la température d'environ $-0,07 \text{ V/}^\circ\text{C}$ tandis que le courant de court-circuit croît d'environ $0,0005 \text{ A/}^\circ\text{C}$. La résultante de ces deux variations se traduit par une décroissance de la puissance du module avec sa température comme l'indique plusieurs travaux [17], [29], [32]–[34].

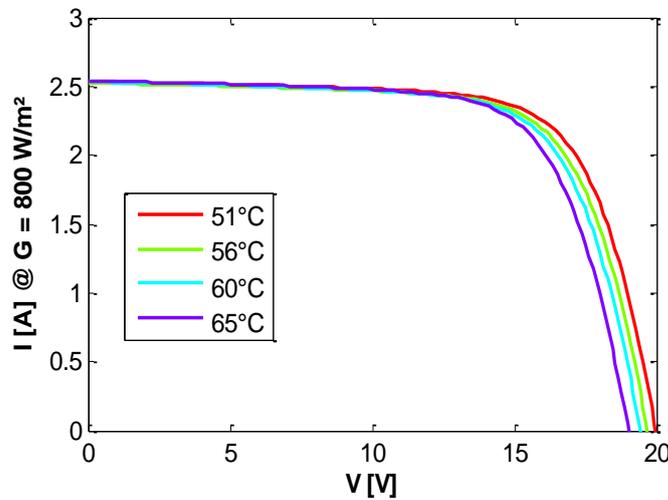


Figure I-12 : Courbes I-V mesurées sur un module monocristallin autour de la même irradiance et à différents niveaux de température.

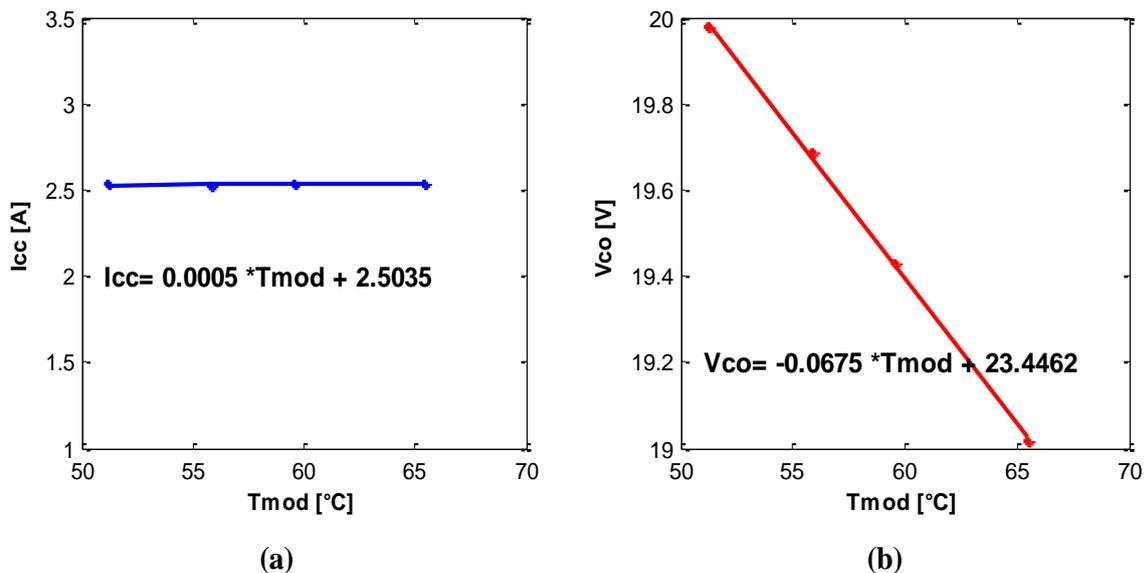


Figure I-13 : Variation du courant de court-circuit (a) et de la tension en circuit ouvert (b) d'un module monocristallin en fonction de sa température mesurée sur la plateforme expérimentale du LESEE.

I.5.3 Influence de la poussière

Le dépôt de poussière sur la surface des modules PV entraîne une baisse de leur production [24]. Un nettoyage inapproprié de cette poussière peut aussi entraîner des dégradations irréversibles sur la surface des modules. Il peut s'agir par exemple de la fissuration du verre. L'ampleur des effets dépend de la technologie PV mais aussi de la localisation géographique ou du climat en l'occurrence la pluviométrie, la vitesse du vent ou la nature du sol. Le trafic routier, les activités humaines autour du lieu d'installation sont également des facteurs d'empoussièrement des modules. Plusieurs études [29], [35] ont montré que la poussière influe beaucoup sur la production énergétique des modules. Elle diminue considérablement la valeur du photocourant généré alors que la tension en circuit ouvert varie très faiblement comme le montre la **Figure I-14**, issue des travaux de Ndiaye et al. [25] dans une localité de Dakar au Sénégal. Les travaux de A. Rao et al. [35] en Inde ont montré qu'un dépôt de poussière sur la surface d'un module peut influencer sa température. Ce qui justifierait en partie les baisses de performances des modules encrassés.

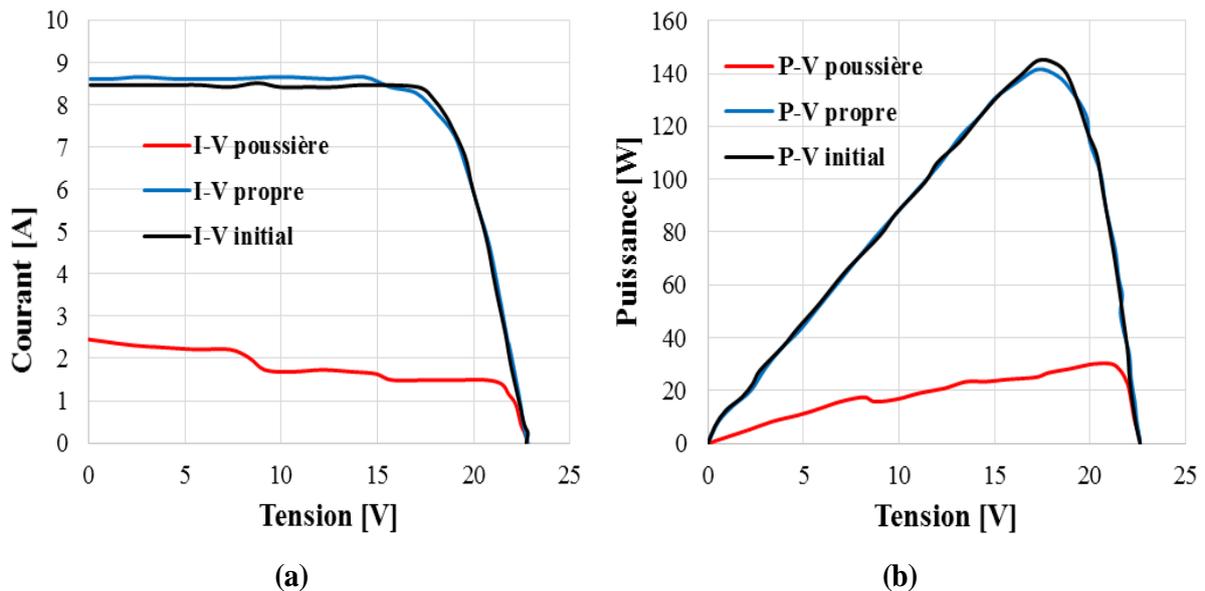


Figure I-14 : Caractéristiques (a) I-V et (b) P-V de modules monocristallins propres et poussiéreux après un an d'exposition sans nettoyage sur le site de l'ESP à Dakar [29].

I.5.4 Influence du spectre solaire

Comme indiqué dans la section I.2, la lumière se compose de particules appelées photons. Chaque photon est caractérisé par sa longueur d'onde λ liée à sa quantité d'énergie E_{ph} grâce à la relation ci-dessous :

$$E_{ph} = h \cdot \frac{c}{\lambda} \quad (I-2)$$

où c représente la célérité de la lumière et h la constante de Planck.

D'un autre côté, chaque technologie PV est caractérisée par son gap optique. Celui-ci représente l'énergie minimale que doit posséder un photon avant d'être absorbé par la cellule et contribuer en son sein, à la génération de photocourant. A une température de 300 K, le silicium cristallin a une énergie de gap optique égale à 1,12 eV et celle de l'amorphe est comprise dans la gamme de 1,55 à 2,1 eV [36]. Cette sensibilité des cellules PV aux photons, est caractérisée par leur réponse spectrale, définie comme l'intensité du photocourant généré par une cellule, en fonction de la longueur d'onde du rayonnement qu'elle reçoit [17]. C'est en d'autres termes la valeur du courant de court-circuit $I_{cc}(\lambda)$ de la cellule par unité de flux monochromatique incident $\Phi(\lambda)$ [37]. Elle s'exprime en A/W et est donnée par la formule (I-3).

$$R_{spectral}(\lambda) = \frac{I_{cc}(\lambda)}{\Phi(\lambda)} \quad (I-3)$$

La **Figure I-15** présente la réponse spectrale de plusieurs technologies PV.

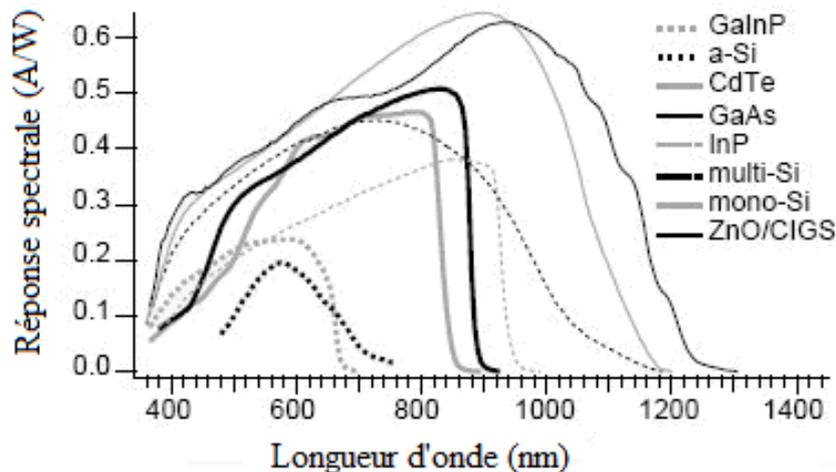


Figure I-15 : Réponse spectrale de certaines technologies PV [38].

On peut retenir que le photocourant généré par une cellule ou un module PV ne dépend pas seulement de l'intensité du rayonnement reçu mais aussi de sa composante spectrale. C'est-à-dire de l'ensemble des radiations monochromatiques ou longueur d'onde qui compose ce rayonnement. Par ailleurs, la composante spectrale du rayonnement solaire dépend essentiellement de la masse d'air AM qui est fonction de sa hauteur angulaire θ . La hauteur angulaire varie à son tour en fonction de la latitude du lieu, du jour ou des saisons de l'année. Cette variation saisonnière de ce paramètre et donc de la masse d'air, entraîne aussi une variation saisonnière des performances des modules PV en fonction de leur technologie et du lieu d'installation. Cet effet de saisonnalité est plus prononcé chez l'amorphe à cause de l'étroitesse de sa gamme spectrale d'absorption comparée à celle des technologies cristallines (Cf. **Figure I-15**). Il est à noter que l'effet de saisonnalité est constaté après la phase de stabilisation des performances des modules

[25] et donc après l'effet Staebler Wronsky dans le cas spécifique de l'amorphe. Une étude faite dans une région d'Italie par Nikolaeva-Dimitrova et al. [25] a montré une variation saisonnière de 11 % du rendement d'un module en silicium amorphe contre 6 % pour du micromorphe. Une autre étude menée en Espagne par Merten et al. [26] a montré une augmentation d'environ 16 % du courant de court-circuit d'un module amorphe en été, du fait des variations annuelles du spectre solaire. Karki et al. [39] ont par ailleurs montré que les modules cristallins sont aussi affectés par les variations saisonnières du spectre solaire.

Comme on vient de le voir, les caractéristiques électriques des modules et donc les courbes I-V varient en fonction des conditions ambiantes de mesures. Celles-ci peuvent être très différentes sur site réel et rendent difficiles la comparaison entre elles, des courbes mesurées. On considère généralement que les deux principaux paramètres climatiques qui influent sur les courbes I-V sont l'irradiance et la température ambiante. Pour arriver à comparer plusieurs courbes I-V entre elles, il est donc nécessaire de les ramener dans les mêmes conditions de référence d'irradiance et de température. Les valeurs de référence généralement retenues sont celles des conditions STC. On parle de « translation des courbes I-V ».

I.6 Technique de translation des courbes I-V et application

D'après plusieurs travaux [32], [40]–[42], une courbe I-V mesurée dans des conditions d'irradiance G et de température de module T , peut être translatée vers les conditions STC en utilisant les formules ci-dessous. Elles découlent toutes de la norme CEI 60891: 1995-02 .

$$I_{STC} = I \cdot \left(\frac{G_{STC}}{G} \right) + \alpha \cdot (T - T_{STC}) \quad (I-4)$$

$$V_{STC} = V - \beta \cdot (T_{STC} - T) - R_S \cdot (I - I_{STC}) + V_{th} \cdot \ln \left(\frac{G_{STC}}{G} \right) \quad (I-5)$$

Dans ces expressions, I représente le courant, V la tension, α, β sont les coefficients de température du courant et de la tension respectivement. V_{th} représente la tension thermique et est donnée par l'expression :

$$V_{th} = \frac{n \cdot k \cdot T}{q} \quad (I-6)$$

où n représente le facteur d'idéalité de la diode, k la constante de Boltzmann, q la charge élémentaire.

Nous utilisons ci-dessous ces formules pour translater vers les conditions STC, les courbes I-V d'un module monocristallin dont les caractéristiques sont données dans le **Tableau I-1**.

Tableau I-1 : Caractéristiques STC des modules sélectionnés.

Caractéristiques	sc-Si/ VSP50M-12V
I_{cc} [A]	3,16
V_{co} [V]	22,48
P_{mp} [Wp]	51,45
Coefficient de température I_{cc} [%/ °C]	0,037
Coefficient de température V_{co} [%/ °C]	-0,34

Les courbes I-V ont été mesurées par le banc I-V du Laboratoire LESEE dans trois conditions météorologiques différentes. La **Figure I-15** montre les courbes I-V expérimentales mesurées et celles translatées vers les conditions STC. Les conditions météorologiques sont également mentionnées sur cette figure. Comme escompté, les courbes translatées (**Figure I-16.b**) sont assez proches les unes des autres en dépit du fait qu'elles ont été mesurées dans diverses conditions météorologiques (**Figure I-16.a**). La dispersion des données est en effet considérablement réduite après la translation.

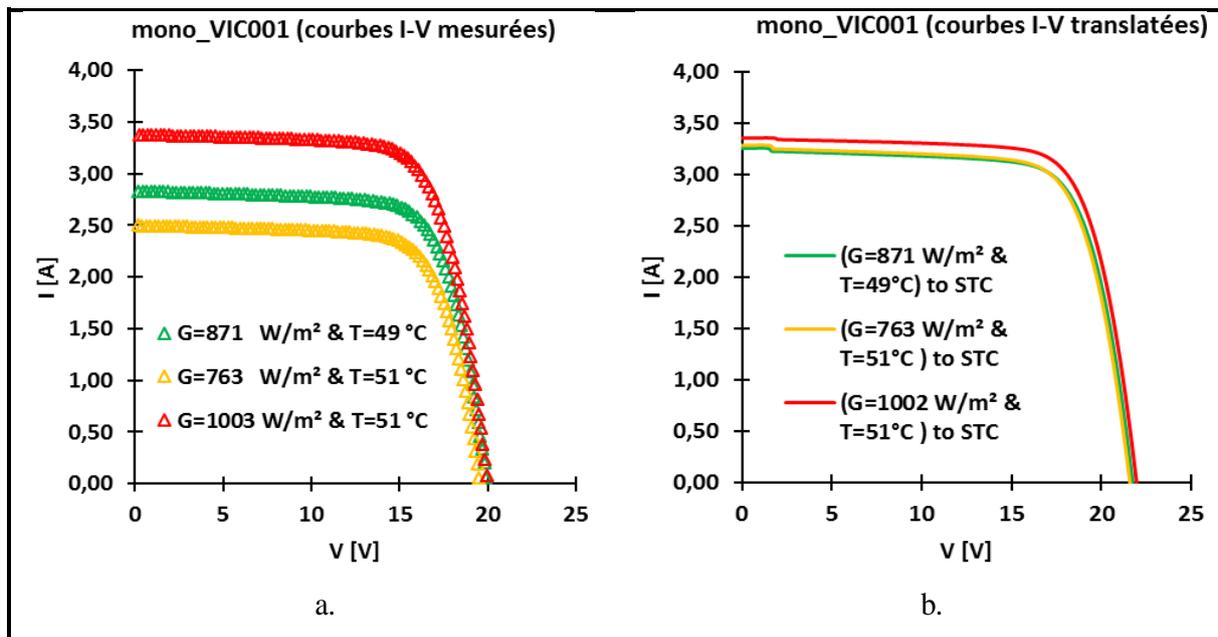


Figure I-16 : Courbes I-V mesurées et translatées de différentes conditions météo vers les conditions STC pour le module VIC001.

On peut toutefois noter un léger écart sur les courbes translatées dans la région où le module se comporte comme un générateur de courant. Pour mieux apprécier cet écart, on extrait des courbes translatées les trois caractéristiques principales : I_{cc} , V_{co} et P_{mp} . Les valeurs obtenues ont été comparées à celles des fabricants (STC) grâce aux erreurs relatives calculées par les formules ci-dessous :

$$\Delta I_{cc} [\%] = \frac{I_{cc,translaté} - I_{cc,STC}}{I_{cc,STC}} \times 100 \quad (I-7)$$

$$\Delta V_{co} [\%] = \frac{V_{co,translaté} - V_{co,STC}}{V_{co,STC}} \times 100 \quad (I-8)$$

$$\Delta P_{mp} [\%] = \frac{P_{mp,translaté} - P_{mp,STC}}{P_{mp,STC}} \times 100 \quad (I-9)$$

Les valeurs moyennes des erreurs relatives obtenues sont de 4,3 %, 1,9 % respectivement pour I_{cc} , V_{co} . Ces valeurs relativement faibles restent cependant plus élevées que les incertitudes de mesures des multimètres actuels, généralement inférieures à 1 % [43]. L'erreur relative sur la puissance est de 5,2 % et est aussi légèrement plus élevée que la tolérance sur la puissance STC, donnée par le constructeur de ce module (± 3 %). Plusieurs causes peuvent être indexées :

- les incertitudes sur les mesures STC données par le fabricant ;
- les incertitudes sur les coefficients de température utilisés pour les translations ;
- l'approximation de la température des cellules PV par celle du module ;
- les incertitudes sur les mesures du dispositif expérimental du LESEE ;
- la variation du spectre solaire AM sur site réel et non prise en compte dans les formules de translation. En effet l'utilisation du terme STC pour désigner les conditions de référence de la translation n'est pas tout à fait adaptée ici car les conditions STC ne se limitent pas seulement aux valeurs d'irradiance et de température mais aussi à la considération d'une valeur de masse d'air AM de 1,5. Celle-ci n'est pas considérée dans la technique de translation utilisée. D'après une étude [44], la variation du spectre solaire combinée à d'autres phénomènes naturels peuvent engendrer une variation saisonnière des performances des modules, de l'ordre de 0 à 15 %.

I.7 Critères de comparaison des performances énergétiques des modules PV

Plusieurs critères de comparaison ont été établis par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) pour déterminer et comparer entre elles les performances des modules photovoltaïques. Ces critères sont décrits dans la norme CEI 61724 [45]. Trois d'entre eux sont souvent utilisés pour comparer différentes technologies PV en fonction de leur productivité, de la ressource solaire disponible et de l'ensemble des pertes du système [46]–[49]. Il s'agit en l'occurrence du rendement de référence Y_r , du rendement énergétique spécifique Y et du ratio de performance PR.

I.7.1 Rendement de référence Y_r

Le rendement de référence Y_r est le rapport entre la quantité totale d'irradiation solaire H_{total} arrivant sur la surface du module durant une période définie (jour, mois ou année) et l'irradiance solaire de référence G_{STC} . Ce paramètre représente le nombre maximal d'heures durant lesquelles le module pourrait fonctionner à sa puissance STC, dans ses conditions d'installation. Il varie donc en fonction de la localité, des saisons, de l'orientation et de l'inclinaison des modules [50].

$$Y_r = \frac{H_{total}}{G_{STC}} \quad (I-10)$$

I.7.2 Rendement énergétique spécifique Y

Le rendement énergétique spécifique Y d'un module est défini comme le rapport entre l'énergie totale E_{mod} produite par le module sur une période définie (jour, mois ou année) et sa puissance crête. Cette dernière correspond à la puissance maximale P_{mp} du module dans les conditions STC ($P_{mp,STC}$). Elle est évaluée en kWh/Wc et donnée par l'expression ci-dessous :

$$Y = \frac{E_{mod}}{P_{mp,STC}} \quad (I-11)$$

Le rendement spécifique représente aussi le nombre d'heure pendant lequel le module PV fonctionne à sa puissance crête sur la période concernée. Ce paramètre est utilisé pour comparer des modules de différentes puissances du fait qu'il normalise la production énergétique à la taille des modules.

I.7.3 Ratio de performance des modules PV

Le ratio de performance PR est une quantité adimensionnelle définie comme le rapport entre le rendement énergétique spécifique du module et son rendement de référence.

$$PR = \frac{Y}{Y_r} \quad (I-12)$$

On montre aussi que le PR [11], [46] est le rapport entre le rendement réel η du module et son rendement η_{STC} dans les conditions STC conformément à l'expression ci-dessous :

$$PR = \frac{\eta}{\eta_{STC}} \quad (I-13)$$

Les rendements, réel et STC, sont respectivement donnés par les expressions (I-14) et (I-15).

$$\eta = \frac{P_{mp}}{A * G} \quad (I-14)$$

$$\eta_{STC} = \frac{P_{mp,STC}}{A * G_{STC}} \quad (I-15)$$

où A est la surface du module; G l'irradiance solaire.

D'après l'équation (I-13), la valeur du ratio de performance devrait toujours être égale à 100 % si le module opérait dans les conditions STC sans aucune perte. Ces conditions sont rarement réunies et les valeurs du ratio de performance sont généralement inférieures à l'unité. Indice de comparaison le plus utilisé [51]–[53], le PR constitue le meilleur indicateur des performances des technologies PV lorsqu'elles sont comparées entre elles [54]. En effet contrairement au rendement énergétique spécifique Y qui ne tient compte que de l'influence de l'irradiance sur la productivité du module, le ratio de performance intègre l'influence de la température, du spectre solaire [46] et d'autres paramètres extrinsèques au module comme l'encrassement [55], [56]. C'est donc le paramètre principal retenu dans cette étude pour la comparaison des modules PV de technologies différentes.

En combinant les équations (I-14) et (I-15), on obtient l'expression (I-16) du ratio de performance PR.

$$PR = \frac{P_{mp}}{P_{mp,STC} * S} \quad (I-16)$$

où S est le niveau d'irradiance ou le nombre de soleil défini par l'expression (I-17)

$$S = \frac{G}{G_{STC}} \quad (I-17)$$

Plusieurs travaux [11], [57], [58] rapportent que l'utilisation de l'irradiance G mesurée par le pyranomètre, peut être source d'incertitude dans l'estimation du PR. En effet le pyranomètre est très sensible aux paramètres thermiques vitesse du vent, température ambiante etc. De plus, il n'a pas le même spectre d'absorption que celui des modules. Une étude [59] rapporte que l'écart entre l'irradiance mesurée par le pyranomètre et celle reçue par le module peut atteindre $\pm 5\%$ sur une période d'observation d'un mois. Pour toutes ces raisons, il est recommandé d'exprimer le nombre de soleil comme le rapport du courant de court-circuit I_{cc} instantané à celui $I_{cc,STC}$ mesuré dans les conditions STC. On sait en effet qu'il existe une relation de proportionnalité entre le courant de court-circuit et l'irradiance (cf. section I.5.1).

$$S = \frac{I_{cc}}{I_{cc,STC}} \quad (I-18)$$

Dans l'analyse des performances d'un module on peut être amené à rechercher la valeur moyenne représentative du PR du module, sur une période donnée. Pour ce faire les ratios de performance calculés à partir des expressions (I-16) et (I-18) sont organisés dans des intervalles k de nombre de soleil S ou irradiance G, de même amplitude. La valeur moyenne PR_k du ratio de performance de chaque intervalle

k, est ensuite calculée. La moyenne globale PR_{mean} du ratio de performance du module, est déterminée grâce à l'expression suivante :

$$PR_{mean} = \sum_k PR_k * DF_k \quad (I-19)$$

Dans l'expression (I-19), la fonction DF représente la distribution de l'irradiation solaire totale reçue sur la surface des modules en fonction des niveaux d'irradiance sur le site. Pour chaque intervalle k, renfermant N_k valeurs d'irradiance G_i , l'irradiation H_k est calculée.

$$H_k = \sum_{i=1}^{N_k} G_i * \Delta t_i \quad (I-20)$$

où Δt représente l'intervalle de temps entre deux mesures consécutives d'irradiance et doit être inférieur à 5 mn [60].

L'insolation totale H_{site} reçue sur le site est ensuite donnée par :

$$H_{site} = \sum_k H_k \quad (I-21)$$

La fonction de distribution DF est enfin calculée par l'expression ci-dessous :

$$DF_k = \frac{H_k}{H_{site}} \quad (I-22)$$

I.8 Conclusion

Ce chapitre nous a rappelé quelques caractéristiques du rayonnement solaire avant de se focaliser sur le principe de la conversion photovoltaïque, les cellules, les modules, leurs différentes technologies et les normes de certification. L'étude de la répartition des technologies PV sur le marché de 2000 à 2014 a montré que les technologies de première génération essentiellement cristallines occupent de nos jours près de 91 % du marché avec une part d'environ 56 % consacré aux cellules polycristallines. La présente étude est consacrée aux modules en silicium qui dominent le marché PV. Il s'agit des modules à base de silicium monocristallin, polycristallin et du micromorphe qui est une structure tandem entre l'amorphe et le microcristallin. L'étude a ressortie ensuite les caractéristiques électriques principales des modules photovoltaïques et l'influence qu'ont certains facteurs climatiques sur elles. On peut retenir que les facteurs climatiques qui influent sur les performances des modules PV sont par ordre d'importance : l'irradiance, la température, le spectre solaire et/ou la poussière. Une technique de translation des courbes I-V a été décrite et appliquée à un module au silicium cristallin. Elle permet de s'affranchir de l'influence de

l'irradiance et de la température sur les caractéristiques électriques mesurées dans des conditions météorologiques différentes afin de pouvoir comparer entre elles, les performances de différents modules. Le chapitre présente enfin les trois indicateurs principaux utilisés dans la comparaison des performances des technologies photovoltaïques sur site réel. Une revue bibliographique axée sur ses indicateurs, permet de retenir le ratio de performance PR pour la suite des travaux du fait du nombre important de facteurs qu'il intègre. Le chapitre suivant est consacré à la modélisation de ce paramètre. Les modèles obtenus seront par la suite validés expérimentalement et pourront être utilisés dans toutes les zones climatiques où les données météorologiques seront disponibles. Il s'agit dans le cadre de cette étude des zones saharienne, sahélienne, soudano-sahélienne, soudanienne, guinéenne.

Chapitre II. Modélisation des performances électriques des modules photovoltaïques

II.1 Introduction

La collecte d'informations sur les modules photovoltaïques en fonctionnement, est indispensable à l'analyse de leur performance. Les bancs expérimentaux sont à cet effet, très pratiques. L'acquisition de ces bancs toutefois, peut être très onéreuse et leur utilisation peut nécessiter des durées relativement longues pour avoir des bases de mesures conséquentes et exhaustives. La modélisation du comportement des modules est alors faite pour obtenir une caractérisation universelle de leurs performances. Les modèles ainsi obtenus pourront après leur validation expérimentale, estimer à partir des données météorologiques, les performances des modules dans n'importe quelle zone climatique. En modélisation, le module PV est vu comme une boîte qui prend en entrée plusieurs données, qu'il traite et en ressort d'autres. Les données d'entrées sont généralement les paramètres climatiques (irradiance, température etc.) et les sorties sont les performances électriques recherchées (courbe I-V, rendement, etc.). Il existe en général deux types de modèles [61] :

- Les modèles paramétriques pour lesquels le module est représenté par une boîte transparente composée d'éléments physiques accessibles et modélisables par des lois mathématiques, physiques ou d'électricité ;
- Les modèles non paramétriques pour lesquels le module est représenté par une boîte cette fois-ci noire, dont la connaissance des composants internes n'est pas nécessaire. De ce fait, ces types de modèles ne s'appuient sur aucune loi d'électricité ou de physique. Ils apprennent le comportement global du module en s'appuyant directement sur des mesures prises sur lui. Les mesures doivent cependant être suffisantes pour appréhender dans son ensemble, le comportement du module en rapport aux données d'entrées.

L'approche paramétrique se base très souvent sur des circuits électriques équivalents reliant les différents paramètres électriques du module que sont le photocourant, la résistance série, la résistance shunt etc. Au-delà de l'estimation des performances, les modèles paramétriques peuvent servir à diagnostiquer le fonctionnement d'un module et mieux expliquer certaines mesures faites sur lui. Prenons par exemple un module dont le rendement sur site est anormalement faible. On sait que cela peut être dû à un certain nombre de phénomènes dont une faible valeur de résistance shunt ou une valeur élevée de résistance série (cf. chapitre I). La modélisation du rendement du module avec un circuit équivalent comportant ses différentes résistances, peut permettre de fixer les idées à partir d'une simple caractérisation. Les modèles paramétriques sont donc très utiles dans l'analyse des performances des modules PV. On rencontre cependant deux difficultés dans leur mise en œuvre. La première, concerne la sélection du circuit équivalent approprié. La seconde difficulté réside dans le choix d'un algorithme efficace d'extraction des

paramètres électriques du circuit choisi. Lorsque l'on dispose par ailleurs de suffisamment de données sur les modules à modéliser, plusieurs études [62]–[64] ont montré que les modèles non paramétriques en l'occurrence les réseaux artificiels de neurones offrent de meilleures précisions. Pour toutes ces raisons nous aborderons dans ce chapitre ces deux différentes approches de modélisation. Le chapitre s'organise autour de deux sections principales :

- La première section est consacrée aux modèles électriques. Elle permettra de retenir certains modèles après une brève revue bibliographique. Un algorithme approprié d'extraction sera ensuite choisi et permettra de développer une nouvelle approche de modélisation basée sur les modèles électriques. Cette approche sera comparée avec d'autres rencontrées dans la littérature puis utilisée pour déterminer le modèle électrique le plus représentatif du comportement de différentes technologies PV au silicium.
- La seconde section sera consacrée aux réseaux artificiels de neurones. Elle débouchera sur une méthodologie de conception de réseaux artificiels simples et précis pour estimer le ratio de performances des modules PV sur site réel.

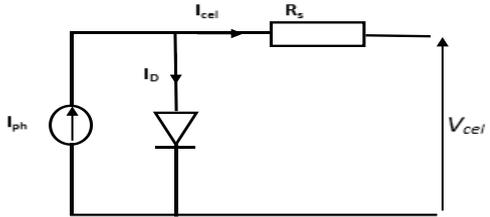
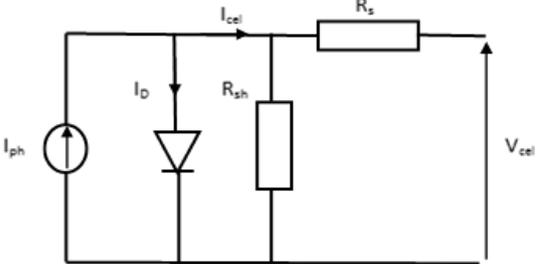
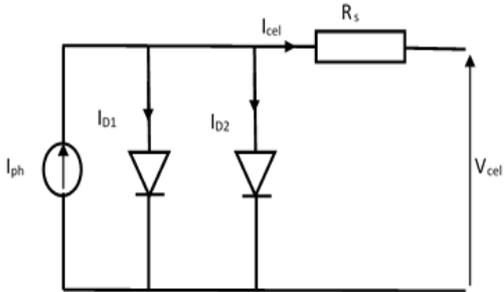
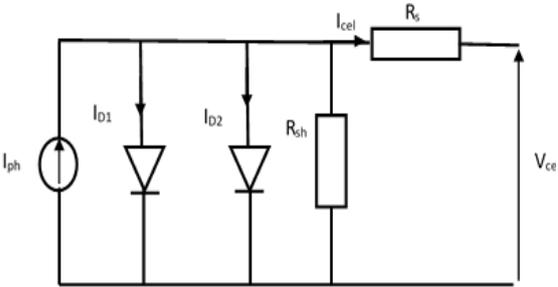
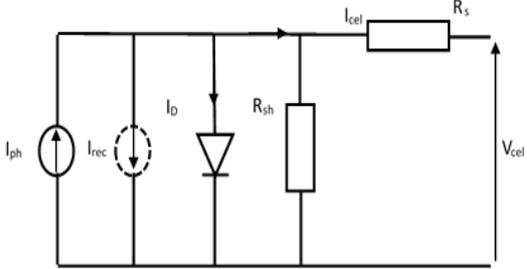
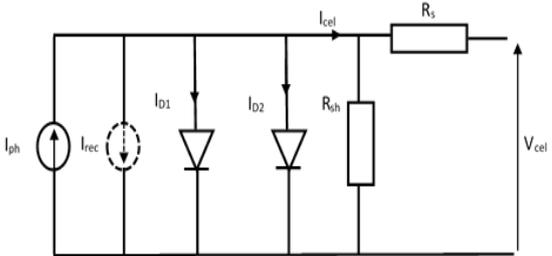
II.2 Développement d'une nouvelle approche de modélisation par les modèles électriques

II.2.1 Brève revue sur les modèles électriques des cellules PV

Le comportement électrique d'une cellule photovoltaïque au silicium est défini par sa caractéristique courant-tension [65],[66] déduite de celle d'une diode à jonction p-n. Parmi les modèles électriques développés pour reproduire cette caractéristique, on rencontre plus couramment : les modèles à une diode et les modèles à deux diodes [67]. A ces deux types de modèles, s'ajoutent des modèles avec courant de recombinaison dans la couche intrinsèque [11], [68], [69] développés pour les technologies de silicium amorphe et HIT. Le **Tableau II-1** fait une synthèse de ces différents modèles électriques.

Tableau II-1 : Synthèse des modèles électriques de cellules PV

Groupes	Modèles	Paramètres	Circuit équivalent
Modèles à une diode	Modèle à 3 paramètres (L3P)	I_{ph} , I_0 , n	

Groupes	Modèles	Paramètres	Circuit équivalent
	Modèle à 4 paramètres (L4P)	I_{ph}, I_0, n R_s	
	Modèle à 5 paramètres (L5P)	I_{ph}, I_0, n R_s, R_{sh}	
Modèles à deux diodes	Modèle à 6 paramètres (2M6P)	I_{ph}, I_{o1}, n_1 I_{o2}, n_2, R_s	
	Modèle à 7 paramètres (2M7P)	I_{ph}, I_{o1}, n_1 I_{o2}, n_2 R_s, R_{sh}	
Modèle avec recombinaison dans la couche i	Modèle à une diode (M1DR)	I_{ph}, I_0, n $R_s, R_{sh}, \mu\tau$	
	Modèle à deux diodes (M2DR)	I_{ph}, I_{o1}, n_1 I_{o2}, n_2 $R_s, R_{sh}, \mu\tau$	

Nous présenterons dans la suite le plus complet des modèles de chacun des trois groupes. Il s'agit plus spécifiquement des modèles L5P, 2M7P et M2DR.

II.2.1.1 Modèle à une diode et cinq paramètres (L5P)

La détermination de l'équation caractéristique de la courbe I-V d'une cellule PV part de la caractéristique connue d'une diode dans l'obscurité, donnée par l'équation (II-1). La diode représente le phénomène de diffusion des porteurs dans la cellule.

$$I_D = I_o \left[\exp \left(\frac{V_D}{V_{thD}} \right) - 1 \right] \quad (\text{II-1})$$

Dans cette expression V_D est la tension directe aux bornes de la diode, $V_{thD} = n k T_D / q$ est la tension thermique, k la constante de Boltzmann, q la charge de l'électron, T_D la température absolue de la diode et I_o son courant de saturation. Sous illumination, le système précédent devient une cellule photovoltaïque. En effet les photons incidents vont créer des porteurs dans les zones n et p et dans la zone de charge d'espace. Il va se générer un photocourant I_{ph} qui va s'opposer au phénomène de diffusion de la diode (cf. Section I.3.1). La relation (II-1) devient :

$$I_{cel} = I_{ph} - I_o \left[\exp \left(\frac{V_{cel}}{V_{th}} \right) - 1 \right] \quad (\text{II-2})$$

où V_{cel} et I_{cel} représentent respectivement la tension aux bornes de la cellule et le courant qu'elle débite.

V_{th} est la tension thermique de la cellule et est définie par la relation ci-dessous :

$$V_{th} = \frac{nkT_{cel}}{q} \quad (\text{II-3})$$

Dans l'équation (II-3), n représente le facteur d'idéalité de la diode et T_{cel} la température de la cellule. Habituellement le facteur d'idéalité n définit le mode de réalisation et la structure interne de la jonction p-n. Il peut prendre plusieurs valeurs :

- $n = 1$: la zone de charge d'espace est dépeuplée (cas idéal), le courant de diffusion est majoritaire ;
- $1 < n < 2$: le niveau de piège est peu profond dans la zone de charge d'espace et n dépend de la polarisation ;
- $n = 2$: les centres de recombinaison sont distribués uniformément dans la zone de charge d'espace et sur un seul niveau au milieu de la bande interdite ;
- $2 < n < 4$: les centres de recombinaison sont distribués de façon non uniforme avec une densité réduite au centre de la zone de charge d'espace par rapport à la surface.

L'équation (II-2) permet de définir les paramètres suivants :

- Le courant de court-circuit I_{cc} . $I = I_{cc}$ si $V = 0$.

$$I_{cc} = I_{ph} \quad (II-4)$$

- La tension de circuit ouvert V_{co} :

$$V_{co} = \frac{n \cdot kT_{cel}}{q} \ln \left(1 + \frac{I_{ph}}{I_o} \right) \quad (II-5)$$

On a généralement $I_{ph} \gg I_o$ et donc :

$$V_{co} = \frac{n \cdot kT_{cel}}{q} \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_o} \right) \quad (II-6)$$

On peut noter que V_{co} augmente avec $\ln(I_{ph})$ et donc avec le logarithme de l'éclairement. En revanche, elle décroît avec la température, malgré le terme $\frac{n \cdot kT_{cel}}{q}$. En effet, le courant de saturation I_o , dépend de la surface de la diode et des caractéristiques de la jonction p-n. Il varie exponentiellement avec la température et cette dépendance en température compense celle du terme $\frac{n \cdot kT_{cel}}{q}$.

L'équation (II-2) est caractéristique d'une cellule idéale modélisée par le circuit à 3 paramètres L3P (Lumped, 1 Mechanism model with 3 Parameters) du **Tableau II-1**. Dans le cas d'une cellule photovoltaïque réelle, d'autres paramètres tenant compte des effets résistifs, des recombinaisons, des fuites vers les bords...doivent être pris-en compte. Il s'agit des résistances série et shunt.

La résistance série R_s , rend compte de la résistivité du matériau, de celle des électrodes et du contact semi-conducteur-Métal [70]. Sa valeur est souvent estimée par l'inverse de la pente de la courbe I-V au point d'abscisse $V = V_{co}$ [70] :

$$R_s = \left. \frac{\partial V}{\partial I} \right|_{V=V_{co}} \quad (II-7)$$

La résistance série doit idéalement être la plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule. Ceci peut être réalisé en optimisant le contact métal/semi-conducteur et en diminuant la résistivité du matériau utilisé. La résistance parallèle (shunt) ou shunt R_{sh} traduit quant à elle, la présence d'un courant de fuite au sein de la cellule. Ce dernier peut provenir de courants parasites entre les faces avant et arrière de la cellule ou à l'intérieur du matériau par des inhomogénéités ou impuretés [70]. Il peut aussi être dû à un court-circuit sur les bords de la cellule. La résistance parallèle est souvent estimée par l'inverse de la pente de la courbe I-V sous les conditions de court-circuit (Cf. équation (II-8)). Sa valeur tend vers l'infini pour une cellule idéale de manière à réduire le courant de fuite.

$$R_{sh} = \left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=0} \quad (\text{II-8})$$

En ajoutant les deux résistances parasites aux trois paramètres du modèle L3P, on obtient les cinq paramètres du modèle L5P que sont le facteur d'idéalité n , le courant de saturation I_o , le photocourant I_{ph} , la résistance série R_s et la résistance shunt R_{sh} . Son schéma électrique est présenté dans le **Tableau II-1** et son équation caractéristique est donnée par l'expression ci-dessous :

$$I_{cel} = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{V_{cel} + I_{cel} \cdot R_s}{V_{th}}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{cel} + I_{cel} \cdot R_s}{R_{sh}}\right) \quad (\text{II-9})$$

II.2.1.2 Modèles à deux diodes et sept paramètres (2M7P)

Si on ajoute une deuxième diode au modèle L5P, on obtient le modèle à deux exponentielles et sept paramètres encore appelé 2M7P (Lumped, 2 Mechanism model with 7 Parameters). La diode additionnelle D_2 est en effet utilisée pour décrire avec plus de précision la jonction p-n. La diode D_1 représente le processus de diffusion des porteurs de charge. La nouvelle diode D_2 modélise le courant de recombinaison dans la zone de charge d'espace et les pertes additionnelles [68]. Le phénomène de recombinaison est accéléré par la présence d'impuretés incontrôlées dans le matériau. Une impureté piège un électron qui par attraction coulombienne attire un trou et vice versa : ce qui provoque la recombinaison des deux particules [71]. Le circuit équivalent du modèle 2M7P est donné dans le **Tableau II-1**. L'équation caractéristique est donnée par l'expression (II-10) :

$$I_{cel} = I_{ph} - I_{o1} \left[\exp\left(\frac{V_{cel} + I_{cel} \cdot R_s}{V_{th1}}\right) - 1 \right] - I_{o2} \left[\exp\left(\frac{V_{cel} + I_{cel} \cdot R_s}{V_{th2}}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V_{cel} + I_{cel} \cdot R_s}{R_{sh}}\right) \quad (\text{II-10})$$

II.2.1.3 Modèle à deux diodes avec recombinaison dans la couche intrinsèque (M2DR)

Des expériences réalisées à l'Institut National de l'Energie Solaire (INES) en France ont révélé la nécessité d'introduire dans les modèles existants un nouveau terme qui rend mieux compte du phénomène de recombinaison des porteurs de charge dans les couches intrinsèques. Ceci permettra d'avoir un modèle plus représentatif des données expérimentales surtout pour les cellules amorphes (a-Si) et les cellules à hétérojonction (HIT) [11], [68]. La conception d'une nouvelle méthode de caractérisation des cellules PV nommée VIM « Variable Illumination Measurements » a permis de tester sous plusieurs éclaircements, les modules PV de technologie amorphe et de découvrir deux types de résistances parallèles ou shunts [68]. L'une des résistances reste relativement constante et l'autre variable apparaît sous de forts éclaircements :

- la première résistance shunt est classique et figure dans les modèles électriques précédents. Elle peut être considérée comme une résistance ohmique constante et donc indépendante de l'éclairement. De l'ordre de 2×10^4 ohms/cm² [68], elle influe beaucoup sur la productivité des modules PV aux faibles éclairagements,
- la seconde résistance shunt, totalement inconnue auparavant apparaît sous un fort éclairage et décroît proportionnellement à ce dernier ou au photocourant I_{ph} selon l'expression (II-11).

$$R'_{sh} = \frac{K_C}{I_{ph}} \quad (\text{II-11})$$

où K_C représente un paramètre de collection caractérisant les phénomènes de recombinaison des porteurs au sein du module. Plus les valeurs de K_C sont grandes, plus les pertes par recombinaison sont faibles et meilleure est la cellule PV. K_C a la dimension d'une tension et est appelé tension de collection.

Ces résultats ont permis de concevoir des modèles intégrant les phénomènes de recombinaison dans les couches intrinsèques et plus représentatifs des cellules PV de type couches minces ou HIT. On présente ici le modèle à deux diodes (M2DR) dont le schéma électrique est présenté sur le **Tableau II-1**. Dans ce circuit, I_{rec} représente le courant perdu par recombinaison des porteurs de charge dans la couche intrinsèque des cellules en couches minces [11] et peut être obtenu grâce à l'expression suivante :

$$I_{rec} = I_{ph} \frac{V}{K_C} \quad (\text{II-12})$$

L'équation caractéristique du circuit équivalent est donnée par l'expression (II-13) :

$$I_{cel} = I_{ph} - I_{ph} \times \frac{V_{cel} - I_{cel} \cdot R_S}{K_C} - I_{o1} \left(e^{\frac{V_{cel} - I_{cel} \cdot R_S}{V_{th1}}} - 1 \right) - I_{o2} \left(e^{\frac{V_{cel} - I_{cel} \cdot R_S}{V_{th2}}} - 1 \right) + \frac{V - I R_S}{R_{sh}} \quad (\text{II-13})$$

II.2.1.4 Analyse comparative et choix des modèles électriques de cellules PV

Une comparaison des résultats de simulation obtenus avec les modèles à une et deux diodes et les résultats expérimentaux, a été effectuée par Townsend [72]. Celle-ci permet de tirer les conclusions suivantes :

- la comparaison des modèles 2M7P, 2M6P et L5P montre que l'effet de la résistance parallèle peut être négligeable. Par contre, en négligeant la résistance série dans le modèle 2M7P et le modèle L3P, on observe un écart important entre les résultats expérimentaux et ceux du modèle. Ceci montre l'importance de la prise en compte de la résistance série dans les différents modèles,

- les modèles L4P et 2M6P sont plus précis. L'auteur souligne que le modèle à quatre paramètres L4P est le plus approprié pour l'estimation à long terme des performances d'un système photovoltaïque. Selon cet auteur, ce modèle fourni la meilleure concordance avec les données expérimentales, sollicite moins de calculs et les données nécessaires à son implémentation sont disponibles dans les fiches techniques.

Une autre étude réalisée par P. Wolf [73] montre que les phénomènes de recombinaison doivent être considérés également dans les cellules cristallines. Le fonctionnement des modules de type couches minces et de type cristallin serait donc mieux modélisé par les modèles électriques à deux diodes.

Fort de toutes ces considérations, nous retenons pour les besoins de notre étude cinq modèles électriques en l'occurrence : L4P, L5P, 2M7P, M1DR et M2DR.

II.2.1.5 Modèles des modules photovoltaïques

La caractéristique d'un module PV constitué de plusieurs cellules est homothétique de celle d'une cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques des cellules. Cela suppose que les cellules sont identiques, ont la même température et reçoivent de manière uniforme l'irradiation solaire [32]. Considérons un module constitué de N_p string de cellules en parallèle et N_s cellules en série dans chaque string comme le montre, la **Figure II-1**. Les modèles utilisés pour les cellules PV sont aussi valables pour les modules ou champs PV. Toutefois les paramètres électriques d'une cellule sont reliés à ceux du module par les relations suivantes [65], [74] :

$$I_{mod} = N_p \cdot I_{cel} \quad (II-14)$$

$$V_{mod} = N_s \cdot V_{cel} \quad (II-15)$$

$$R_{s_{mod}} = \frac{N_s}{N_p} \cdot R_{s_{cel}} \quad (II-16)$$

$$R_{sh_{mod}} = \frac{N_s}{N_p} \cdot R_{sh_{cel}} \quad (II-17)$$

Les indices cel et mod sont utilisés dans les expressions ci-dessus, pour faire la différence entre les paramètres de la cellule et ceux du module. Ils ne seront pas utilisés dans la suite pour nommer les paramètres électriques des modules PV.

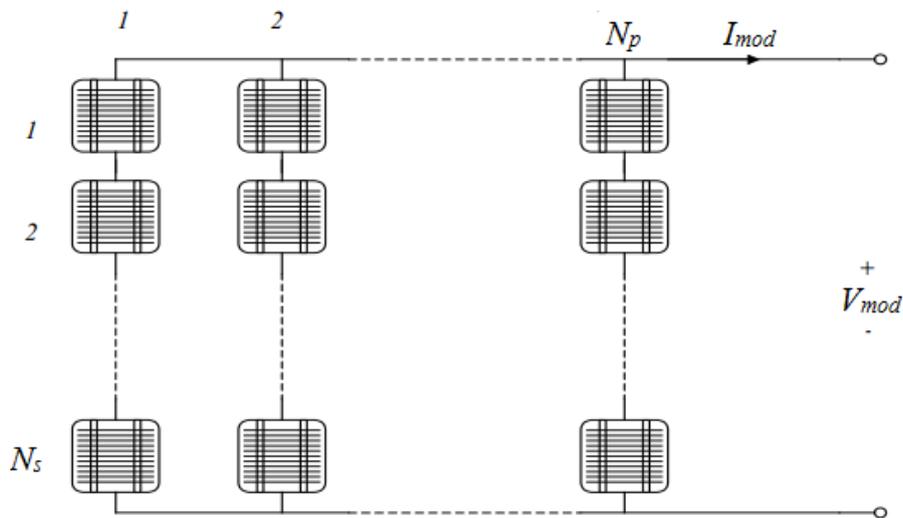


Figure II-1 : Configuration d'un module PV formé de N_p strings, chacune de N_s cellules.

II.2.1.6 Méthode d'extraction des paramètres des modèles électriques

Après le choix d'un modèle électrique, une autre difficulté non moins importante, réside dans la méthode d'extraction de ses paramètres. Cet obstacle est très souvent à l'origine du rejet des modèles à deux diodes quand bien même, ils peuvent être plus précis. En effet, il est difficile d'obtenir analytiquement les paramètres de ces modèles. De nombreuses méthodes numériques ou heuristiques ont été développées pour venir à bout de cet obstacle [65], [66], [75]–[83]. On peut citer entre autres, la méthode des sécantes [78], la méthode de Gauss-Newton, la méthode quasi-Newton [84], la méthode de Newton-Raphson, l'algorithme de Levenberg-Marquardt (LM) [85], etc. Une étude comparative des méthodes de Newton-Raphson et LM, a été faite par Malaoui et al. [66]. Cette étude compare l'aptitude de chacune des méthodes à reproduire par les moindres carrés, des bases de mesures (V, I) effectuées sur une diode Schottky. L'étude montre que la méthode LM est de loin, la plus précise et la plus rapide. Ce résultat est d'autant plus vrai, que la méthode LM dans sa mise en œuvre, combine la méthode de la descente du gradient et celle de Gauss-Newton en une méthode beaucoup plus robuste et plus rapide [79]. Cette méthode de Levenberg-Marquardt a fait ses preuves [65] [66] [86] et fonctionne remarquablement bien pour des modèles et dans différents domaines de la physique, si bien qu'elle constitue désormais le standard pour résoudre les problèmes d'ajustement aux moindres carrés de modèles non-linéaires. Pour toutes ces raisons nous avons choisi cette méthode pour l'extraction des paramètres des cinq modèles électriques sus sélectionnés.

II.2.2 Description de la nouvelle approche LM

L'approche [87] que nous avons nommé LM est développée dans l'environnement Matlab. Elle est basée fondamentalement sur l'algorithme d'optimisation de Levenberg Marquardt [79]. Pour un module PV

donné, l'approche LM compare dans un premier temps, l'efficacité des cinq modèles électriques retenus, dans l'estimation des performances du module. Le modèle le plus représentatif du module est par la suite embarqué dans l'environnement Simulink de Matlab, pour simuler son comportement électrique à partir des données météorologiques de n'importe quel site.

L'approche LM requiert en entrée une courbe I-V du module, mesurée dans des conditions d'ambiance fixe (irradiance G_{ref} et température de cellule T_{ref}). Cette courbe I-V dite de référence doit idéalement être directement mesurée sur le module PV. A défaut, on pourrait utiliser la courbe I-V donnée par le fabricant dans les conditions STC ($G_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$; $T_{ref} = 25^\circ\text{C}$; AM1,5). En effet, plusieurs logiciels peuvent être utilisés pour numériser les courbes I-V disponibles dans les fiches techniques des modules. Une étude comparative de deux de ces logiciels a été faite dans nos travaux [87]. Il s'agit en l'occurrence des logiciels Engauge [88] et Un-Scan-It plus précis [89]. L'étude a montré que les résultats obtenus à l'issue de la numérisation des courbes I-V du fabricant sont certes légèrement moins précis que les mesures réelles mais que l'approche est assez fiable pour être exploitée en absence d'expérimentation. Si par contre les mesures sont effectuées dans les conditions réelles de fonctionnement du module, il faut qu'elles se réalisent si rapidement qu'on puisse considérer que la température et l'irradiance sont constantes au cours de l'expérimentation. Sur la base de la courbe I-V de référence, on constitue un ensemble de m points (V_i, I_i) avec $i = 1 : m$, et $m \geq 10$. On détermine ensuite dans les conditions (G_{ref}, T_{ref}), les paramètres électriques ($I_{ph}, R_s, R_{sh}, n, I_o \dots$), de chacun des cinq modèles permettant la meilleure reproduction de la courbe I-V de référence. Cette détermination est faite grâce à l'algorithme LM [85]. Une fois que les paramètres électriques sont déterminés pour chacun des cinq modèles, ces derniers sont utilisés pour reproduire la courbe I-V de départ. Des erreurs statistiques sont ensuite calculées et permettent de retenir le meilleur modèle. Ce dernier peut par la suite servir à simuler le fonctionnement du module dans n'importe quelles conditions (G, T). Les paramètres électriques obtenus dans les conditions de référence, sont utilisés pour retrouver les valeurs correspondantes dans de nouvelles conditions météorologiques (G, T) de fonctionnement du module à l'aide d'expressions tirées de nombreux travaux [65], [90], [91] et présentées dans la suite. L'organigramme de la **Figure II-2** donne une vue synoptique de l'approche.

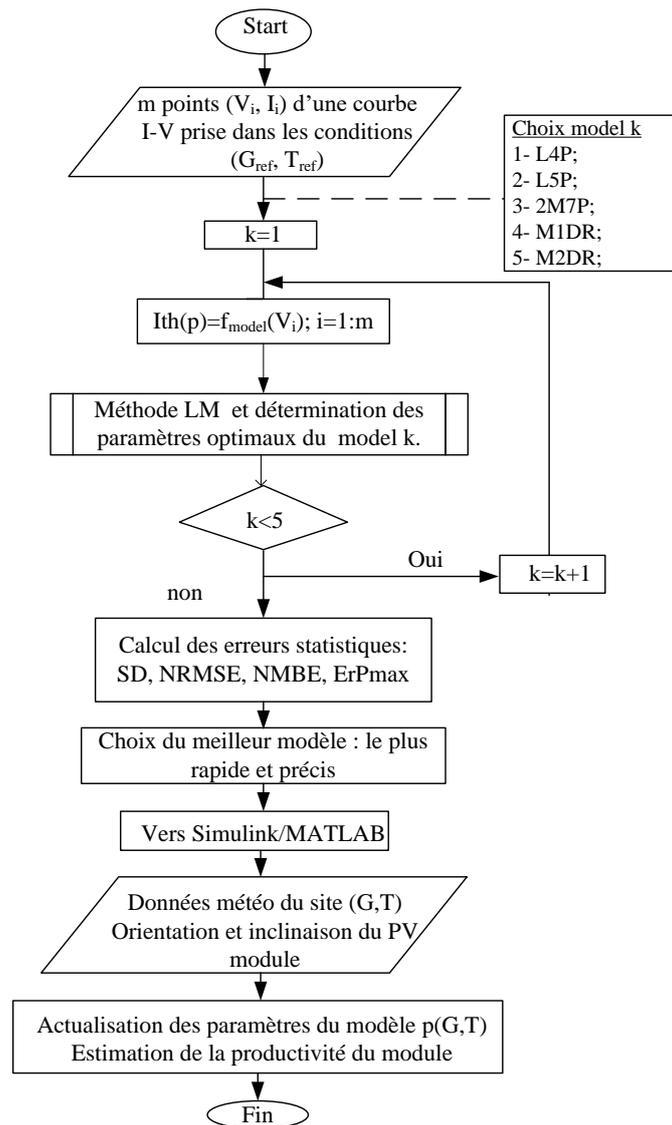


Figure II-2 : Organigramme de mise en œuvre de l'approche LM [87].

II.2.2.1 Algorithme de Levenberg-Marquardt (LM)

L'algorithme LM est un algorithme d'optimisation par la méthode des moindres carrés connu pour sa robustesse et sa précision [85]. De façon succincte considérons une base de mesures formée de m points (V_i, I_i) avec $i = 1 : m$. Considérons ensuite un modèle électrique composé de n paramètres p_i soit $p = (p_1, p_2, \dots, p_n)$ et représenté par la fonction $L_p(V)$. Pour chaque valeur V_i de tension mesurée, on appelle I_{th_i} la valeur du courant estimé par le modèle tel que $I_{th_i} = L_p(V_i)$. Le vecteur résidu ou erreur absolue est donné par la formule (II-18).

$$r(p) = \begin{pmatrix} Ith_1(p) - I_1 \\ Ith_2(p) - I_2 \\ \vdots \\ Ith_m(p) - I_m \end{pmatrix} \quad (\text{II-18})$$

L'objectif poursuivi ici, est de trouver le vecteur p des paramètres optimaux qui minimise la norme $f(p)$ du vecteur $r(p)$ des résidus.

$$f(p) = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^m [r_j(p)]^2 \quad (\text{II-19})$$

On montre que si $J(p)$ est le jacobien de $r(p)$, alors le gradient ∇L_p et le hessien H de L_p peuvent être respectivement estimés par les formules (II-20) et (II-21) :

$$\nabla L_p = J^T \times r(p) \quad (\text{II-20})$$

$$H = J^T \times J(p) \quad (\text{II-21})$$

Les paramètres optimaux sont obtenus après plusieurs itérations. Connaissant le vecteur p_i des paramètres à l'itération i , les paramètres à l'itération p_{i+1} sont obtenus grâce à l'expression (II-22) :

$$p_{i+1} = p_i - [H_i + \lambda \text{diag}(H_i)]^{-1} * \nabla L_{p_i} \quad (\text{II-22})$$

où λ représente le pas d'incrément.

Pour chaque itération i , on calcule la norme du vecteur r des résidus. Le paramètre λ varie dans le même sens que l'erreur pour ajuster l'influence du hessien, sur la convergence du problème d'optimisation. Cet ajustement peut se manifester par une augmentation ou une diminution du paramètre λ . La structure de l'algorithme LM est résumée dans l'organigramme de la **Figure II-3**.

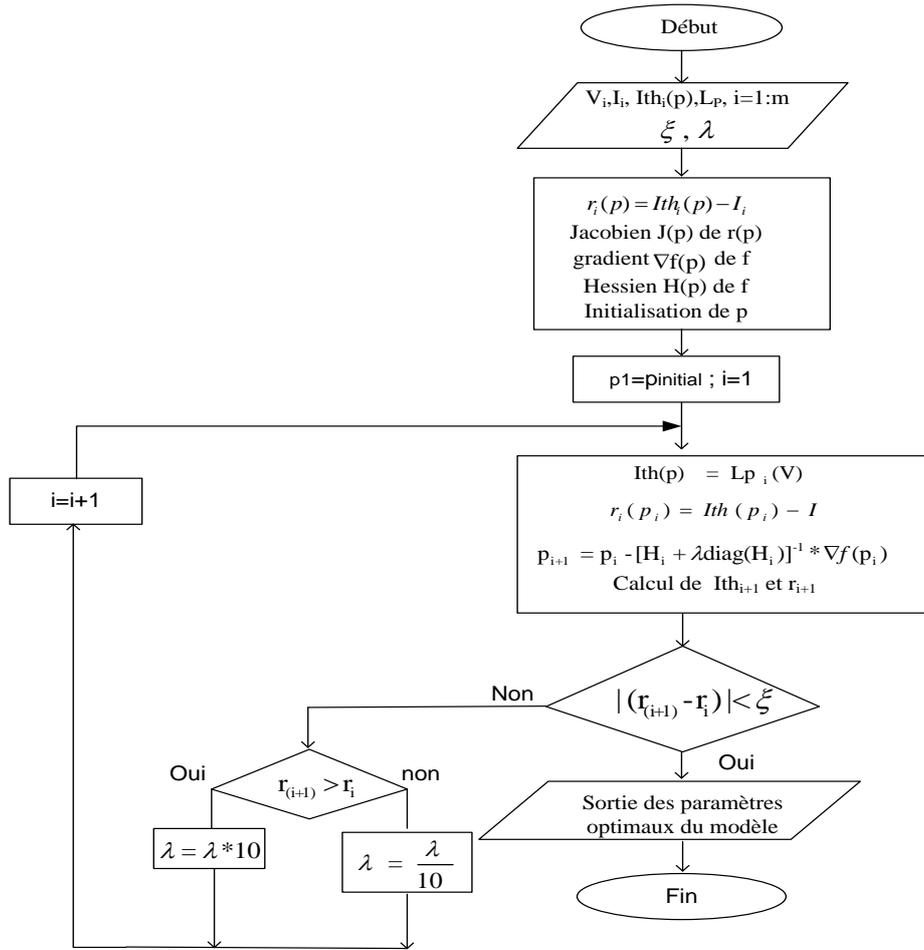


Figure II-3 : Organigramme de l'algorithme de Levenberg Marquardt (LM).

II.2.2.2 Erreurs statistiques

Les estimations obtenues par les cinq modèles électriques (L4P, L5P, 2M7P, M1DR, M2DR), sont comparées aux mesures expérimentales (c.-à-d. la courbe I-V de référence) au travers de deux erreurs statistiques : la racine carrée de la moyenne normalisée (NRMSE) et l'erreur relative (ErPmax). Le NRMSE permettra d'apprécier l'allure générale et la précision des points des courbes I-V théoriques. L'erreur relative (ErPmax) renseignera quant à elle, sur l'estimation des puissances maximales:

$$NRMSE = \frac{\sqrt{\left(\frac{1}{m}\right) \times \sum_{i=1}^m (Ith_i - I_i)^2}}{\left(\frac{1}{m}\right) \times \sum_{i=1}^m I_i} \quad (\text{II-23})$$

$$ErPmax = \left| \frac{P_{mpth} - P_{mpref}}{P_{mpref}} \right| \quad (\text{II-24})$$

Avec ces deux indicateurs, le modèle jugé le plus précis, est déterminé et peut servir dans tout environnement de simulation comme celui de Simulink de Matlab, pour la simulation des performances sur site du module avec les données météorologiques dudit site. A cet effet, les paramètres électriques obtenus dans les conditions de référence sont translatés vers les nouvelles conditions de fonctionnement du module dépendant de la météorologie du site.

II.2.2.3 Translation des paramètres pour de nouvelles conditions météorologiques (G, T)

Les paramètres des différents modèles varient en fonction de l'irradiance et de la température. Les expressions (II-25) à (II-29), permettent d'obtenir les nouvelles valeurs des paramètres dans les conditions réelles (G, T), à partir de celles de référence (G_{ref}, T_{ref}).

- Le photocourant I_{ph} :

$$I_{ph}(G, T) = I_{ph_{ref}} [1 + \alpha_{ISC}(T - T_{ref})] \frac{G}{G_{ref}} \quad (II-25)$$

où α_{ISC} est le coefficient de température relatif au courant de court-circuit et disponible dans la fiche technique du module.

- Le courant de saturation I_0 :

$$I_0 = I_{0_{ref}} \times \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \times \exp \left(\frac{1}{k} \left(\frac{E_{g_{ref}}}{T_{ref}} - \frac{E_g}{T} \right) \right) \quad (II-26)$$

avec E_g , le gap du semi-conducteur dans les conditions réelles. Il est relié au gap de référence par la formule suivante [90] :

$$\frac{E_g}{E_{g,ref}} = 1 - 0,0002677(T - T_{ref}) \quad (II-27)$$

- La résistance série R_s :

$$\frac{R_s}{R_{s_{ref}}} = \frac{T}{T_{ref}} \left(1 - \beta \times \ln \frac{G}{G_{ref}} \right) \quad (II-28)$$

où β est un coefficient dont la valeur approchée vaut 0,217 [90].

- La résistance shunt R_{sh} .

$$R_{sh}(G) = G_{ref} \cdot \frac{R_{sh}(G_{ref})}{G} \quad (II-29)$$

II.2.3 Comparaison de l'approche avec des travaux précédents [65], [82], [91]

Afin de montrer la pertinence de notre approche, des tests ont été effectués sur deux modules antérieurement utilisés dans les travaux de Tao et al. [65], Siddiqui et al. [82] et Villalva et al. [91]. Il s'agit d'un module monocristallin (sc-Si), et d'un module de type couche mince à base de CIS. Le **Tableau II-2** présente les caractéristiques STC des deux modules.

Tableau II-2 : Caractéristiques STC des trois modules issus des travaux [65],[82],[91].

Modules	Références	Ns	Np	I _{cc} [A]	V _{co} [V]	I _{mp} [A]	V _{mp} [V]
SQ175 (sc-Si)	[65]	72	1	5,43	44,6	4,95	35,4
ST36 (CIS)	[82],[91]	42	1	2,68	22,9	2,28	15,8

Les trois auteurs sus cités, ont développé différentes méthodes d'extraction des cinq paramètres du modèle L5P. Ils se basent tous sur trois des caractéristiques STC des modules, à savoir I_{cc}, V_{co}, P_{mp}. Le Tableau II-3 présente les paramètres électriques obtenus, aussi bien par notre approche que par les autres travaux.

Tableau II-3: Paramètres du modèle L5P obtenus dans les conditions STC par différentes méthodes.

Module	Travaux	I _{ph} [A]	R _s [Ω]	R _{sh} [Ω]	I _o [A]	n
SQ175 (sc-Si)	Notre approche	5,35	0,63	11 691,82	1,30E-08	1,21
	Tao et al. [65]	5,45	0,70	196,20	1,20E-09	1,09
ST36 (CIS)	Notre approche	2,70	1,42	217,55	1,87E-05	1,81
	Siddiqui et al. [82]	2,71	1,47	117,61	9,98E-7	1,42
	Villava et al. [91]	2,71	0,50	43,13	2,18E-7	1,30

Pour pouvoir comparer les différentes approches, nous avons procédé en deux étapes :

- Etape1 : Les courbes I-V données dans les fiches techniques des modules ont été numérisées. Les points (V_i, I_i), obtenus sont représentés en couleur verte sur les **Figure II-4** et **Figure II-5**.
- Etape2 : Les paramètres électriques obtenus par les différents auteurs, ont été utilisés pour estimer les courbes I-V théoriques correspondantes. On compare ensuite les points expérimentaux (V_i, I_i) aux points (V_i, I_{th_i}) estimés par chacune des méthodes.

Les **Figure II-4** et **II-5** présentent les courbes (I-V et P-V) théoriques et les points obtenus à la suite de la numérisation des courbes I-V, STC des modules. On peut voir pour tous les deux modules utilisés, que

l'algorithme que nous proposons, permet de reproduire entièrement les courbes I-V, STC. L'algorithme semble donc efficace aussi bien pour les technologies cristallines que les couches minces.

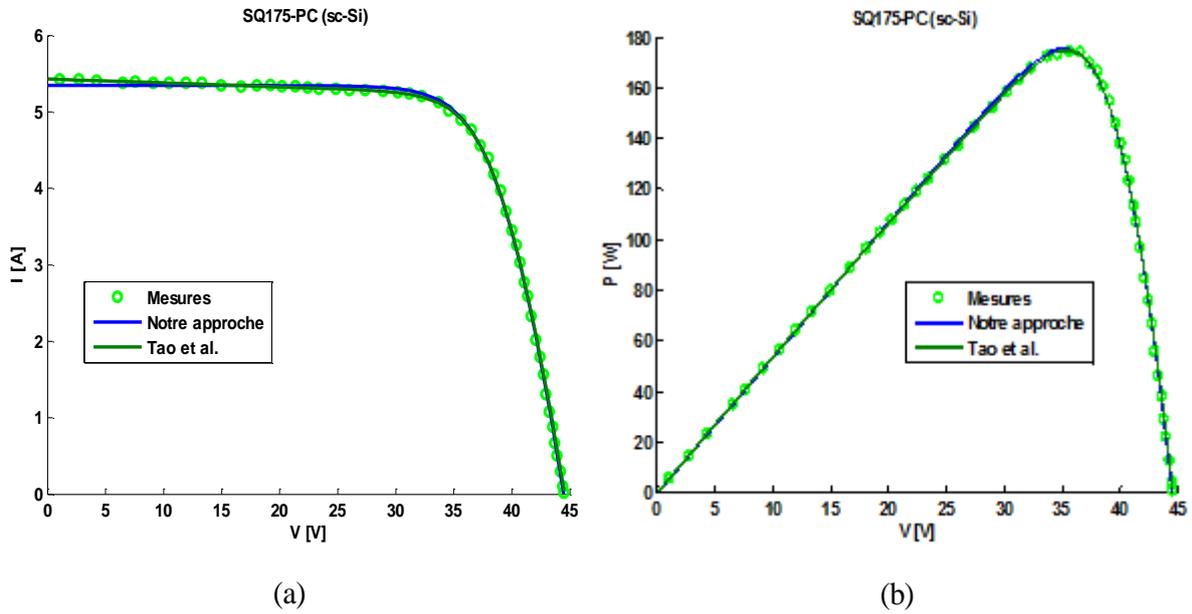


Figure II-4 : Courbes (a) I-V et (b) P-V du module monocristallin SQ175-PC.

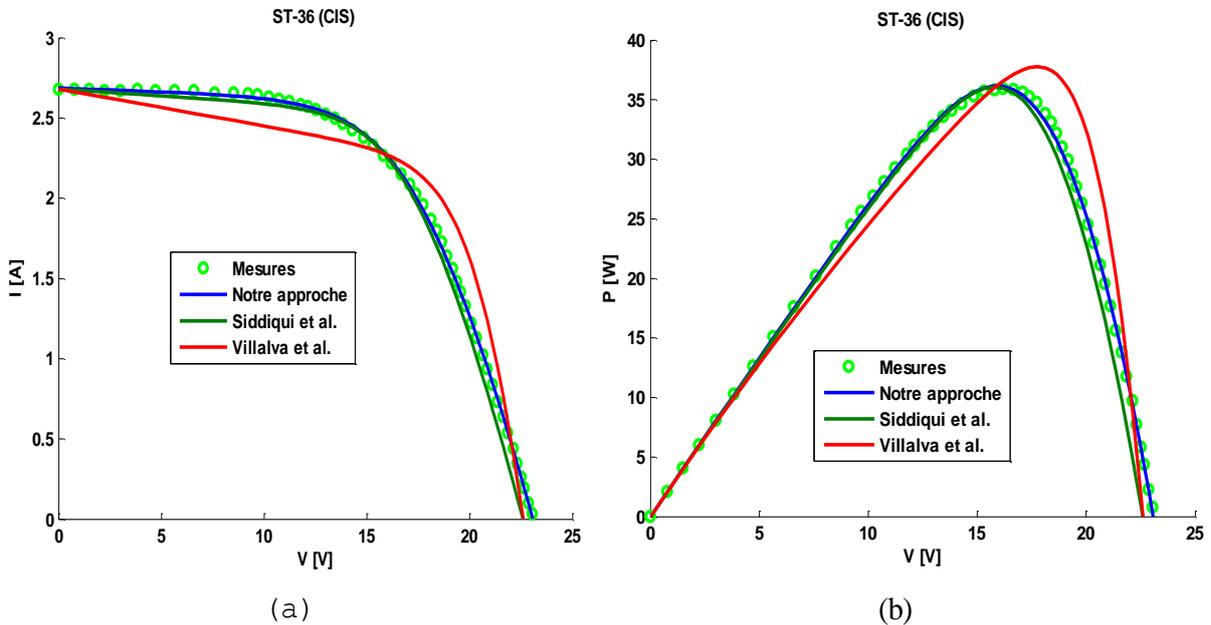


Figure II-5 : Courbes (a) I-V et (b) P-V du module CIS ST36.

La Figure II-6 présente les valeurs du NRMSE obtenues avec les différentes méthodes. Il ressort pour le module monocristallin SQ175-PC, que notre méthode donne des résultats assez proches de ceux obtenus par Tao et al. [65]. Par ailleurs, notre algorithme présente des résultats meilleurs à ceux de Villalva et al.

[91] et Siddiqui et al. [82] bien que ces deux auteurs se basent sur l'hybridation de plusieurs méthodes issues d'algorithmes évolutionnaires. Quel que soit la technologie considérée, notre approche offre des incertitudes inférieures à 2 % sur le courant estimé.

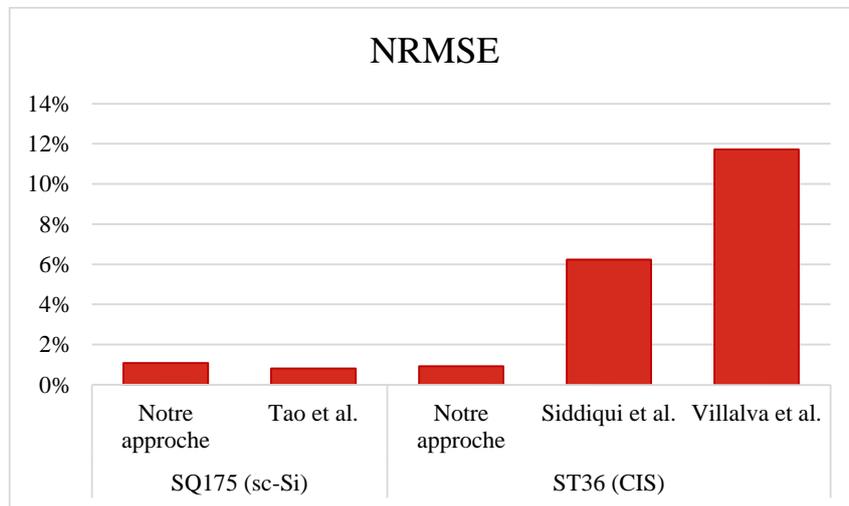


Figure II-6 : Valeurs du NRMSE sur les courbes I-V théoriques obtenues avec les différentes approches.

La Figure II-7 présente les erreurs relatives sur les puissances crêtes estimées par les différentes méthodes. On remarque ici que toutes les méthodes à l'exception de celle de Villalva et al. [91] donnent des incertitudes meilleures à celle de 5 %, indiquée par les fabricants sur les puissances STC. L'estimation faite de la puissance crête est donc globalement acceptable pour toutes les méthodes considérées.

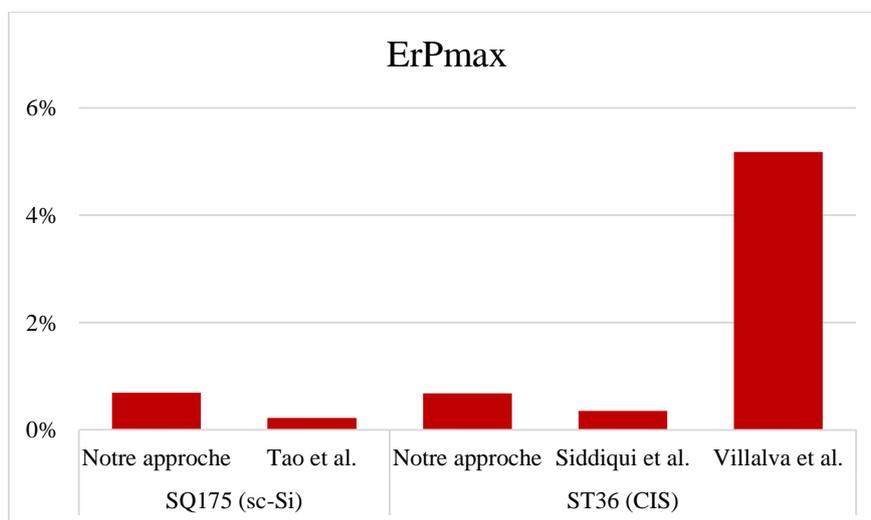


Figure II-7 : Erreurs relatives sur les puissances maximales STC prédites par les différentes approches.

II.2.4 Comparaison des cinq modèles électriques avec l'approche LM

Dans cette partie de l'étude, les cinq modèles électriques utilisés dans l'approche conçue, sont comparés entre eux pour différentes technologies de modules PV. L'objectif visé est d'aboutir éventuellement à une

classification des modèles électriques en fonction des technologies. Le Tableau II-4 présente les caractéristiques des modules choisis.

Tableau II-4 : Caractéristiques STC de quatre modules de technologies différentes.

Type des modules	Ns	P _{mp} [Wc]	I _{cc} [A]	V _{co} [V]
Monocristallin [90] (sc-Si)	72	130	4,37	42,93
Multicristallin REC230PEI (pc-Si)	60	230	8,3	37,1
Amorphe [90] (a-Si)	36	103	5,11	29,61
Hétérojonction HIT-N235SE10	72	235	5,84	51,8

Les courbes I-V et PV des modules, données par les constructeurs dans les conditions STC ont été numérisées pour constituer les bases initiales de mesures (Cf. section II.2.2.1). A partir de ces données, l'approche LM a été utilisée pour déterminer les paramètres des cinq modèles électriques. Ces paramètres ont été ensuite utilisés pour retrouver les courbes I-V et P-V numérisées (**Figure II-8 à II-11**).

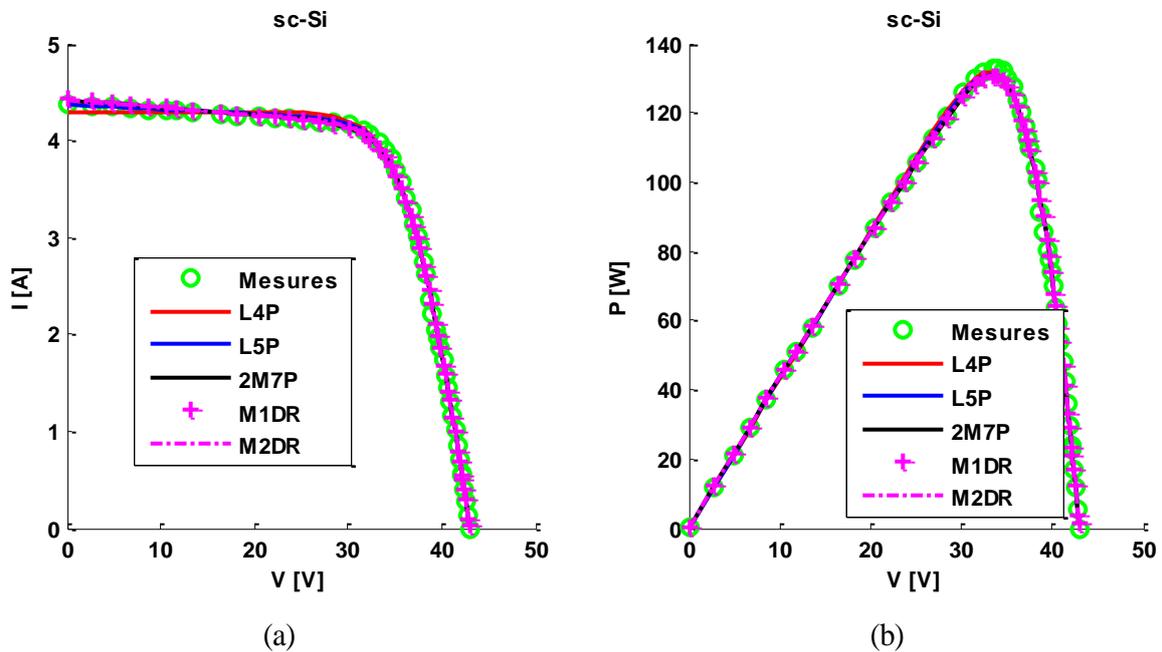


Figure II-8 : Courbes (a) I-V et (b) P-V du module monocristallin.

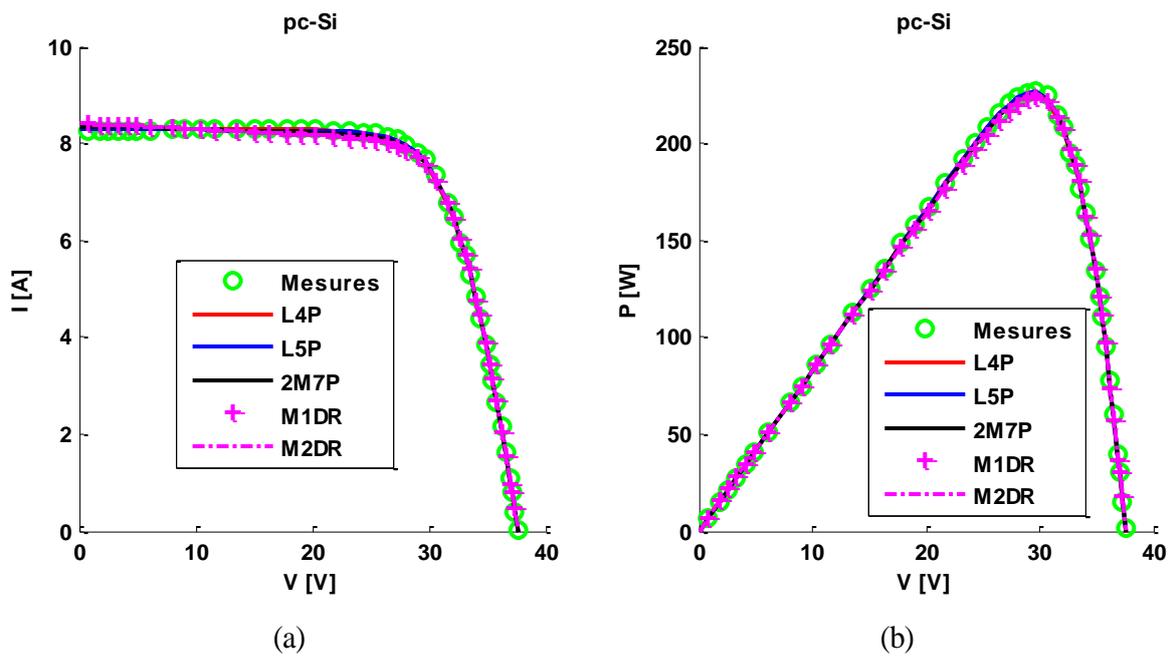


Figure II-9 : Courbes (a) I-V et (b) P-V du module multicristallin REC230PEI.

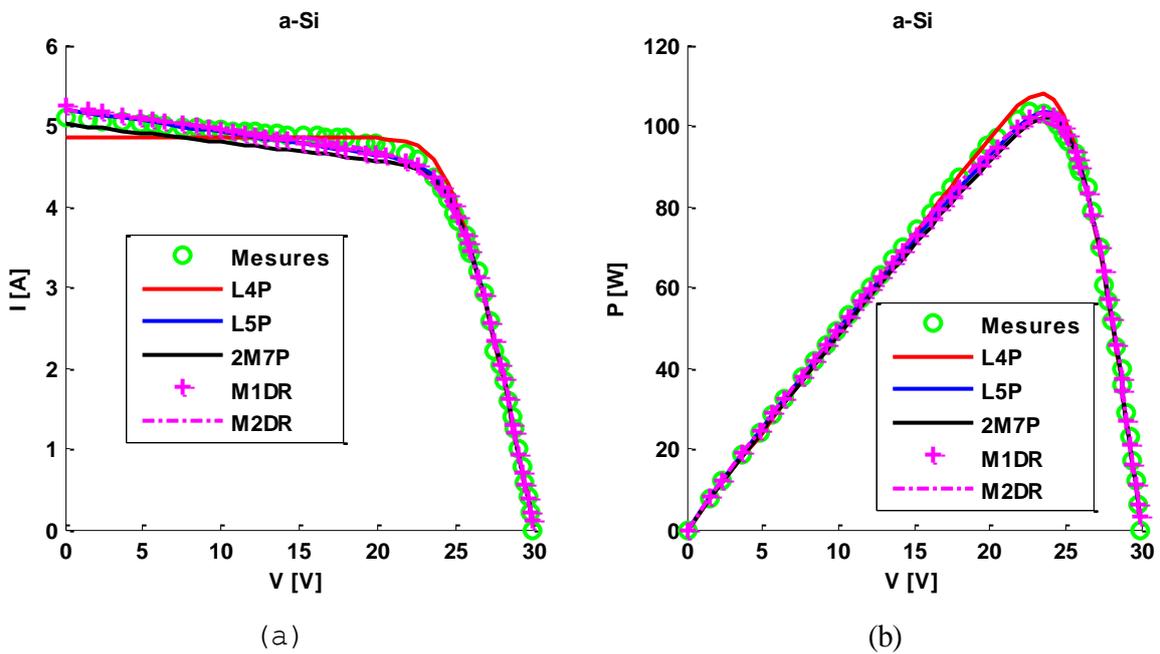


Figure II-10 : Courbes (a) I-V et (b) P-V du module amorphe.

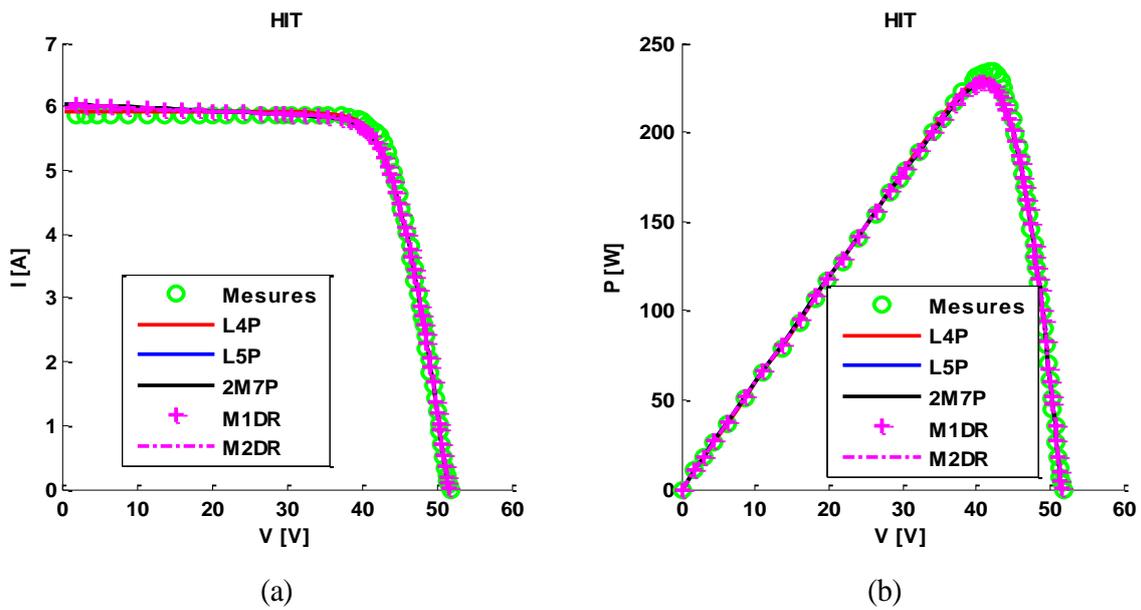


Figure II-11 : Courbes (a) I-V et (b) P-V du module HIT-N235SE10.

Les performances des différents modèles électriques, ont été ensuite comparées suivant trois critères :

- l'aptitude à reproduire la totalité de la courbe I-V,
- la précision dans l'estimation du point de fonctionnement optimal,
- la rapidité.

II.2.4.1 Aptitude à reproduire la courbe I-V

Cette analyse est faite grâce à la racine carrée de la moyenne normalisée (NRMSE) présentée sur la **Figure II-12**). Plus les valeurs du NRMSE sont faibles, plus le modèle est efficace.

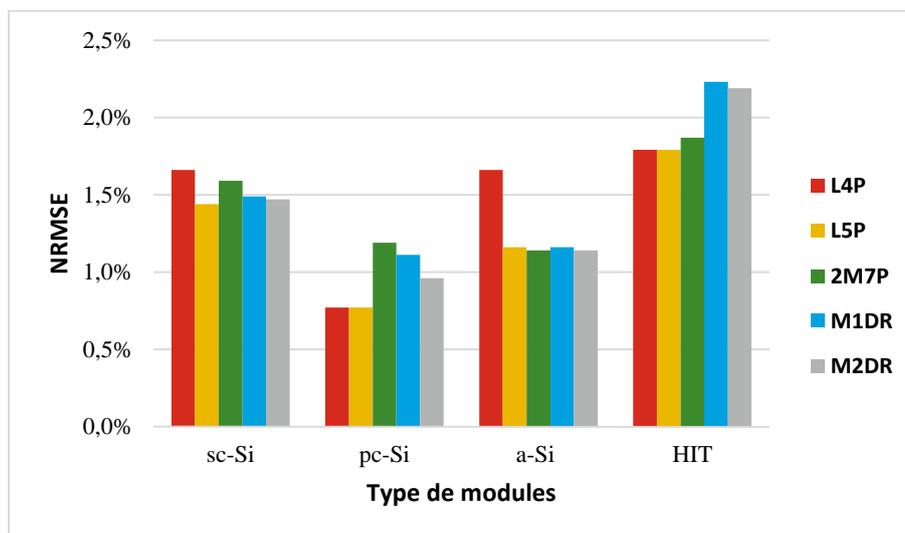


Figure II-12 : Valeurs du NRMSE calculées à partir des cinq modèles électriques pour les quatre modules.

Il ressort globalement de cette figure, que les cinq modèles reproduisent les courbes I-V dans les conditions STC avec des performances semblables. L'écart maximal entre les valeurs du NRMSE est de l'ordre de 0,5 % et est obtenu pour l'amorphe avec le modèle L4P qui semble moins approprié pour cette technologie. Les écarts d'un modèle à l'autre ne sont donc globalement pas considérables. Néanmoins le modèle L5P est le plus stable et le plus précis pour toutes les technologies considérées.

II.2.4.2 L'estimation de la puissance crête du module

La **Figure II-13** montre pour chaque module, l'erreur relative des différents modèles dans l'estimation de la puissance crête. Ici aussi on constate que les incertitudes sont faibles pour toutes les technologies et modèles utilisés. Elles restent en dessous de l'incertitude de 5 % donnée par les fabricants des modules sur les puissances crêtes. On constate cependant que pour toutes les technologies étudiées, les modèles à quatre paramètres L4P et à cinq paramètres L5P, offrent les incertitudes les plus faibles. Le modèle L4P vient en tête du classement.

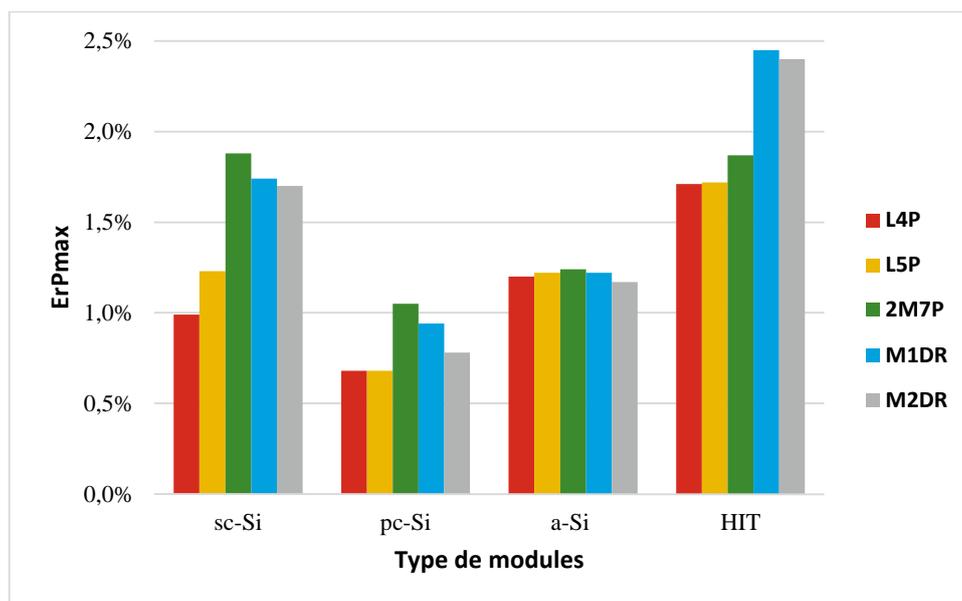


Figure II-13 : Erreur relative sur la puissance maximale dans les conditions STC des différents modules.

II.2.4.3 La rapidité dans la prédiction

Le nombre d'itération nous renseigne ici sur la rapidité du modèle. Vu que les écarts en termes de précision, ne sont pas considérables d'un modèle à l'autre, la rapidité peut être un paramètre déterminant dans leur choix. La **Figure II-14** présente pour chaque module, le nombre d'itérations nécessaires à la détermination des paramètres optimaux de chacun des modèles. Il apparaît que le modèle L4P est le plus

rapide sauf pour le HIT. Le modèle L5P vient en seconde position. Ce résultat est d'ailleurs tout à fait prévisible du fait que ces modèles font appel à moins de paramètres et donc à moins de calculs que les autres modèles. Cependant, la **Figure II-14** donne une autre information très importante. En effet, si on se base sur le nombre de paramètres, le modèle M2DR qui renferme le plus de paramètres (8), devait être le moins rapide. On voit qu'il est beaucoup plus rapide que le modèle 2M7P pour toutes les technologies hormis la technologie HIT. Pour la technologie HIT, le modèle le plus rapide est le modèle L5P. Si on se base sur la rapidité on pourrait préconiser l'usage systématique des modèles électriques L4P ou L5P pour toutes les technologies de module PV étudiés.

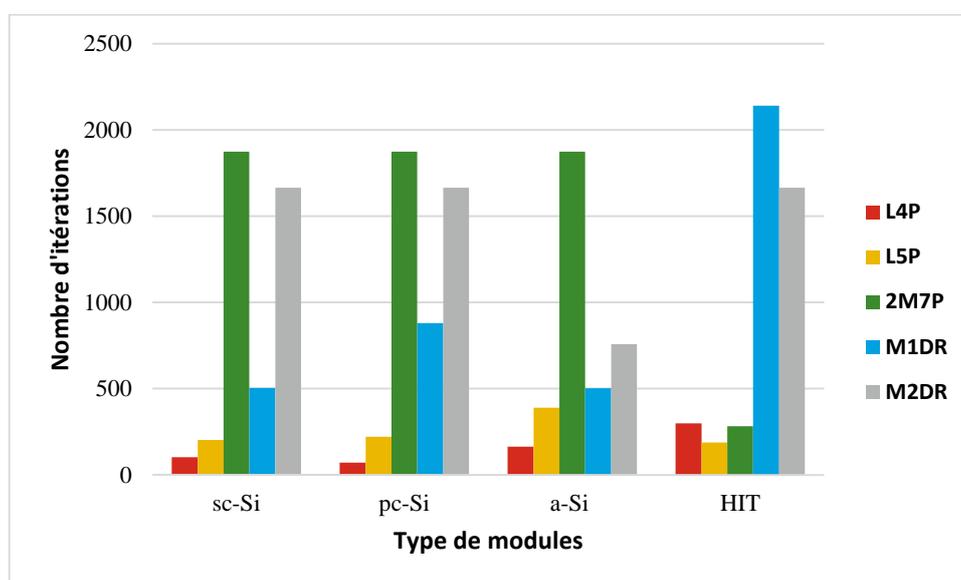


Figure II-14 : Nombre d'itérations nécessaires à l'obtention des paramètres des cinq modèles électriques pour les modules considérés.

Il ressort de tout ce qui précède que l'approche que nous proposons, extrait avec de bonnes précisions, les paramètres électriques des courbes I-V mesurées. Après extraction, les écarts relatifs entre les courbes expérimentales et théoriques sont inférieurs à 2,5 % quel que soit le modèle électrique choisi (cf. **Figure II-12**). Le modèle L5P offre le meilleur compromis entre la précision et la vitesse des calculs nonobstant la technologie PV considérée. Nous utiliserons donc dans la suite des travaux, la nouvelle approche associée au L5P, à chaque fois que l'interprétation des performances des modules, nécessitera la détermination de leurs paramètres électriques. L'efficacité de l'approche dans l'estimation des performances sur site des modules, sera évaluée dans le chapitre suivant. A cet effet, rappelons que certaines études ont montré que lorsque des données expérimentales sont disponibles, les approches non-paramétriques conduisent à de bien meilleurs résultats. La section suivante est donc axée sur la

modélisation non-paramétrique des performances des modules en l'occurrence, celle basée sur les réseaux de neurones.

II.3 Modélisation des performances des modules PV par les Réseaux Artificiels de Neurones (RAN)

II.3.1 Brève revue bibliographique sur l'utilisation des RAN dans le domaine PV

Les réseaux artificiels de neurones (RAN), bien souvent assimilés à la cybernétique ou à l'intelligence artificielle, constituent une famille précise d'algorithmes d'apprentissage. Selon S. Haykin [92], un réseau de neurones est un processeur massivement distribué en parallèle qui a une propension naturelle pour stocker de la connaissance empirique et la rendre disponible à l'usage. Il est composé d'éléments simples appelés neurones, fonctionnant en parallèle et inspirés par les systèmes nerveux biologiques [93]. Il ressemble au cerveau humain sur deux aspects : (1) La connaissance est acquise par le réseau au travers d'un processus d'apprentissage et (2) les connexions entre les neurones, connues sous le nom de poids synaptiques servent à stocker la connaissance. Les RAN sont adaptés à la modélisation de problèmes complexes et/ou non-linéaires [94]. Beaucoup de travaux sont de plus en plus consacrés à la prédiction des performances de modules PV via les réseaux de neurones:

E. Velilla et al. [95] ont utilisé les RAN pour estimer la puissance électrique produite par deux technologies différentes de modules PV (un module monocristallin de 55 Wc et un module flexible organique de 12,4 Wc). L'estimation était basée sur trois paramètres météorologiques en entrées: la température ambiante, l'irradiance solaire et l'humidité relative. Les modules ont été suivis pendant 4 mois et les erreurs entre les données expérimentales et celles obtenues à partir des RAN, sont d'environ 1,6 W pour le monocristallin et 0,29 W pour le module flexible organique (soit 2,9 et 2,3 % respectivement).

M. Karamirad et al. [62] ont utilisé un RAN pour estimer le courant généré par un module ou panneau PV. L'architecture adoptée pour le RAN est le perceptron multicouche (PMC) avec deux couches cachées. Ils ont utilisé en entrées du RAN, l'irradiation totale quotidienne, la température ambiante et la tension du module. Le modèle RAN a été testé expérimentalement sur un module monocristallin. Les sorties du RAN ont été ensuite comparées à celles obtenues avec les modèles électriques à quatre et cinq paramètres (L4P) et (L5P). L'étude montre que le RAN fournit une meilleure estimation du courant avec une erreur quadratique moyenne (MSE) d'environ 0,002 tandis que les modèles à quatre et cinq paramètres ont été moins efficaces avec 0,0052 et 0,0026 respectivement de MSE.

A. Mellit et al. [63] ont développé deux modèles de RAN pour estimer la puissance produite par un module polycristallin de 50 Wc durant deux types de jours (nuageux et ensoleillé). L'architecture adoptée pour les RAN, est le PMC avec une seule couche cachée. Le PMC prend comme entrées, l'irradiance solaire et la

température ambiante. Il a été démontré que le modèle PMC fonctionne mieux que la régression polynomiale, la régression linéaire multiple, et le modèle électrique à une diode et cinq paramètres (L5P). Ali Naci Celik [64] a conçu un réseau de neurones dit régression généralisée (GRNN) pour prédire le courant à la sortie d'un module PV monocristallin de 120 Wc. Le GRNN est basé sur deux couches cachées, et prend comme entrées, l'irradiance solaire, la température de cellule et la tension du module. Les mesures réalisées en milieu réel sur le module, ont permis de valider le GRNN conçu. Une étude comparative avec le L5P montre que le GRNN estime mieux le comportement du module PV.

I. Ceylan et al. [94] ont conçu un modèle basé sur les RAN pour prédire la température des modules photovoltaïques à partir de la température ambiante et de l'irradiance solaire. Le modèle conçu est un PMC avec une seule couche cachée. Il a été testé et validé expérimentalement avant d'être utilisé pour estimer les températures de modules PV pour les 7 régions et 81 villes de la Turquie [96].

L'utilisation des RAN pour l'estimation des ratios de performance des modules PV en fonction de l'irradiance solaire et de la température ambiante est cependant rare dans la littérature.

La présente étude vise le développement de modèles simples et précis de RAN qui se baseront sur l'irradiance solaire et la température ambiante d'un milieu, afin d'y estimer le ratio de performance de différentes technologies de modules PV.

Les RAN peuvent être classés en deux grands groupes [97], fonction de leur architecture. La **Figure II-15**, présente les architectures principales de RAN.

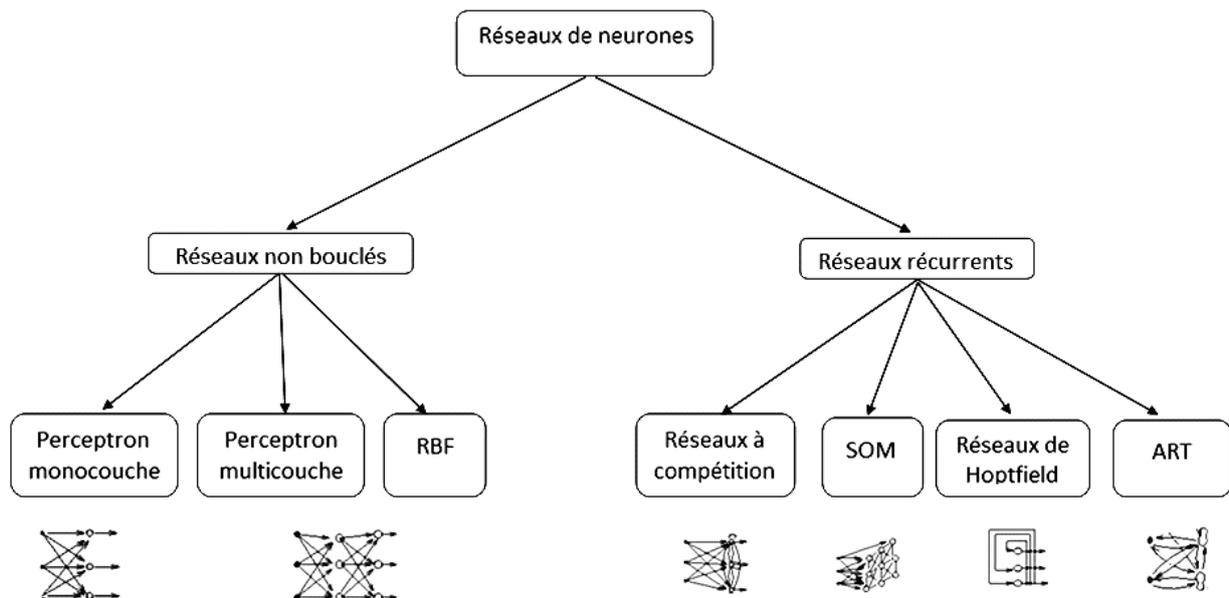


Figure II-15 : Différentes architectures de réseaux artificiels de neurones [98].

On y distingue :

- les RAN non bouclés ou réseaux de type Perceptron, sont des réseaux dans lesquels, l'information se propage de couche en couche sans retour. C'est le type de réseau le plus utilisé pour évaluer les performances des modules photovoltaïques [61], [63], [64], [94]–[96] ;
- les RAN de type récurrent, sont des réseaux dans lesquels il y a retour en arrière de l'information. On parle de rétroaction entre les neurones. Ils sont utilisés pour modéliser des systèmes dynamiques dans lesquels l'état à un instant donné, dépend des états précédents.

Parmi les trois différents réseaux de type Perceptron (perceptron monocouche, perceptron multicouche et les réseaux à fonction radiale), le plus utilisé est le perceptron multicouche (PMC) [99]. Un PMC est composé d'au moins trois couches : une couche d'entrée et une couche de sortie entre lesquelles peuvent s'intercaler une ou plusieurs couches appelées **couches cachées**.

Le PMC de base et qui sera utilisé dans la présente étude se compose donc de trois couches de neurones : la couche d'entrée, la couche de sortie et une seule couche cachée comme le montre, la Figure II-16. Le nombre de neurones d'entrée est égal au nombre de variables indépendantes. Il s'agit ici de l'irradiance et de la température ambiante. Les neurones de sortie représentent les variables dépendantes. Dans notre cas, on a un seul neurone à la sortie qui représente le ratio de performance (cf. Figure II-16).

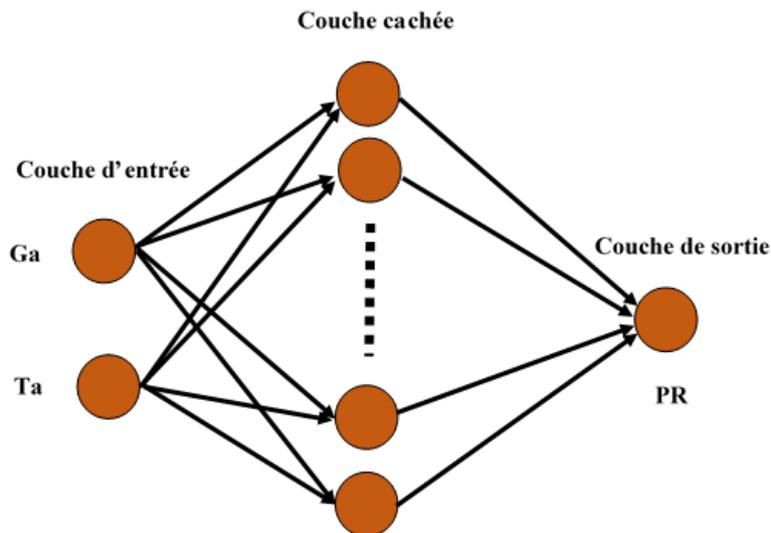


Figure II-16 : Architecture de base d'un réseau de type PMC.

Si les nombres de neurones des couches d'entrée et de sortie sont connus d'avance, il n'y a cependant aucune règle [100] pour déterminer avec précision le nombre de neurones de la couche cachée bien que ce nombre joue un rôle essentiel dans la précision du réseau. En effet, un nombre insuffisant de neurones dans la couche cachée entraîne un sous-apprentissage du comportement du système tandis que trop de

neurones cachés conduit à un surapprentissage du réseau. Ces deux phénomènes étant les causes de mauvaises généralisations du réseau, il convient de rechercher le nombre optimum de neurones de la couche cachée pour chaque type de système. Ici le système est le module PV à modéliser. En général, les études [63], [64], [95], [101] rapportent juste le nombre de neurones qu'elles ont utilisé dans la couche cachée des réseaux sans décrire le processus utilisé pour l'obtenir. Certaines règles comme la règle du rule-of-thumb [100], permettent quelque fois d'avoir une approximation de ce nombre. Le processus utilisé ici, pour obtenir le nombre optimal de neurones dans les couches cachées des PMC, sera clairement décrit dans la section suivante.

II.3.2 Conception des réseaux artificiels de type PMC

La conception d'un réseau artificiel de neurones se fait essentiellement en deux phases : l'apprentissage et la validation.

- L'apprentissage du réseau est la phase au cours de laquelle le réseau apprend le comportement du module PV à modéliser en se basant sur une série de mesures initialement faites sur le module. Au cours de cette phase, les paramètres du réseau sont modifiés de sorte que l'erreur entre les sorties du réseau et celles du système réel soit suffisamment faible. La phase d'apprentissage est mise en œuvre ici, grâce à l'algorithme d'optimisation de Levenberg Marquardt [85] ;
- La validation est la seconde phase qui permet de tester et de valider le réseau issu de la première phase d'apprentissage. Elle permet en effet de vérifier si le comportement du module a été suffisamment bien appris par le réseau au cours de la première phase. En effet lors de la phase de validation des RAN, de nouvelles données qui n'ont pas été utilisées pour l'apprentissage, sont présentées au réseau qui doit donner un résultat précis.

La méthode que nous utilisons pour déterminer le nombre optimal de neurones dans la couche cachée du modèle PMC de chaque module, est basée sur le suivi de la racine carrée des erreurs quadratiques moyennes (RMSE) obtenues aussi bien dans la phase d'apprentissage que celle de validation. Cette méthode est recommandée dans les travaux de Basheer et al. [97] comme étant la plus appropriée pour trouver le nombre optimal de neurones dans la couche cachée des RAN. D'après cette étude, le RMSE au cours de la phase d'apprentissage est une fonction décroissante du nombre de neurones dans la couche cachée tandis qu'au cours de la validation, le RMSE montre une décroissance initiale suivie d'une croissance. Ce phénomène est illustré sur la *Figure II-17*. La décroissance initiale au cours de la validation, exprime une mémorisation progressive du comportement du module alors que la croissance exprime un surapprentissage de ce comportement. Le nombre optimal de neurones dans la couche cachée, est donc obtenu à la première augmentation du RMSE durant la phase de validation.

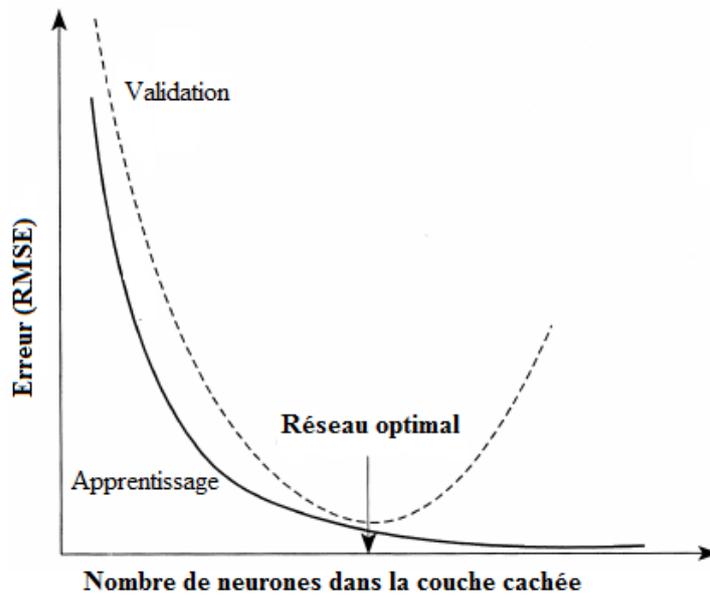


Figure II-17 : Critère d'arrêt de la phase d'apprentissage et détermination du réseau optimal.

Pour cette étude, on fera varier de 1 à 10 le nombre de neurones de la couche cachée de chaque réseau PMC. Pour chaque nombre de neurones de la couche cachée, dix essais (apprentissage et validation) seront effectués et les valeurs correspondantes du RMSE seront calculées. On aura donc 100 réseaux PMC conçus pour chaque module PV. Ensuite, le réseau obtenu avant la première remontée du RMSE dans la phase de validation, sera retenu comme le réseau optimal de chaque module.

Comme souligné plus haut la phase de conception des RAN nécessite l'utilisation des données directement mesurées sur les modules à modéliser. Pour cette raison nous ne présenterons pas dans ce chapitre, la phase de conception des réseaux de nos modules. Ils seront plutôt présentés et validés expérimentalement dans le chapitre suivant, après la description du dispositif expérimental qui a servi à collecter les mesures sur les modules.

II.4 Conclusion

Ce chapitre traite de la modélisation des performances des modules PV en conditions réelles de fonctionnement. Deux approches de modélisation sont présentées.

La première dite paramétrique est basée sur les modèles électriques et a fait l'objet d'un article publié dans Solar Energy [87]. Elle est développée dans l'environnement Matlab / Simulink et se base sur cinq modèles électriques et plusieurs relations d'extrapolation des paramètres électriques d'une condition météorologique de référence à une autre. Une application de cette approche sur quatre technologies PV (sc-Si, pc-Si, a-Si et HIT) a permis de retenir le modèle à une diode et cinq paramètres (L5P) comme offrant le meilleur compromis entre la précision et la vitesse des calculs.

La seconde approche dite non paramétrique est basée sur les réseaux artificiels de neurones (RANs). Elle est également mise en œuvre dans Matlab. Différentes configurations de RAN ont été présentées et une d'entre elles a été choisie. Il s'agit du réseau perceptron multicouches (PMC) qui sera utilisé pour modéliser le ratio de performance sur site des modules PV. Les différentes phases de conception des réseaux PMC ont été décrites. Elles nécessitent cependant une campagne exhaustive de mesures sur les modules. Les réseaux seront donc conçus puis validés expérimentalement dans le chapitre suivant après la description du banc installé dans le cadre de cette thèse et qui a servi à collecter les données sur les modules en zone soudano-sahélienne.

Chapitre III. Validation expérimentale de l'approche LM et des réseaux artificiels de neurones de type PMC

III.1 Introduction

Les modèles issus de la modélisation d'un système, doivent être validés expérimentalement avant toutes utilisations en simulation. La phase de validation expérimentale est la phase au cours de laquelle les sorties du modèle sont comparées aux données expérimentales. Cette phase permet de juger de la fiabilité ou non du modèle et nécessite la disponibilité de données expérimentales sur le système modélisé.

Le présent chapitre vise essentiellement la validation expérimentale de l'approche LM et des réseaux artificiels de neurones de type PMC, conçus et présentés dans le chapitre II.

Le chapitre est organisé autour de trois sections principales. La section III.2 décrit le dispositif expérimental nommé banc I-V, ayant servi à collecter les mesures sur les modules. On présentera ses caractéristiques, son principe de fonctionnement et les formules de calcul des incertitudes sur ses mesures. La section III.4 sera axée sur la validation de l'approche LM. La section III-5 s'occupera de la conception et de la validation expérimentale des réseaux PMC. Une comparaison des deux approches sera enfin faite et permettra de ressortir dans la dernière section, les faiblesses du modèle le moins précis.

III.2 Description du banc I-V

Le banc I-V est une plate-forme expérimentale de caractérisation en milieu réel, de modules PV de puissances et technologies différentes. Il peut mesurer en continu les caractéristiques de 24 modules de puissance crête comprise entre 1 et 400 Wc et offre des possibilités d'extension de cette plage. Le banc peut être utilisé dans les domaines d'étude suivants :

- détermination de puissances nominales de modules PV ;
- détermination de la production énergétique sur site des modules PV ;
- suivi en continu de la dégradation des modules PV en conditions réelles de fonctionnement,
- conception et validation de modèles de prédiction des performances des modules PV.

La *Figure III-1* donne une vue synoptique du banc I-V et de ses deux parties principales : partie fixe et partie mobile.

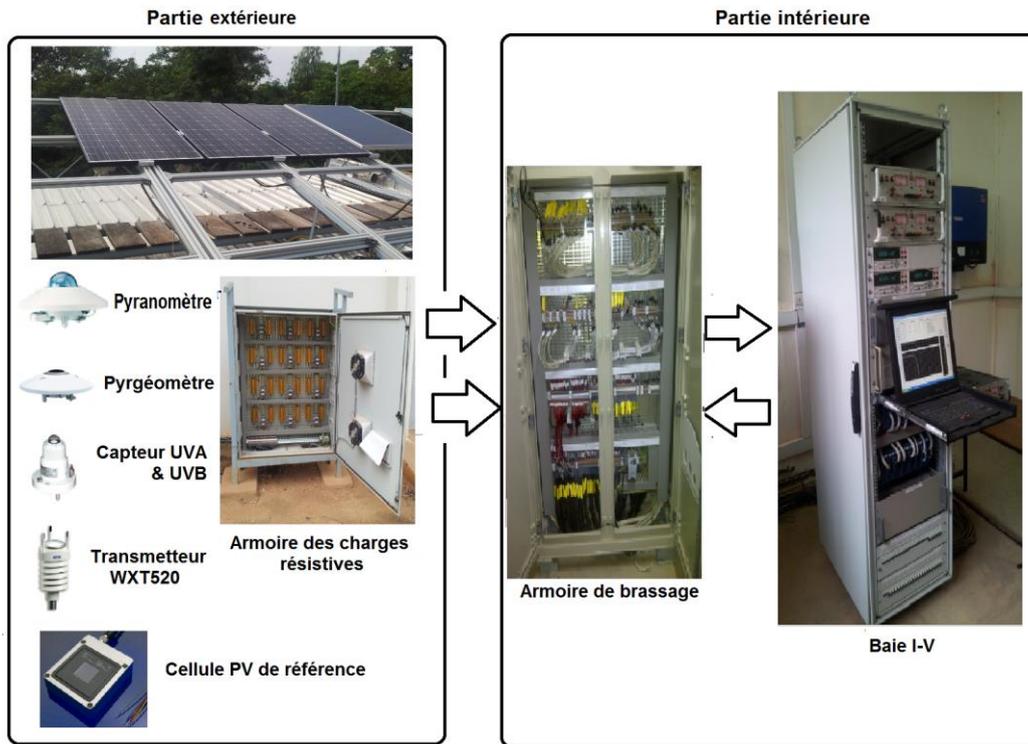


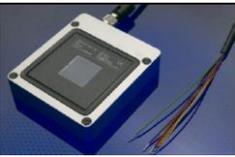
Figure III-1 : Vue synoptique du banc I-V du LESEE.

III.2.1 Partie fixe

La partie fixe du banc I-V est installée en milieu extérieur et se compose :

- d'un châssis fixé en hauteur sur le toit du laboratoire. Il est muni de rails qui permettent de fixer des modules de dimensions différentes. Le châssis se compose de 36 voies dont 24 sont directement connectables au banc. Les douze autres voies supplémentaires peuvent être utilisées en cas de panne d'une des 24 premières ou pour effectuer des mesures ponctuelles sur un module. Le châssis est incliné d'un angle de 14° proche de la latitude du lieu ($12^\circ 26' 48''$ N). L'angle d'inclinaison est choisi légèrement supérieur à la latitude du lieu, pour favoriser l'auto-nettoyage de la poussière et l'écoulement de l'eau sur la surface des modules,
- de cinq types de capteurs d'éclairement et de température à savoir : un pyranomètre, un pyrgéomètre, un capteur UV, des cellules de référence, un transmetteur météo. Le **Tableau III-1** donne les caractéristiques et le rôle de chaque type de capteur,
- d'un coffret de charges résistives qui contient des résistances destinées à dissiper l'énergie produite par les modules connectés au banc mais pas en cours de caractérisation.

Tableau III-1 : Capteurs de mesure d'éclairement.

Capteurs	Fonction	Photo
Pyranomètre Kipp & Zonen CM11	Mesure du rayonnement solaire global sur une surface plane ou inclinée. Il prend en compte un large spectre comprenant les longueurs d'onde entre 0,3 et 3µm limitant ainsi les erreurs significatives de sélectivité spectrale.	
Pyrgéomètre Kipp & Zonen CG 4	Mesure du rayonnement infrarouge atmosphérique dans les longueurs d'onde de 4,5 à environ 40 µm. Il a une faible dépendance à la température, un angle de vision de 180 ° et une bonne réponse en cosinus.	
Capteur UVA et UVB Kipp & Zonen UV-S-X-X	Mesure du rayonnement ultraviolet UV-B (longueurs d'onde de 282 à 320 nm) et les UV-A (longueurs d'onde entre 320 et 400 nm). Il a une réponse en cosinus inférieure à 4% pour un angle zénithal compris entre 0 ° et 70 °.	
Cellules de référence	Avec une réponse rapide, égale à celle du module testé, les cellules de référence mesurent avec plus de précision l'éclairement absorbé par la surface inclinée des modules qui sont de même technologie qu'elles. Une meilleure corrélation est ainsi établie entre la réponse spectrale des modules testés, l'angle d'incidence du rayonnement solaire et sa composition spectrale. Pour minimiser les erreurs spectrales, les cellules de références doivent être de même technologie ou avoir des réponses spectrales proches de celles des modules testés [11].	
Transmetteur météorologique WXT520	Mesure de six paramètres météorologiques, notamment: vitesse et direction du vent, l'humidité relative, la pluviométrie, la température ambiante et la pression barométrique.	

III.2.2 Partie mobile

La partie mobile du banc I-V est installée dans un local conditionné du LESEE, à l'abri des aléas climatiques. Elle se compose de trois éléments principaux:

- une armoire électronique comprenant tous les appareils de mesure notamment : trois multimètres Agilent 34410A permettant d'effectuer des mesures de hautes précisions en courant continu (CC) et alternatif (CA) ;
- quatre charges Kepco série BOP Bipolar Power Supplies. Ces charges sont linéaires et entièrement dissipatives [102]. Elles sont utilisées ici comme des impédances variables qui imposent différents niveaux de tension aux bornes des modules à caractériser. Elles absorbent pour chaque valeur de tension, le courant débité par le module. Ce courant est mesuré par un des trois multimètres de type Agilent 34410A ;
- un ordinateur industriel relié à tous les appareils de la baie qu'il commande. Il permet le stockage dans un dossier spécifique, des mesures journalières prises par le banc I-V.

Tous ces équipements mis ensemble, permettent de mesurer instantanément et de façon continue, les performances des modules en conditions réelles de fonctionnement.

III.2.3 Principe d'acquisition des courbes I-V

L'acquisition des données I-V d'un module PV connecté au banc I-V, se fait en trois étapes :

- la première consiste en la mesure de la tension en circuit ouvert et du courant de court-circuit du module dans les conditions météorologiques considérées,
- la charge Kepco applique ensuite consécutivement aux bornes du module, plusieurs valeurs de tensions. Celles-ci sont comprises entre une limite inférieure paramétrable (généralement négative) et une limite supérieure légèrement plus élevée que la tension en circuit ouvert préalablement mesurée. Le nombre de tensions généralement paramétré est 100. L'intensité débitée par le module pour chaque tension appliquée à ses bornes est aussi mesurée. L'ensemble des couples de valeurs (tension, intensité) permet de tracer la courbe I-V. Le processus est répété successivement pour tous les modules installés sur le châssis et connectés aux 24 premières voies du banc I-V. Les données de chaque courbe I-V sont obtenues en moins de deux secondes. Ce temps est suffisamment court pour qu'on puisse considérer que les conditions météorologiques sont constantes durant l'obtention de chaque courbe I-V. Il est aussi assez long pour s'affranchir de l'effet dit capacitif sur les courbes I-V. L'effet capacitif affecte la courbe I-V, principalement dans la région de puissance maximale [103], [104], de sorte que la valeur de P_{mp} peut être surestimée ou sous-estimée en fonction de la vitesse et de la direction de balayage de la courbe I-V. Cet effet est plus important dans les cellules photovoltaïques à haut rendement comme les hétérojonctions (HIT) et les technologies de silicium amorphe [105], [106]. Pour l'éviter, il est nécessaire d'avoir des temps de balayage supérieurs à 100 ms et 10 ms pour les modules à haut

rendement et les modules en silicium amorphe respectivement. Concomitamment à la mesure de chaque courbe I-V, les paramètres suivants sont mesurés : l'éclairement dans le plan du module, la température ambiante, la température de cellule, l'humidité relative de l'air, la vitesse et la direction du vent. La température de chaque module est mesurée par une sonde Pt100 fixée à l'arrière du module, en son centre. Toutes ces informations sont enregistrées dans des fichiers nommés selon la référence, le type du module et la date de la mesure,

- la dernière étape consiste à la mise en position « repos » du module. Il est alors connecté à une charge résistive qui dissipe l'énergie qu'il produit. Le banc I-V est doté à cet effet de 24 charges résistives reliées chacune, à une de ses voies.

La **Figure III-2** présente une vue synoptique des connexions entre les appareils intervenant dans l'acquisition des courbes I-V.

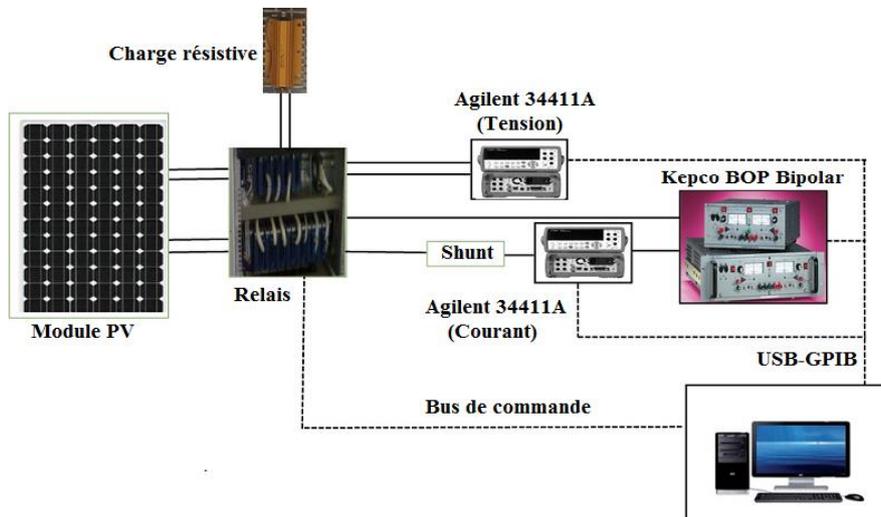


Figure III-2 : Diagramme des connexions entre les appareils d'acquisition des courbes I-V.

III.2.4 Incertitude sur les mesures du banc

Dans cette partie nous estimerons les incertitudes sur les différentes grandeurs (tension, intensité, irradiance etc.) mesurées par le banc I-V. Pour ce faire, nous nous sommes basés sur le « Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure [107] », les travaux de M. Piliouguine et al. [43] et les fiches techniques des appareils de mesures. Les méthodes d'évaluation des incertitudes sont généralement regroupées en deux types « A » et « B » selon que l'on dispose ou non, d'une série statistique sur la grandeur à mesurer. Chaque mesure du banc étant effectuée une seule fois, nous utiliserons les méthodes d'évaluation du type B [107]. De façon générale l'incertitude d'une mesure dépend de la précision de l'appareil et de sa résolution. Les courants et tensions sont mesurés avec des multimètres de type Agilent 34410A. L'irradiance est mesurée avec le pyranomètre CM11 de Kipp & Zonen et la température des

modules est mesurée avec une sonde Pt100 de type B [108] Les formules qui suivent donnent les incertitudes sur les mesures à 95 % de confiance. Elles sont pour la majorité, tirées des travaux de M. Piliouguine et al. [43] dont le dispositif expérimental utilise au modèle près, les mêmes appareils de mesures que le banc I-V utilisé dans nos travaux.

- Incertitude absolue ΔU sur la tension V, de chaque point d'une courbe I-V

$$\Delta U = 2\sqrt{7,1 \times 10^{-10} \cdot V^2 + 1,4 \times 10^{-7} \cdot |V| + 6,8 \times 10^{-6}} \quad (\text{III-1})$$

- Incertitude absolue ΔI sur le courant I, de chaque point d'une courbe I-V

$$\Delta I = 2\sqrt{8,6 \times 10^{-6} \cdot I^2 + 8,9 \times 10^{-8} \cdot |I| + 1,8 \times 10^{-6}} \quad (\text{III-2})$$

La **Figure III-3** présente les variations des incertitudes relatives sur la tension et sur l'intensité en fonction des valeurs de ces paramètres. On remarque de façon générale que ces incertitudes décroissent avec la tension ou l'intensité. On peut également noter que les incertitudes relatives de mesure de tension et de l'intensité seront toujours inférieures à 1 % avec les multimètres Agilent 34410 A.

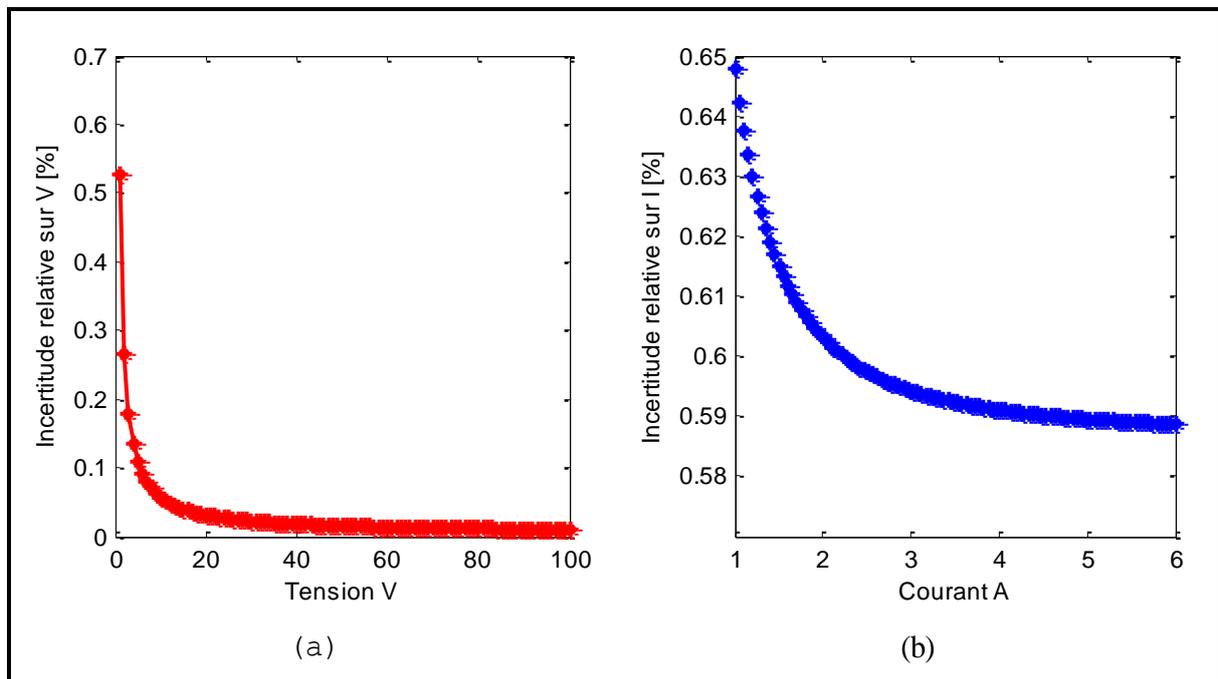


Figure III-3 : Variation des incertitudes relatives de mesure sur (a) la tension et (b) le courant.

- Incertitude absolue ΔP sur la puissance P correspondant à chaque point d'une courbe I-V

$$\Delta P = 2\sqrt{I^2 \cdot \left(\frac{\Delta U}{2}\right)^2 + V^2 \cdot \left(\frac{\Delta I}{2}\right)^2} \quad (\text{III-3})$$

A titre illustratif, l'incertitude sur une puissance de 50 W est de 0,33 W soit 0,7 %.

- Incertitude sur la mesure de la température des modules (Pt100 classe B)

$$\Delta T_{mod} = 2 * \sqrt{8,3 \times 10^{-6} \cdot T_{mod}^2 + 10^{-3} \times |T_{mod}| + 4,6 \times 10^{-1}} \quad (\text{III-4})$$

L'incertitude absolue sur une température de 50°C est de 1,46°C soit 2,9 %.

- Incertitude de mesure de l'irradiance

L'incertitude sur la mesure de l'irradiance dépend de plusieurs paramètres dont la sensibilité à la température, l'angle d'incidence du rayonnement, l'inclinaison du capteur etc. On peut cependant noter pour le pyranomètre CM11, une incertitude relative maximale de ± 3 % donnée par le fabricant et utilisée dans plusieurs travaux dont ceux de Kamkird et al. [109].

III.2.5 Prétraitement des courbes I-V

Des scripts informatiques ont été écrits dans l'environnement Matlab pour le traitement des courbes I-V mesurées. Ils consistent dans un premier temps à un tri des courbes I-V incomplètes ou enregistrées dans des conditions variables d'irradiance. Les caractéristiques principales des courbes ayant passé ce premier tri, sont ensuite extraites. Il s'agit essentiellement du courant de court-circuit I_{cc} , de la tension en circuit ouvert V_{co} , du point de puissance maximal P_{mp} , du facteur de forme FF et des paramètres électriques (photocourant, résistance série, shunt, facteurs de diode etc.).

- I_{cc} et V_{co} sont obtenus par interpolation linéaire, quand les courbes I-V coupent les axes respectifs de courant et de tension. La détermination se fait par extrapolation linéaire dans le cas contraire. Les erreurs liées à cette extraction sont estimées grâce aux travaux de M. Piliouguine et al. [43],
- (V_{mp}, I_{mp}) et P_{mp} sont ensuite déterminés pour chaque courbe I-V mesurée. Pour ce faire, on calcule la puissance P_i de chaque point (V_i, I_i) de la courbe I-V. On détermine ensuite par la méthode des moindres carrés, le polynôme d'interpolation de degré quatre [43], [105] qui passe par les points (V_i, P_i) . Le point (V_{mp}, P_{mp}) correspond au maximum du polynôme obtenu. Le courant I_{mp} est alors obtenu par interpolation avec les points (V_i, I_i) de la courbe et en considérant la tension V_{mp} .

Un code d'erreur composé de sept chiffres est affecté à chaque courbe I-V traitée. Il renseigne de façon générale sur le degré de confiance à accorder aux paramètres extraits de la courbe. Une description plus exhaustive de chacune des composantes du code est donnée à l'Annexe A.1. Un exécutable a été aussi conçu dans l'environnement graphique (GUI) du logiciel Matlab pour le diagnostic journalier du fonctionnement du banc. Il est décrit à l'Annexe A.2. Son but principal est de détecter à temps, un mauvais paramétrage ou des dysfonctionnements éventuels des composants du banc. Ceci permet de garantir la

fiabilité des données enregistrées. La section suivante présente les caractéristiques STC et les mesures prises sur les modules retenus pour la validation expérimentale des modèles.

III.3 Caractérisation des modules retenus

La validation expérimentale est faite ici sur quatre modules de trois technologies différentes. Il s'agit notamment : d'un module monocristallin dénommé ici VIC003, de 2 modules polycristallins VIC006 et SUN011 et d'un module micromorphe dénommé SHA017. Les caractéristiques STC des modules sont données dans le **Tableau III-2**. Les modules ont été caractérisés par le banc I-V décrit plus haut, du 1^{er} Avril au 13 Juillet 2015 soit sur 3 mois et demi. La présente étude utilise essentiellement trois des paramètres mesurés à savoir l'irradiance solaire G_a , la température ambiante T_a et la puissance maximale P_{mp} extraite de chaque courbe I-V. Ces paramètres sont utilisés pour calculer les ratios de performance (PR) des modules, grâce aux expressions décrites au Chapitre I. On a donc par module une série de triplet (G_a , T_a , PR) que nous avons scindée en deux groupes. Le premier groupe comprend les données du 1^{er} au 29 Avril 2015 (1 mois). Ces premières données serviront à concevoir un réseau artificiel de type PMC pour chaque module. Le second groupe contient les mesures du 1^{er} Mai au 17 Juillet 2015 (2 mois et demi). Elles seront utilisées pour la validation expérimentale des approches LM et PMC de modélisation.

Tableau III-2 : Caractéristiques STC des modules.

	Module PV (Technologie/nom/fabricant)			
	sc-Si/	pc-Si_type1/	pc-Si_type2 /	aSi:H / μ c-Si:H /
	VIC003/A	VIC006/A	SUN011/B	SHA017/C
I_{cc} [A]	3,16	3,09	2,95	3,45
V_{co} [V]	22,2	22,2	22,1	59,8
I_{mp} [A]	2,78	2,85	2,75	2,82
V_{mp} [V]	18	18	18,2	45,4
P_{mp} [Wp]	50	50	50	128
Coefficient de température I_{cc} [%/ °C]	0,037	0,037	0,081	0,07
Coefficient de température V_{co} [%/ °C]	-0,34	-0,34	-0,37	-0,30
Coefficient de température P_{mp} [%/ °C]	-0,48	-0,48	-0,45	-0,24
Surface [m ²]	0,4104	0,4087	0.4624	1,4217

III.4 Validation expérimentale de l'approche LM associée au modèle L5P

L'approche LM a été utilisée pour estimer les ratios de performance des quatre modules retenus. Pour ce fait, nous avons conçu dans l'environnement Simulink de Matlab les deux blocs présentés sur la **Figure III-4**. Le bloc « Données météo » fournit tout au long des simulations, l'irradiance sur plan incliné et la température ambiante du site, au second bloc dénommé « Module PV ». Les formules utilisées pour la conversion sur plan incliné de l'irradiance, sont présentées dans un des articles publiés dans le cadre de cette thèse [110]. Le programme matlab correspondant est disponible à l'annexe C du présent rapport. Le bloc « Module PV » s'appuie sur l'approche LM associée au modèle L5P, pour simuler le comportement électrique de n'importe quel module. Il ressort pour chaque couple (G_a , T_a) en entrée, la courbe I-V (V_{mod} , I_{mod}), la puissance maximale (P_{mod}) et la température du module (T_{mod}).

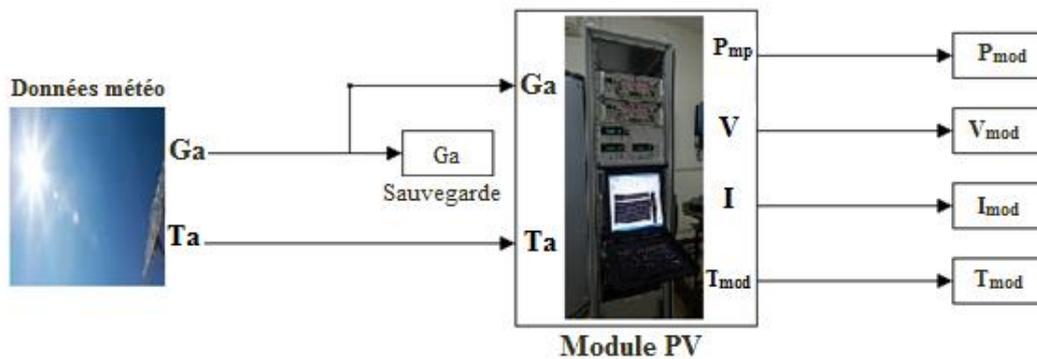


Figure III-4 : Modèle Simulink/Matlab pour la simulation du comportement en conditions réelles des modules PV avec différents modèles électriques.

Les **Figure III-5** et **III- 6** présentent pour les modules retenus, les courbes superposées du PR mesuré et estimé par l'approche LM. On remarque de façon générale sur les figures, que les estimations du PR, faites par l'approche LM, manquent de précision. Les racines carrées des erreurs quadratiques moyennes (RMSE) sont de 12 %, 9 %, 6 % et 13 % respectivement pour les modules VIC003, VIC006, SUN011 et SHA017. On constate néanmoins que les valeurs du RMSE obtenues sont plus faibles pour les modules polycristallins (VIC006 et SUN011). L'approche semblerait donner de meilleurs résultats pour cette technologie. Cette hypothèse sera dans la suite plus approfondie. On peut globalement retenir que les RMSE sont relativement élevées et surtout, les valeurs varient d'une technologie à l'autre. Cette dernière observation rend difficile l'utilisation de l'approche LM pour comparer les ratios de performance de différentes technologies PV. Toutefois, ce constat n'entache pas l'efficacité de l'approche LM dans

l'extraction des paramètres électriques d'un module, à partir de ses courbes I-V expérimentales, comme le montre bien le chapitre II.

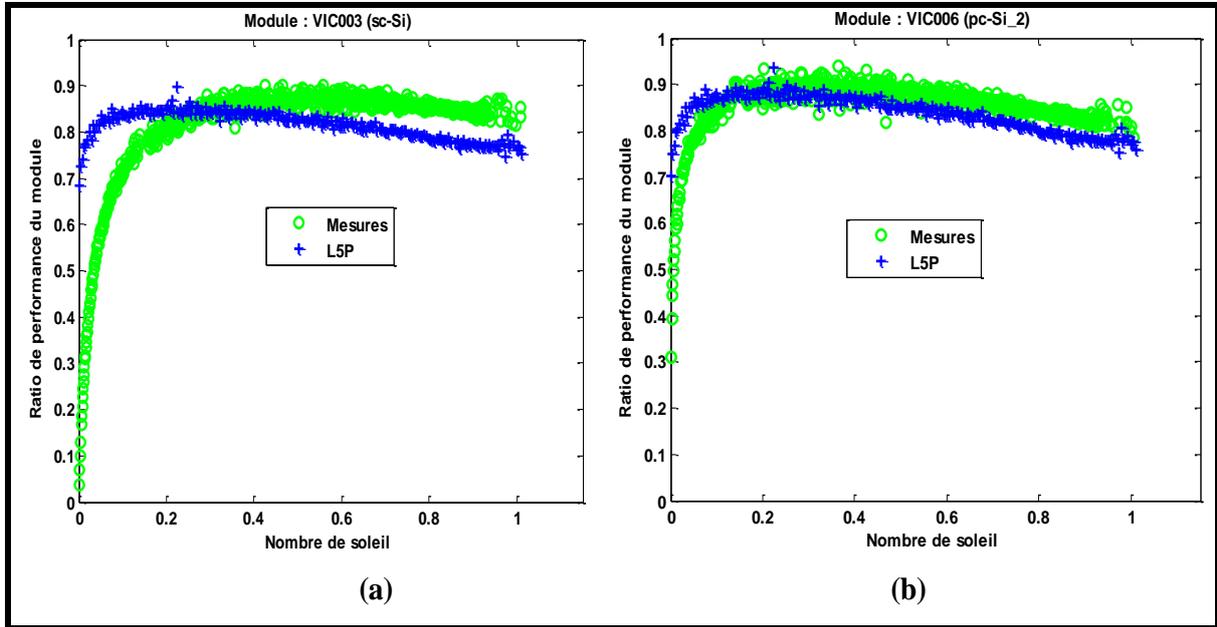


Figure III-5 : Courbes du PR mesuré et estimé par l'approche LM (a) pour le module VIC003 et (b) pour le module VIC006.

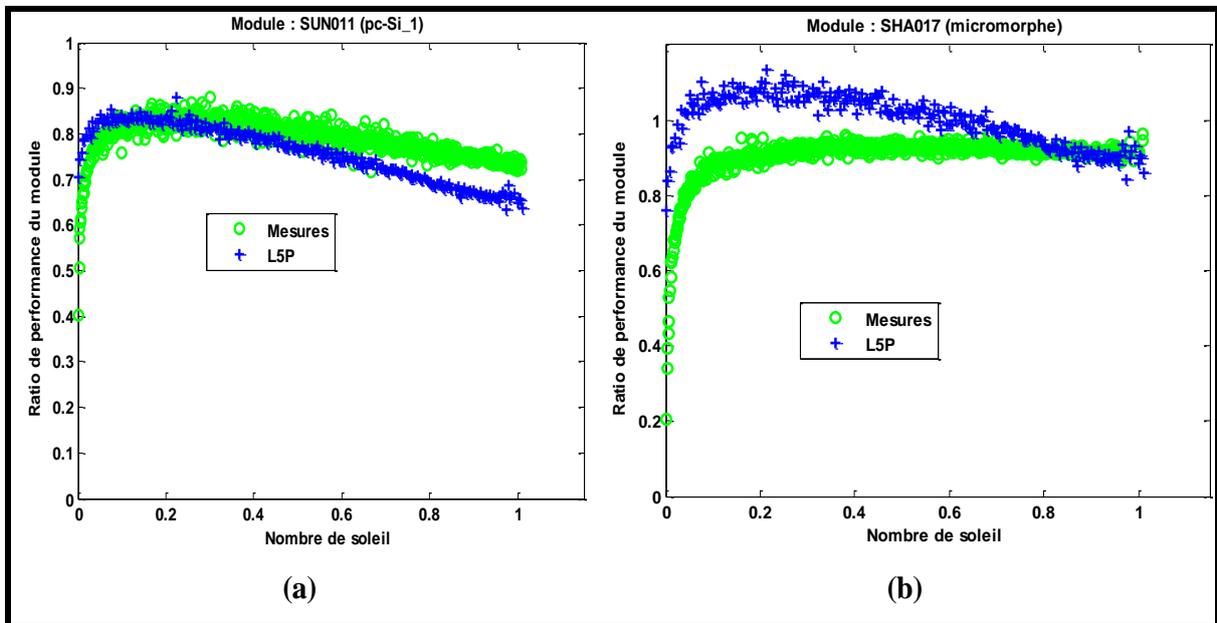


Figure III-6 : Courbes du ratio de performance mesuré et estimé par l'approche LM (a) pour le module SUN011 et (b) pour le module SHA017.

III.5 Conception et validation des réseaux artificiels de neurones de type PMC

III.5.1 Conception des réseaux PMC pour les modules retenus

On applique ici la méthode décrite au Chapitre II pour la conception des réseaux PMC. Les mesures que nous utilisons pour la conception des PMCs, ont été prises sur une période d'environ un mois du 01/04/2015 au 29/04/2015. Une partie des mesures (70 %) est utilisée pour l'apprentissage et le reste (30 %) pour la validation. Comme souligné dans le Chapitre II, l'architecture retenue pour les réseaux, est le PMC à trois couches. La couche d'entrée est composée de 2 neurones : Ga et Ta. La couche de sortie est constituée d'un seul neurone représentant le PR du module. La conception du réseau PMC consiste essentiellement à déterminer le nombre approprié de neurones dans la couche cachée. La méthode utilisée ici, est basée sur le suivi de la racine carrée des erreurs quadratiques moyennes (RMSE) aussi bien dans la phase d'apprentissage que celle de validation (cf. Chapitre II). Les *Figure III-7* à *Figure III-10*, présentent chacune, (a) la détermination du réseau PMC optimal d'un des modules et (b), la superposition des valeurs expérimentales et estimées du PR, par le PMC optimal, au cours de la seconde phase de validation.

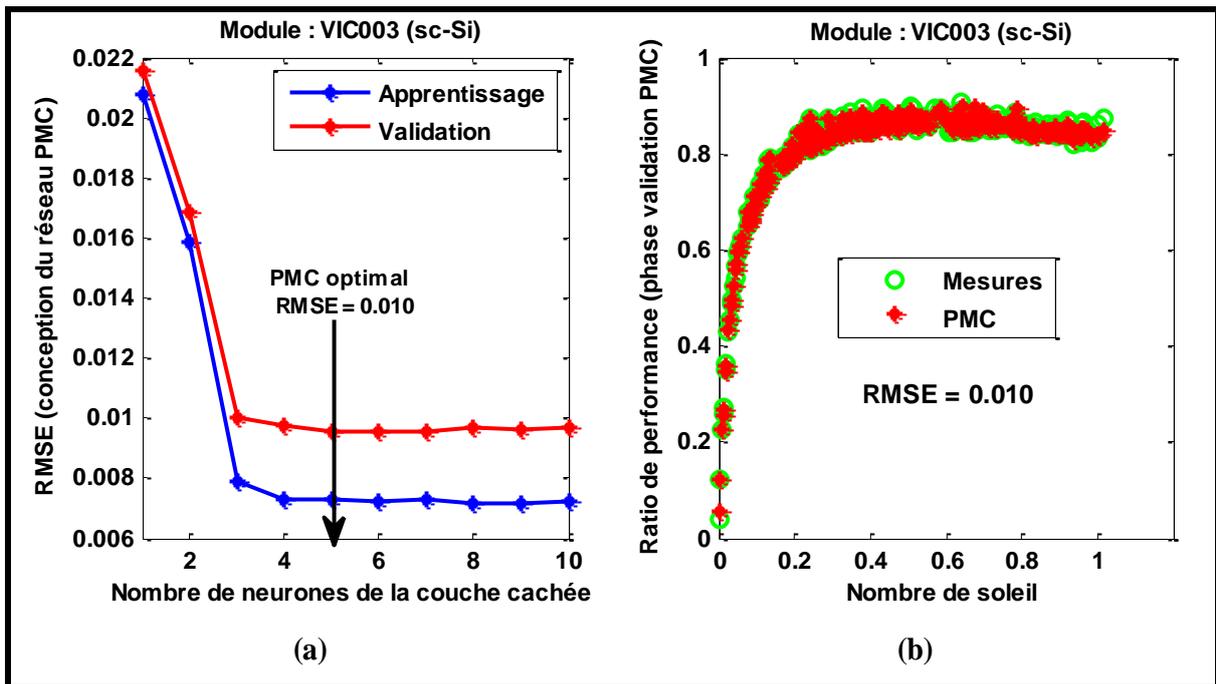


Figure III-7 : (a) Détermination du PMC optimal pour le module monocristallin VIC003. (b) Ratios de performance mesurés et estimés par le PMC du VIC003.

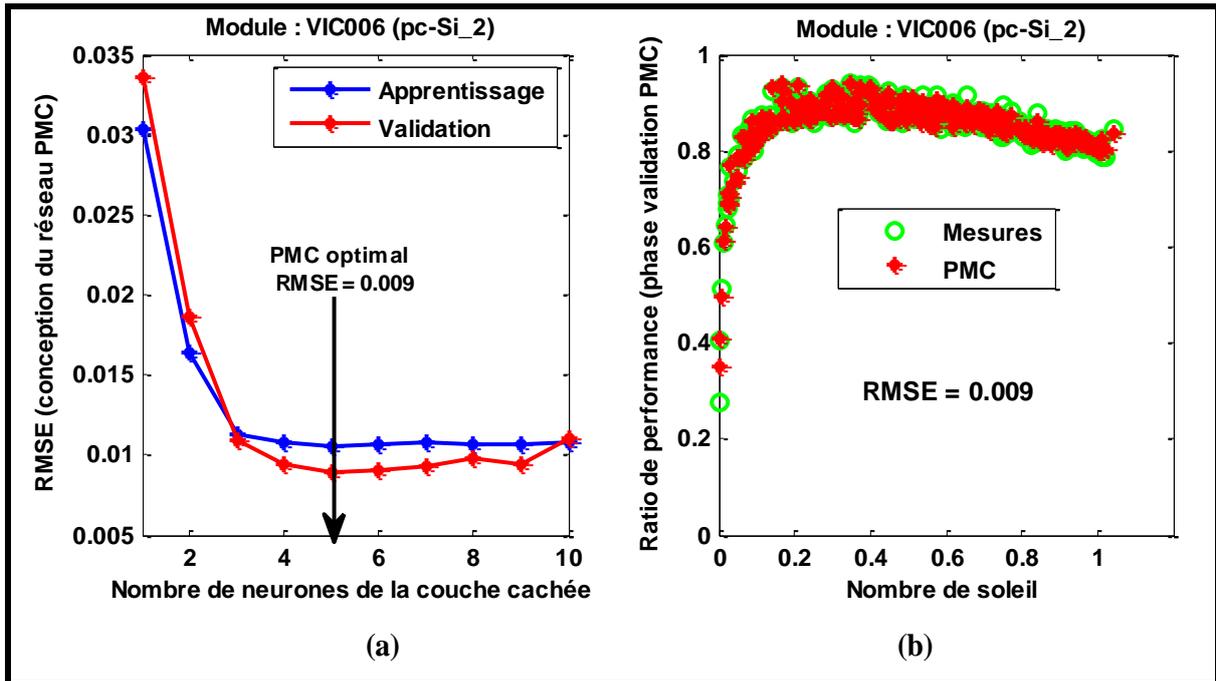


Figure III-8 : (a) Détermination du PMC optimal pour le module polycristallin VIC006. (b) Ratios de performance mesurés et estimés par le PMC du VIC006.

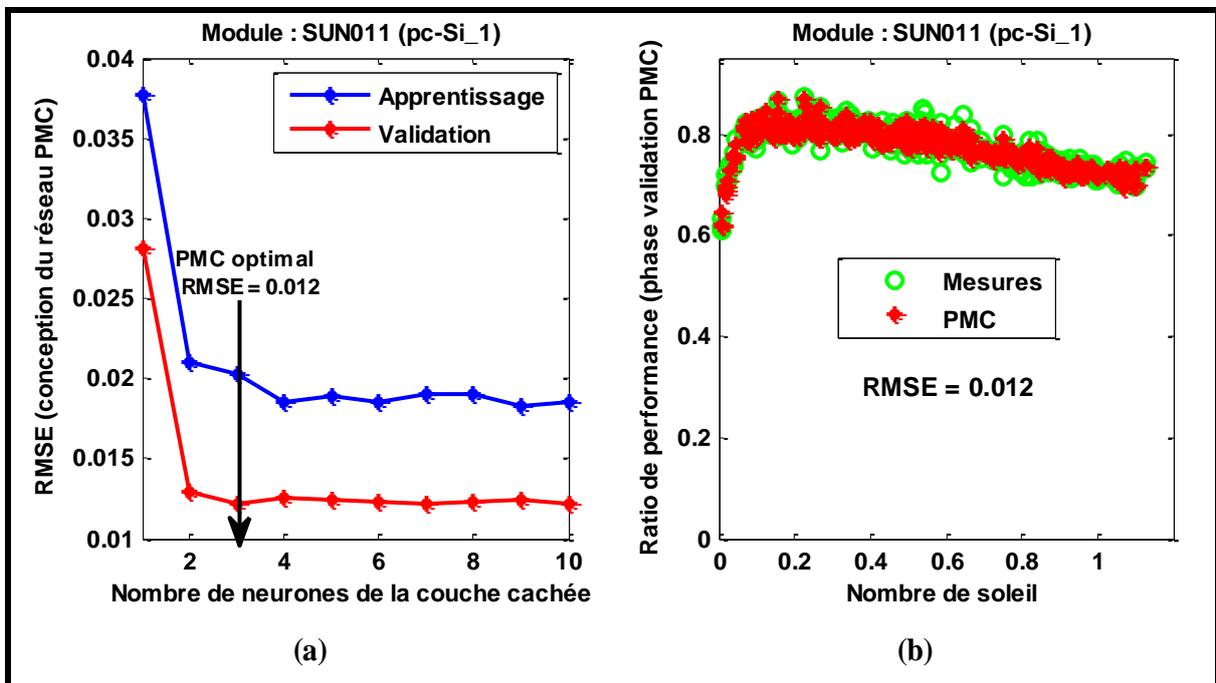


Figure III-9 : (a) Détermination du PMC optimal pour le module polycristallin SUN011. (b) Ratios de performance mesurés et estimés par le PMC du SUN011.

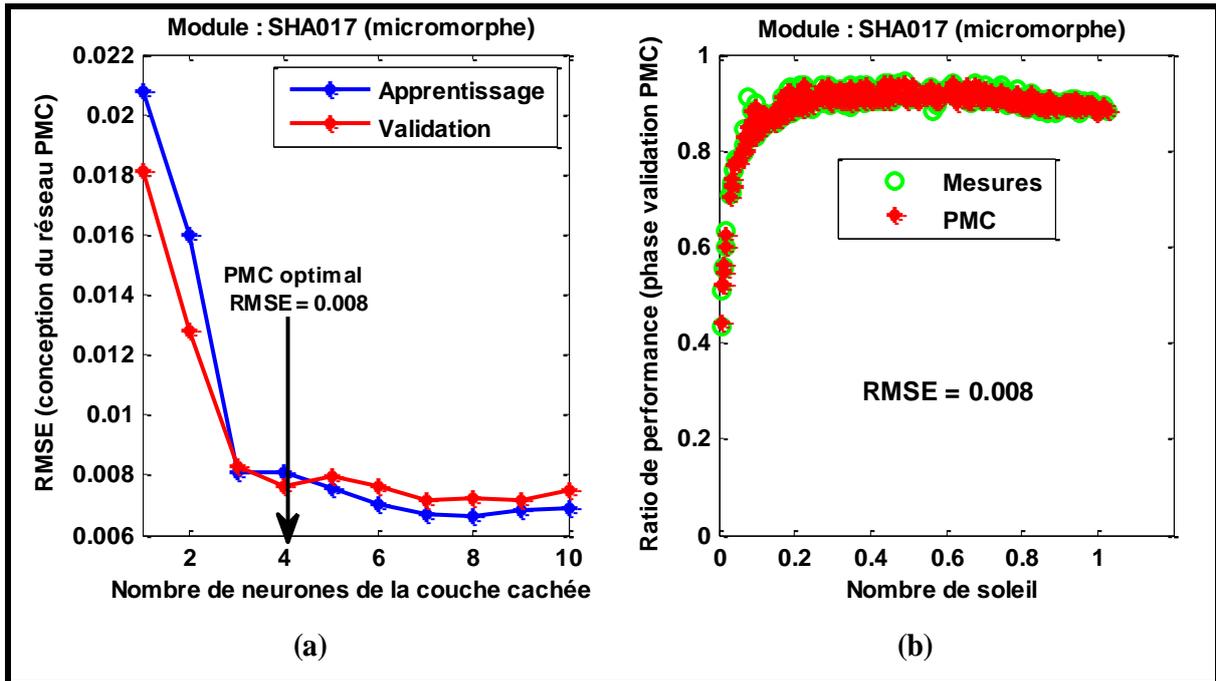


Figure III-10 : (a) Détermination du PMC optimal pour le module micromorphe SHA017. (b) Ratios de performance mesurés et estimés par le PMC du SHA017.

A partir des *Figure III-7* à *Figure III-10*, les observations suivantes peuvent être faites :

- les réseaux optimaux obtenus n'ont pas le même nombre de neurones dans leur couche cachée. Les PMC des modules VIC003, VIC006, SUN011 et SHA017 ont respectivement 5, 5, 3 et 4 neurones dans leur couche cachée. Ceci confirme le fait que ces modules réagissent différemment aux conditions météorologiques du site,
- le réseau du module micromorphe (SHA017) a la meilleure valeur de RMSE bien qu'ayant moins de neurones dans sa couche cachée (4 neurones). Les modules monocristallin (VIC003) et polycristallin (VIC006) ont tous 5 neurones dans la couche cachée de leur réseau. Ainsi, un nombre élevé de neurones dans la couche cachée ne garantit pas systématiquement une grande précision ou une meilleure généralisation du réseau,
- les modules VIC006 et SUN011 ont différents nombres de neurones dans leur couche cachée, bien qu'appartenant à la même technologie polycristalline. Il semble qu'il n'y ait pas de relation claire entre les technologies de modules et le nombre de neurones à utiliser dans la couche cachée du réseau PMC,
- lorsqu'on considère tous les réseaux obtenus, le nombre maximal de neurones dans la couche cachée est de 5 indépendamment du module et de la technologie. On peut donc supposer que 5 neurones dans la couche cachée du réseau PMC, est suffisant pour estimer avec précision le ratio de performance réel des modules photovoltaïques au silicium.

III.5.2 Validation expérimentale des modèles PMCs conçus.

Cette phase appelée encore généralisation, consiste à soumettre aux réseaux de nouvelles données météorologiques qui leur sont totalement inconnues. Les résultats de simulation sont ensuite comparés aux mesures. Ceci permet de vérifier si les PMC ont suffisamment appris le comportement des modules concernés et peuvent être substitués à ces derniers en absence d'expérimentation. Nous utilisons ici les données du 01/05/2015 au 13/07/2015. Les *Figure III-11* montrent chacune, trois courbes de ratio de performance. La courbe en couleur verte représente les valeurs expérimentales, celle en rouge la sortie des réseaux PMC et en bleu, on a l'estimation faite par le modèle électrique L5P.

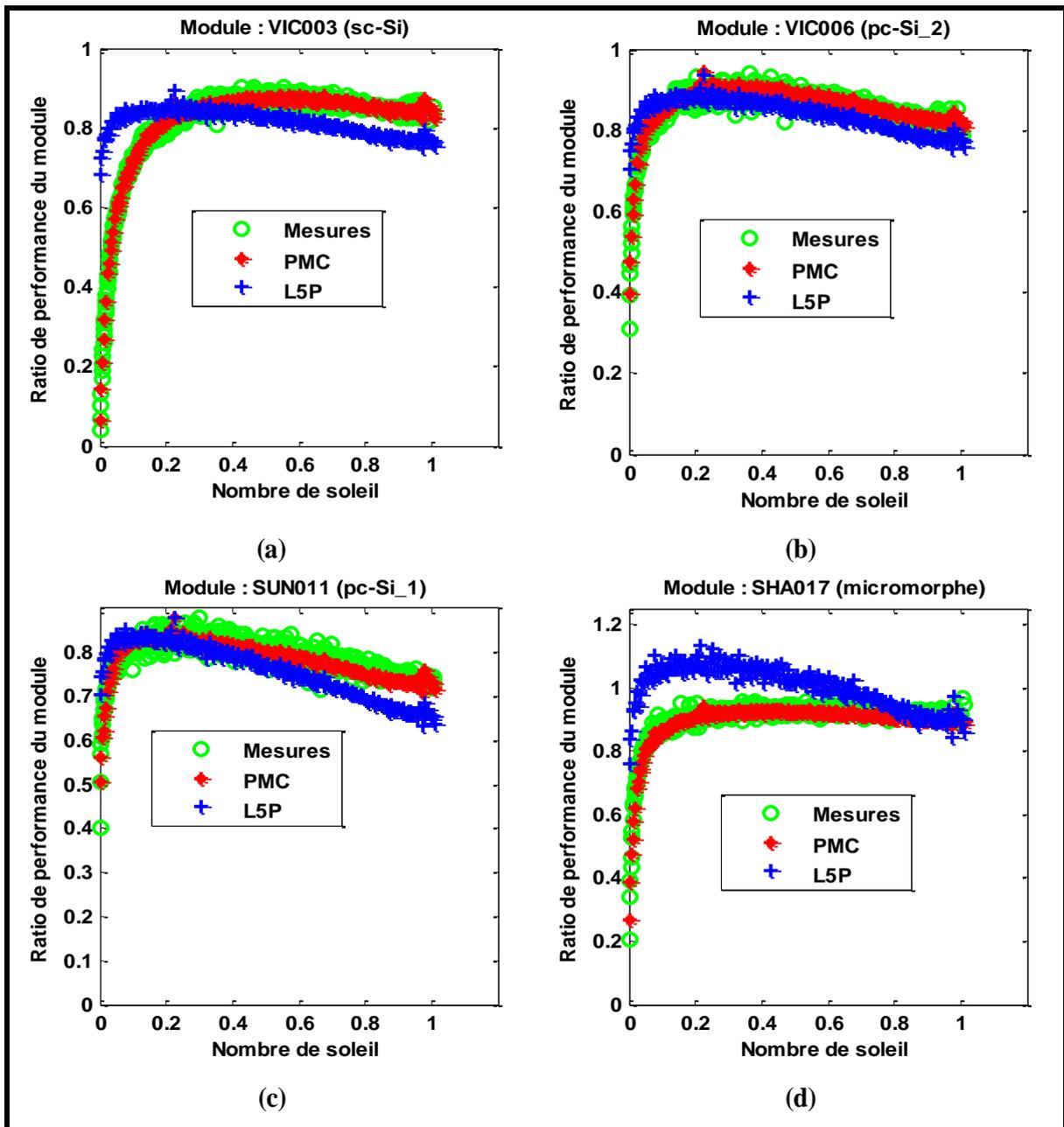


Figure III-11 : Ratios de performance mesurés et estimés par les modèles PMC et L5P pour les modules (a) VIC003, (b) VIC006, (c) SUN011, (d) SHA017.

La fiabilité des modèles étudiés (PMC et L5P) a été évaluée grâce à deux indicateurs statistiques de précision : la racine carrée de l'erreur quadratique moyenne (RMSE) et le pourcentage d'erreur absolue moyenne (MAPE). La *Figure III-12* présente les histogrammes obtenus pour ces deux indicateurs statistiques. De l'analyse des *Figure III-11* et *Figure III-12*, les observations suivantes peuvent être faites:

- les courbes de PR estimées par les réseaux PMC sont dans tous les cas superposées aux courbes expérimentales. Cela signifie que les PMC prédisent avec une grande précision les ratios de performance des modules étudiés indépendamment de leur technologie,
- tous les modèles PMC ont presque les mêmes valeurs de RMSE, autour de 0,02. Le même constat peut être fait sur les valeurs du MAPE qui sont également voisines et inférieures à 2 % pour tous les PMC. Les valeurs du MAPE varient cependant de 6 % à 17 % pour le modèle L5P,
- de façon générale, le L5P estime les ratios de performance réels des modules avec une précision 3 à 6 fois plus faible que celle des réseaux de neurones PMC. Cela est en partie dû au fait que le L5P ne prend en compte que les pertes dues à la température et à l'irradiance solaire tandis que les modèles PMC prennent également en compte les pertes spectrales et angulaires tels que l'ont souligné F. Almonacid et al. [111].

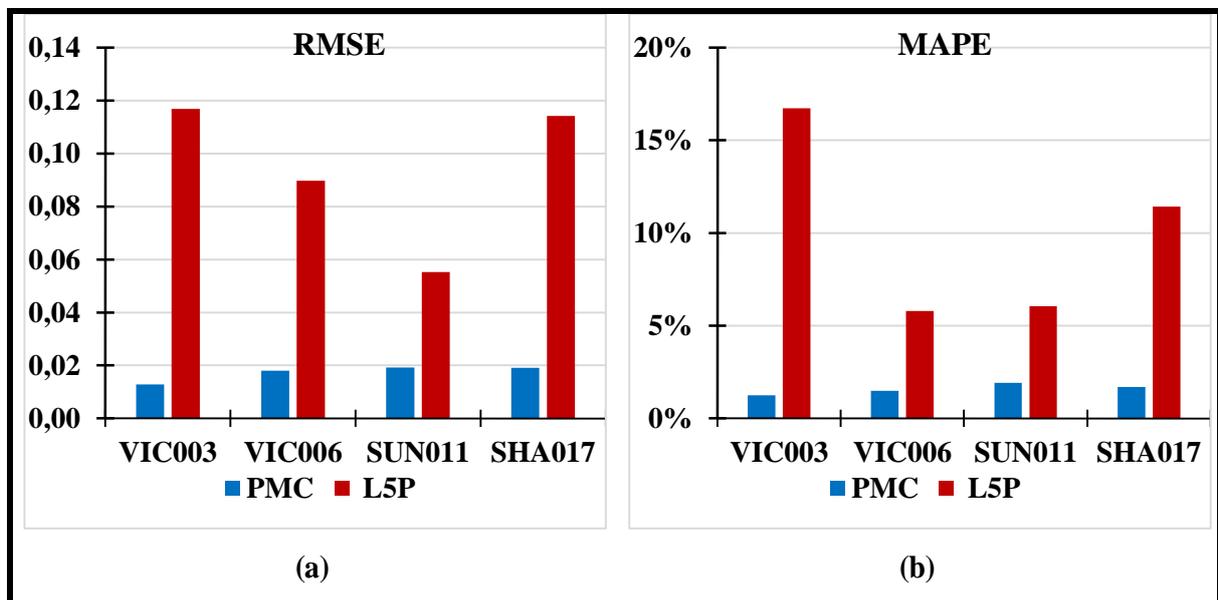


Figure III-12 : Comparaison des modèles PMC et L5P (a) Racine carrée de l'erreur quadratique moyenne (RMSE) et (b) Pourcentage d'erreur absolue moyenne (MAPE).

III.6 Faiblesses du modèle L5P

En considérant les résultats du chapitre précédent plus particulièrement de la section II.2.4, on sait que l'approche LM combinée au modèle L5P, extrait avec une grande précision les paramètres électriques des

modules à partir des données expérimentales. L'incertitude relative sur les courbes théoriques est inférieure à 2 %. On peut donc à juste titre conjecturer que le maillon faible de l'approche LM, se retrouve au niveau des méthodes d'extrapolation des paramètres électriques d'une condition de référence vers une autre. Pour vérifier cette hypothèse, les cinq paramètres électriques du modèle L5P, ont été extraits des courbes I-V aussi bien mesurées par le banc I-V, que celles estimées par les blocs Simulink (Cf. **Figure III-4**). Il s'agit : du photocourant (I_{ph}), de la résistance série (R_s), de la résistance shunt (R_{sh}), du courant de saturation (I_0) et du facteur d'idéalité (n). Rappelons que les blocs simulink sont conçus sur la base de l'approche LM et donc des méthodes d'extrapolations indexées. Les

Figure III-13 à III-16 montrent pour les modules étudiés, les variations des cinq paramètres du L5P aussi bien lors des mesures sur site que pendant la simulation dans l'environnement Simulink de Matlab.

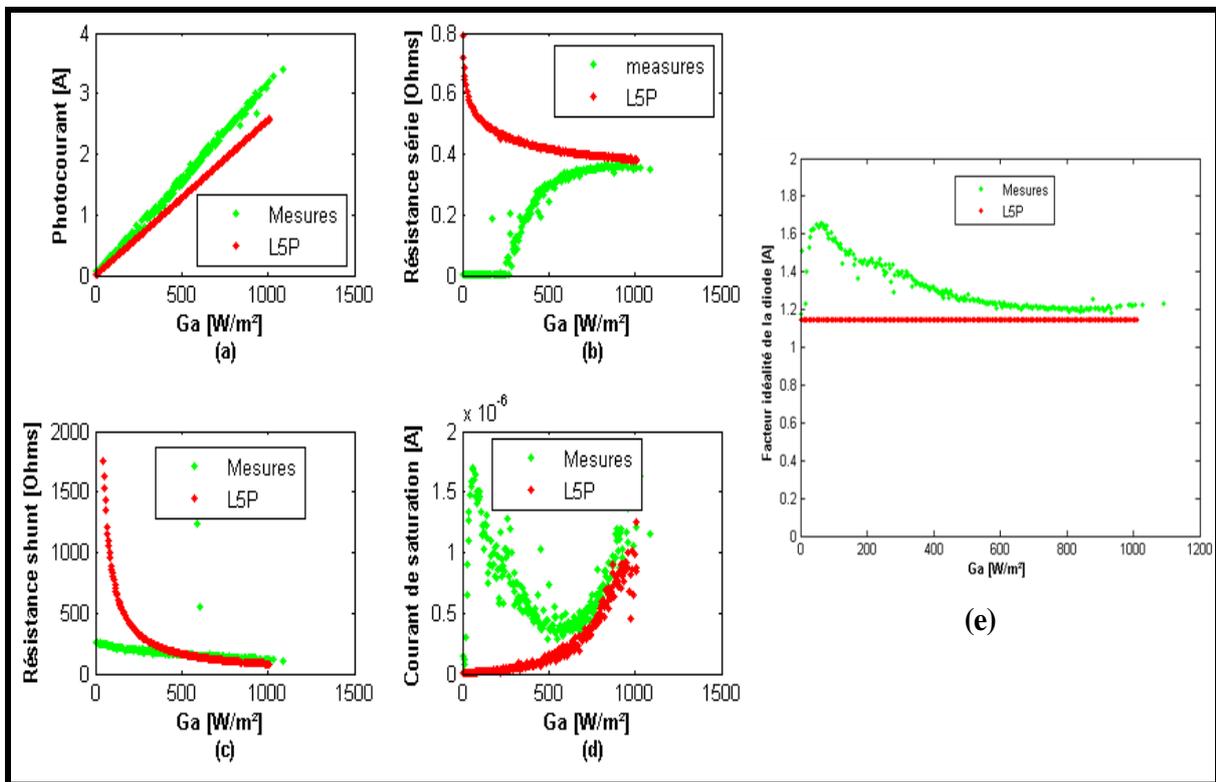


Figure III-13 : Variations des cinq paramètres électriques du modèle L5P pour le module monocristallin VIC003.

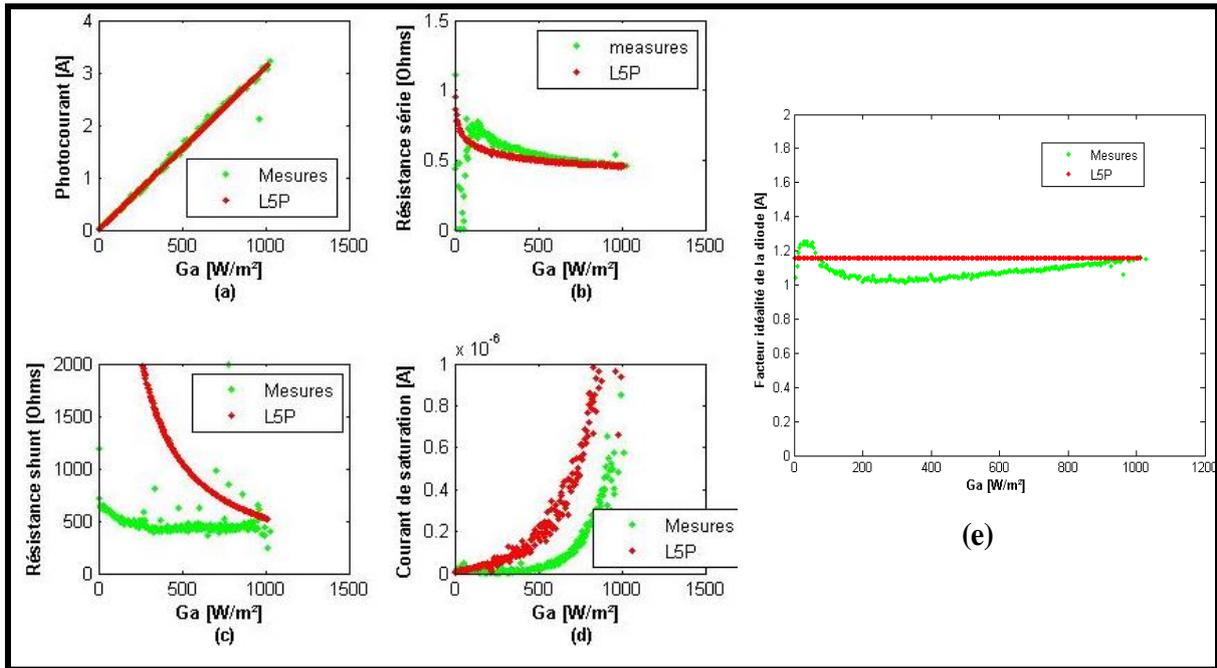


Figure III-14 : Variations des cinq paramètres électriques du modèle L5P pour le module polycristallin VIC006.

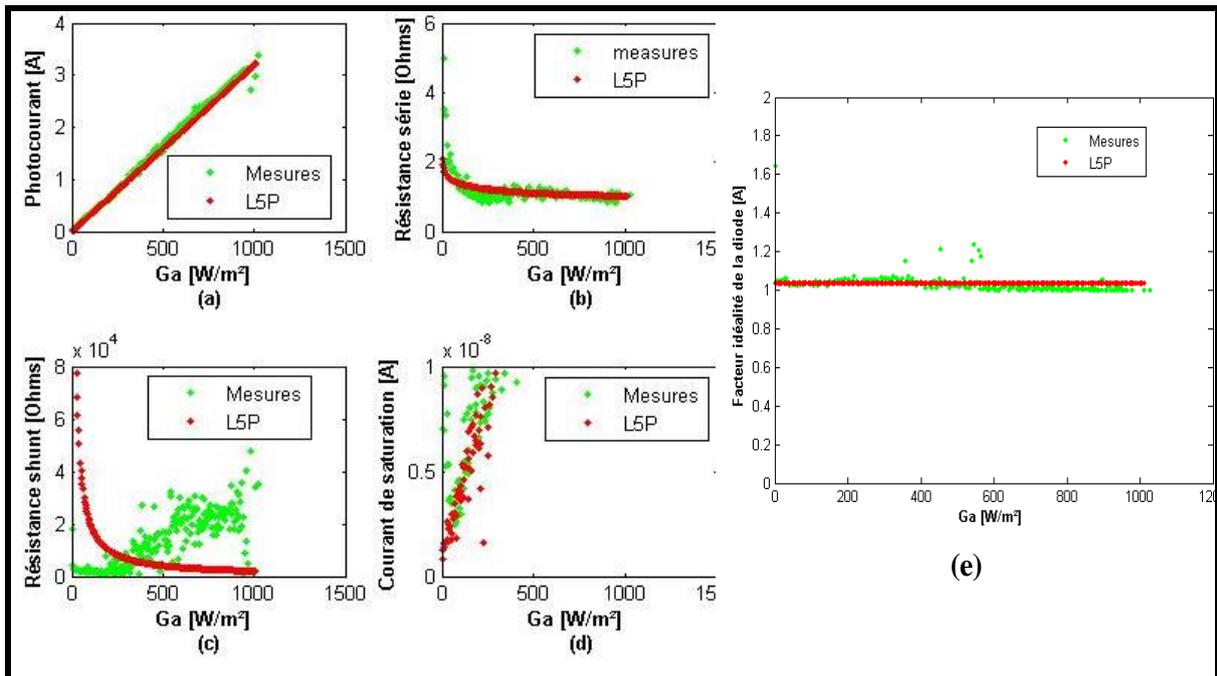


Figure III-15 : Variations des cinq paramètres électriques du modèle L5P pour le module polycristallin SUN011.

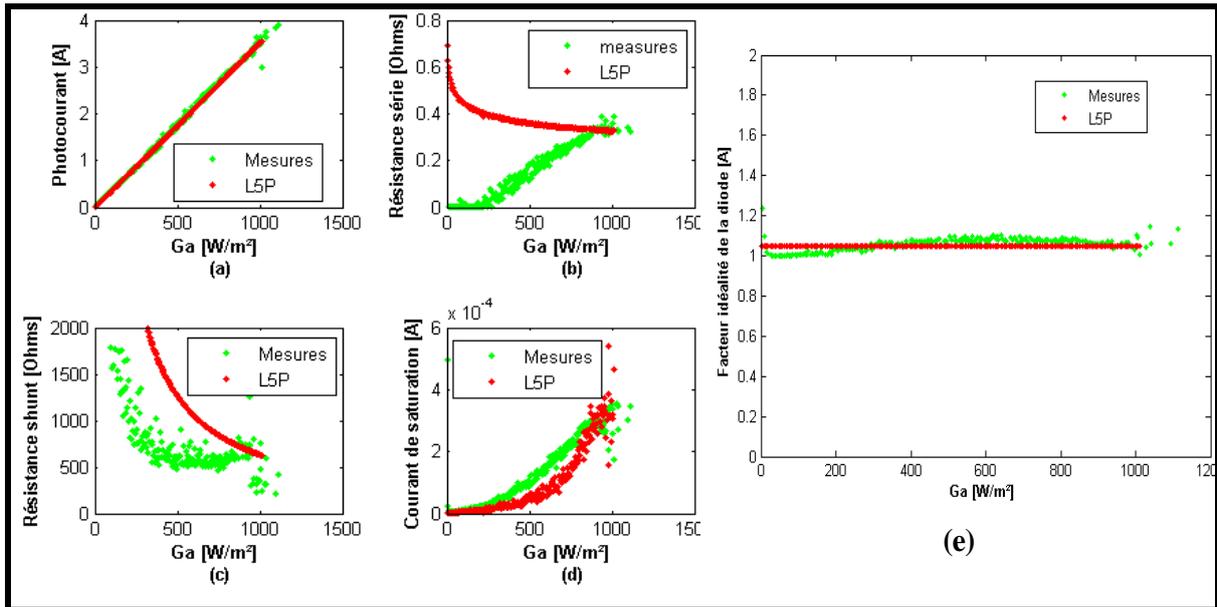


Figure III-16 : Variations des cinq paramètres électriques du modèle L5P pour le module micromorphe SHA017.

D'après les Figures III-13 à III-16, les conclusions suivantes peuvent être tirées :

- de façon générale, le photocourant a été bien estimé pour tous les modules étudiés, même si une légère déviation est observée pour le module monocristallin VIC003 (cf.
-
- **Figure III-13**). Ceci confirme la relation linéaire bien connue (cf. équation (II-25)) entre ce paramètre et l'irradiance solaire,
- l'approche LM combiné au modèle L5P, estime très bien la résistance série des modules de technologie polycristalline (VIC006 et SUN011) malgré que les modules soient de différents fabricants. Les résistances série des modules monocristallin (VIC003) et micromorphe (SHA017) sont par ailleurs mal estimées. Ceci est probablement la source de la mauvaise estimation des ratios de performance de ces modules, observée sur la **Figure III-11**. La résistance série affecte en effet considérablement le ratio de performance des modules PV comme souligné dans d'autres travaux [11], [112]. Il se confirme donc que l'approche LM associé au modèle L5P donne de meilleurs résultats pour la technologie polycristalline et doit être améliorée pour les autres technologies,
- la résistance shunt est inversement proportionnelle à l'irradiance solaire d'après l'équation (II-29). Ceci se confirme pour tous les modules étudiés à l'exception du polycristallin (SUN011). Par ailleurs l'expression (II-29), dans tous les cas, surestime la résistance shunt surtout pour les faibles niveaux d'irradiance solaire. Ce constat corrèle bien à la surestimation par le modèle L5P, des ratios de performance des modules dans la même gamme d'irradiance. En effet, comme l'indique

de nombreuses études [112], [113], les valeurs élevées de résistance shunt augmentent le ratio de performance des modules surtout pour les faibles valeurs d'irradiance solaire,

- les deux paramètres de diode (facteur d'idéalité et courant de saturation) sont bien estimés pour les modules polycristallin SUN011 et micromorphe SHA017. Ce qui n'est pas le cas des modules VIC003 et VIC006, tous issus du même fabricant. Ceci est peut-être dû à un aspect particulier du procédé de fabrication lorsque l'on sait que les deux paramètres de diode (I_0 , n) sont liés à des processus de recombinaison des porteurs de charges et à l'inhomogénéité électronique des couches p-n.

III.7 Conclusion

Ce chapitre a permis de tester l'efficacité des modèles précédemment conçus, dans la prédiction du ratio de performance des modules PV sur site. Il s'agit de l'approche LM et des réseaux artificiels de neurones de type PMC. La validation a été faite sur quatre modules PV de trois technologies différentes (1 monocristallin, 2 polycristallins et 1 micromorphe). Le dispositif ayant servi à les caractériser a été d'abord présenté. Il s'agit d'un banc de caractérisation de modules PV dans les conditions réelles, entièrement automatisé et qui sert à la caractérisation de différentes technologies de modules PV en milieu réel. Le banc I-V peut suivre en continu les performances de 24 modules PV de puissance nominale variant entre 1 Wc et 400 Wc avec des possibilités d'extension.

L'approche LM a montré ses limites dans l'estimation des PR des modules. Elle conduit à des erreurs absolues élevées de l'ordre de 13 % pour les modules monocristallins et micromorphes. La valeur du RMSE n'étant pas la même pour tous les modules, l'approche ne saurait être utilisée pour la comparaison des performances de ces modules.

Les réseaux PMC ont été conçus sur la base des mesures en milieu réel du banc I-V et la méthode de conception décrite au chapitre précédent. Cette méthode a permis la détermination du nombre optimal de neurones dans la couche cachée de chacun des réseaux PMC. Les réseaux optimaux (PMC) obtenus pour les modules VIC003, VIC006, SUN011 et SHA017 ont 5, 5, 3 et 4 neurones respectivement dans leur couche cachée. Il a été démontré que le nombre de neurones dans la couche cachée du PMC n'est pas une fonction de la technologie de module. Toutefois une valeur maximale de 5 neurones peut être suffisante pour estimer avec une bonne précision, les ratios de performance des modules PV au silicium.

Les deux approches ont été par la suite comparées grâce à une nouvelle série de mesures du banc I-V. Les modèles PMC ont permis d'estimer, le ratio de performance des modules, avec une erreur quadratique moyenne (RMSE) inférieure à 2 % pour toutes les technologies. Cette précision est de 3 à 6 fois meilleure à celle obtenue avec l'approche LM associée avec le modèle électrique à une diode (L5P).

L'étude s'est enfin focalisée sur les faiblesses de l'approche LM. A cet effet une attention a été portée sur la variation des paramètres électriques du L5P en fonction des conditions météorologiques du site. Cette analyse a montré que la faiblesse du modèle L5P réside dans la mauvaise estimation de la résistance série en particulier pour les modules monocristallin et micromorphe. La même observation a été faite pour la résistance shunt qui influe également, mais dans une moindre proportion, sur les ratios de performance des modules. Les formules utilisées pour extrapoler les valeurs des résistances série et shunt, doivent donc être améliorées pour augmenter la précision de la modélisation des modules PV par les modèles électriques. Les réseaux de neurones conçus et validés expérimentalement dans cette étude, seront utilisés dans le chapitre suivant pour estimer et comparer les performances des technologies PV dans les différentes zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest à partir des données météo desdites zones.

Chapitre IV. Comparaison des performances énergétiques de technologies PV dans différentes zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest

IV.1 Introduction

Les performances énergétiques, le vieillissement et la durée de vie d'un module PV dépendent essentiellement du climat dans lequel il est installé [11], [114], [115]. Plusieurs études ont été menées en l'occurrence dans les pays développés, pour identifier les technologies photovoltaïques les plus adaptées à leurs climats.

Sharma et al. [53] comparent en Inde, différentes technologies PV à savoir le silicium amorphe, le polycristallin et l'hétérojonction (HIT). L'étude montre que les technologies HIT et amorphes sont meilleures au polycristallin. L'amorphe a présenté les meilleures performances en période estivale.

A. Carr et al. [54] ont comparé cinq différentes technologies PV dans le climat tempéré de Perth à l'ouest de l'Australie. Il s'agit du monocristallin (sc-Si), du polycristallin (pc-Si), du silicium cristallin avec des trous percés au laser « Laser Grooved Buried junction Crystalline silicon (LGBC) », de l'amorphe triple jonction (3j a-Si) et du diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) . L'étude a montré que LGBC était plus indiqué pour la région.

C. Cañete et al. [55] ont réalisé en Espagne une étude comparative de quatre technologies PV différentes à savoir du silicium amorphe (a-Si), du micromorphe (a-Si/ μ c-Si), du tellure de cadmium (CdTe) et du silicium polycristallin (pc-Si). L'étude a montré que le silicium amorphe est meilleur au polycristallin dans cette localité. De façon générale l'étude a montré que le silicium amorphe et le micromorphe présentent les meilleures performances surtout en période estivale.

Akhmad et al. [116] comparent à Kobe au Japon, les performances du silicium polycristallin et de l'amorphe et concluent que l'amorphe convient mieux au site.

Y. Poissant [117] compare au Canada quatre nouvelles technologies PV à savoir : le HIT, l'amorphe à triple jonction, le silicium cristallin avec contact arrière et LGBC. Les cellules avec contact arrière dites « back-contact » présentent sur le silicium conventionnel l'avantage de n'avoir ni contacts métalliques ni émetteurs sur la face avant du module [118]. Elles exploitent donc plus de surface PV, ont un rendement plus élevé, sont plus esthétiques et sont de fabrication moins complexes. Les cellules LGBC quant à elles sont très proches des « back contact », mais comprennent une fine grille sur la face avant [118], qui communique avec l'arrière par des trous percés au laser. On peut y percevoir visuellement les contacts, qui restent légers. Toutes les quatre technologies étudiées ont présenté des performances équivalentes sur le site. L'étude a révélé cependant que les modules au silicium amorphe multi jonction et hétérojonction sont moins affectés par la température que les autres technologies.

Eric Maluta [119] a comparé en Afrique du Sud, les modules au silicium cristallin et amorphe. L'étude a montré que les deux technologies sont performantes sur le site et peuvent être indifféremment utilisées.

M. Shaltout et al. [120] ont comparé en Egypte sous un climat désertique, les modules au silicium monocristallin, polycristallin et amorphe. L'étude recommande l'utilisation du silicium polycristallin dans la localité.

K. Nishioka et al. [121] ont comparé à NAIST (Nara Institute of Science and Technology) au Japon les technologies monocristalline, polycristalline et HIT et ont montré que le HIT était plus indiqué pour cette région à cause de sa faible dépendance à la température.

T. Minemoto et al. [122] ont étudié l'effet du spectre de l'irradiance solaire sur les performances en milieu réel des technologies micromorphe (a-Si/ μ c-Si) et polycristalline (pc-Si). L'étude a été faite à Kusatsu-city au Japon et a révélé que le micromorphe était beaucoup plus sensible aux variations du spectre solaire.

Aste et al. [123] ont fait une étude comparative des cellules au silicium cristallin (c-Si), du micromorphe (a-Si/ μ c-Si) et du HIT sous climat tempéré de l'Italie. L'analyse des résultats montre globalement que les technologies HIT et c-Si sont plus stables et ont des ratios de performances de 96 % et 93 % meilleurs à celui du micromorphe (91 %). En période chaude, les cellules micromorphes offrent par contre les meilleures performances sur le site à cause de leur faible coefficient de température.

A. Guenounou et al. [124] ont comparé en Algérie, au sud de la méditerranée, quatre technologies PV. Il s'agit du silicium amorphe (a-Si), du micromorphe (a-Si/ μ c-Si), du monocristallin (sc-Si) et du polycristallin (pc-Si). L'étude a révélé que le silicium amorphe a les meilleures performances avec un ratio moyen de performance de 95 % devant le micromorphe (94 %), le monocristallin (88 %) et le polycristallin (80 %).

Balaska et al. [125], [126] ont comparé les performances de cinq technologies PV en Algérie, dans une zone proche du désert saharien. Il s'agit des technologies : monocristalline, HIT, CIS, micromorphe et du polycristallin avec contact arrière. L'étude a été menée sur cinq mois de l'année, de décembre 2013 en Avril 2014. Elle a révélé que le module CIS présentait le meilleur ratio de performance (99,76 %) durant les mois de Décembre, Janvier et Février. Le micromorphe a donné les meilleures performances sur le site durant les deux mois restants.

Somme toute, il est à priori difficile sans aucune prospection, de choisir la technologie de modules photovoltaïques qui convient le mieux aux spécificités climatiques d'une région donnée. La faible quantité d'études menées dans les zones climatiques de l'Afrique subsaharienne, peut malheureusement, être à la base de mauvais choix technologiques pouvant engendrer l'échec de beaucoup de projets dans le domaine du solaire photovoltaïque.

La présente étude vise donc à comparer, les performances de plusieurs technologies photovoltaïques en vue de déterminer sur le plan purement énergétique, les plus adaptés aux différentes zones climatiques de l'Afrique occidentale. Après avoir défini les différentes zones de l'étude, nous comparerons dans chacune

d'elles les performances énergétiques de trois technologies PV notamment du monocristallin (sc-Si), du polycristallin (pc-Si) et du micromorphe (a-Si/ μ c-Si). Pour cela, les mesures prises sur les technologies en zone soudano-sahélienne, par le banc I-V, seront dans un premier temps analysées et discutées. Cette première partie a fait l'objet d'un article publié dans le journal Energy [127]. Les réseaux de neurones PMCs antérieurement conçus et validés, seront ensuite simulés pour retrouver les résultats obtenus dans cette première zone. Les PMCs seront enfin utilisés pour estimer et comparer les performances des modules dans les zones climatiques restantes.

IV.2 Zonage climatique de l'Afrique de l'Ouest et données météorologiques

IV.2.1 Zonage climatique de l'Afrique de l'Ouest

En Afrique, les plus grandes différences climatiques d'une région à l'autre sont d'ordre pluviométrique [128]. Selon le Service de l'Environnement et des Ressources Naturelles (SDRN) de la FAO (Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture), l'Afrique de l'Ouest comprend cinq zones climatiques. Il s'agit des zones : saharienne, sahélienne, soudano-sahélienne, soudanienne et guinéenne. Ce zonage est présenté sur la Figure IV-1.

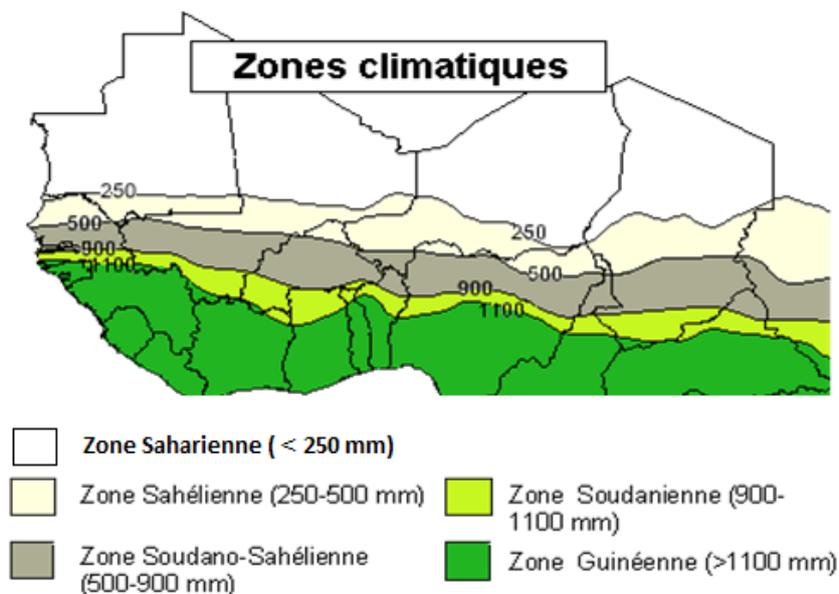


Figure IV-1 : Zonage éco-climatique de l'Afrique de l'Ouest (SDRN-FAO).

Le *Tableau IV-1* regroupe les caractéristiques principales de chacune de ces zones climatiques

Tableau IV-1 : Caractéristiques des différentes zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest.

Zone Climatique	Caractéristiques	Quelques régions de l'Afrique de l'Ouest concernées
zone guinéenne	Pluviométrie moyenne 1200 mm Tmax : 29 °C Tmin : 25 °C 6°25'-7°30'N	Guinée (S) ; Côte d'Ivoire (S) ; Nigéria(S) ; Siéra Léone ; Libéria; Guinée Bissau ; Guinée (N); Côte d'Ivoire (N) ; Bénin(s); Nigéria (C)
zone soudanienne	Pluviométrie 900-1100 mm Tmin 35°C Tmax 21°C 9°45'-12°25'N	Gambie ; Mali (S) ; Burkina (S) ; Ghana (S) ; Benin (N) ; Nigeria (C)
zone soudano-sahélienne	Pluviométrie : 500 – 900 mm Tmoy : 28 – 29,5 °C 11°3' et 13°5' de latitude Nord	Sénégal (N) ; Mali (C) ; Burkina (C) ; Niger (S) ; Nigéria (N)
zone sahélienne	Pluviométrie : 250 -500 mm Tmax: 30-40 °C (Avril) Tmoy : 28 – 33 °C Tmin : 8-12 °C (Janvier)	Mali (C) ; Niger (C) ; Burkina (N)
zone saharienne	Pluviométrie : 100-200 mm Tmax≈ 50 °C $\Delta T_{\text{jour-nuit}}$: 35 – 40 °C Fortes tempêtes de sable et de poussière de plusieurs mètres de hauteur.	Mali (N) ; Niger (N)

(S) : sud ; (C) : Centre ; (N) : Nord

IV.2.2 Données météorologiques des zones climatiques

Les données météorologiques utilisées dans cette étude, sont des données horaires de type Meteororme accessibles à partir du logiciel TRNSYS 16. Ces valeurs horaires ne sont pas directement mesurées. Elles sont plutôt construites par des modèles stochastiques qui se basent sur des moyennes mensuelles de données mesurées sur plusieurs années [129]. Ces données au format TMY (Typical Meteorological Year) ne sont pas disponibles pour tous les pays et villes de l'Afrique de l'Ouest. Pour les cinq zones climatiques concernées par la présente étude, nous avons pu accéder aux données météorologiques de sept localités. Lesdites localités et leurs positions relatives sont présentées sur la *Figure IV-2*. Les coordonnées géographiques correspondantes sont données dans le Tableau IV-2.

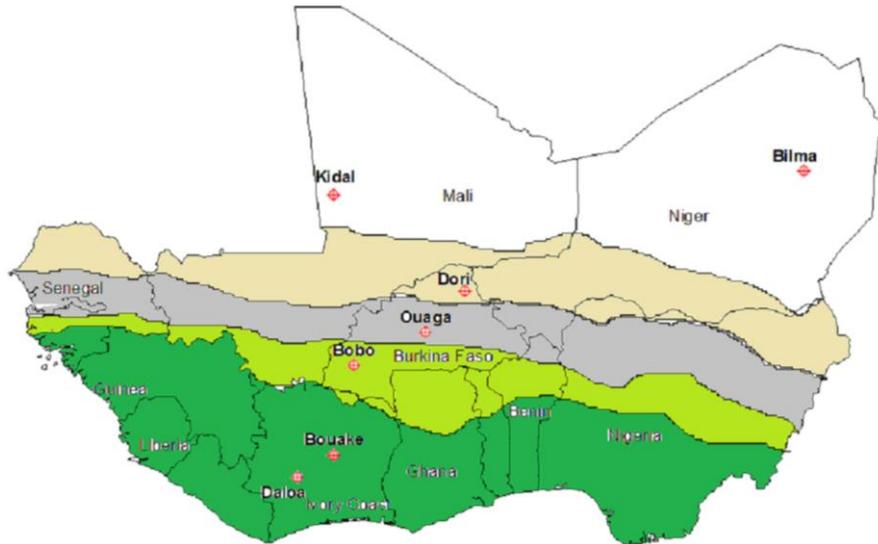


Figure IV-2 : Position des sept localités retenues dans les cinq zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest.

Pour la localité de Ouagadougou, les données météorologiques de type TMY seront comparées aux mesures effectuées par la station météo de 2iE, située sur le site K2 de la Fondation.

Tableau IV-2 : Localisation des sept localités sélectionnées dans les cinq zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest.

Zone climatique	Pays	Ville	Lat. [°]	Long. [°]	Type
Saharienne	Niger	Bilma	18,68	12,92	TMY
	Mali	Kidal	17,73	-5,07	TMY
Sahélienne	Burkina	Dori	14,03	1,35	TMY
Soudano-sahélienne	Burkina	Ouaga	12,45	-1,56	TMY
	Burkina	Ouaga	12,45	-1,56	2iE
Soudanienne	Burkina	Bobo	11,17	-4,30	TMY
Guinéenne	CI	Bouake	7,73	-5,07	TMY
	CI	Daloa	6,87	-6,47	TMY

La Figure IV-3 montre la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière dans chacune des sept localités sélectionnées. L'irradiation journalière la plus faible dans la zone d'étude est de 3,51 kWh/m²/jour. Elle est obtenue en Août à Daloa (Côte d'Ivoire) en zone guinéenne. Le pic de l'irradiation journalière est de 7,1 kWh/m²/jour obtenu en Mai, simultanément à Kidal (Mali) et Bilma (Niger) dans la zone saharienne. De façon générale, les mois les plus ensoleillés sont Mai en zone saharienne, Avril en zone sahélienne et Mars, dans les trois zones restantes : soudano-sahélienne, soudanienne et guinéenne. Les mois les moins ensoleillés sont Décembre et Janvier pour le Sahara et le Sahel, Novembre et Août pour les zones soudaniennes et guinéennes.

Les irradiations globales annuelles en kWh/m²/an, reçues sur le plan horizontal sont de : 2237, 2218, 2206, 2103, 1874, 1571 respectivement pour les villes de Dori (BF), Bobo (BF), Bilma (Niger), Bouake (CI) et Daloa (CI). Pour la ville de Ouagadougou, l'irradiation annuelle obtenue avec les données TMY, est de 2189 kWh/m²/an. On obtient par la station de 2iE, une valeur légèrement plus faible qui est de 2142 kWh/m²/an. L'erreur commise en prenant les données TMY, n'est donc que de 2 % de l'irradiation obtenue avec la station de 2iE.

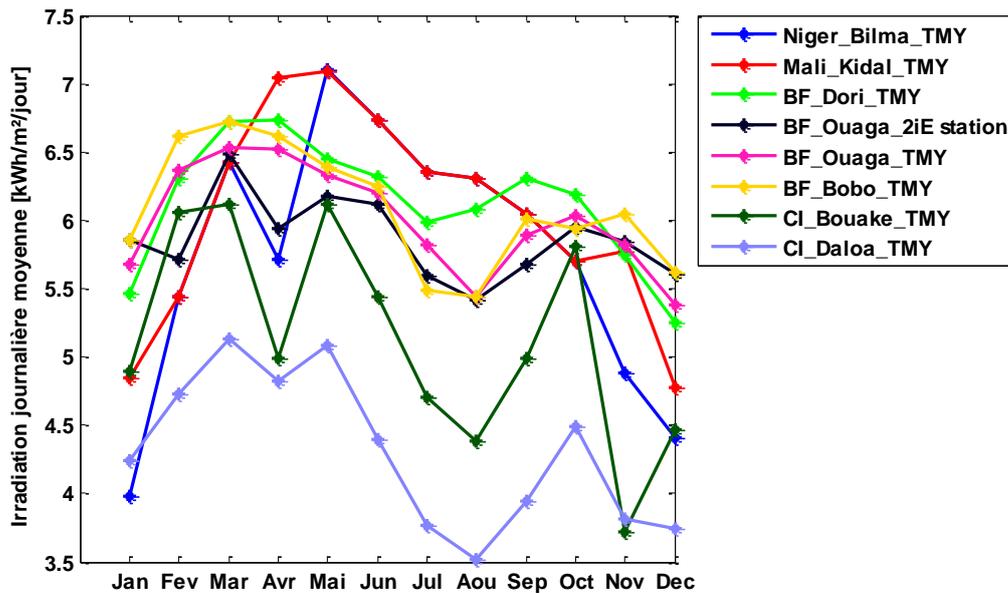


Figure IV-3 : Moyennes mensuelles de l'irradiation journalière reçue sur plan horizontal dans les sept villes d'études (TRNSYS 16).

La Figure IV-4 présente les variations mensuelles de la température ambiante sur chacun des sites étudiés.

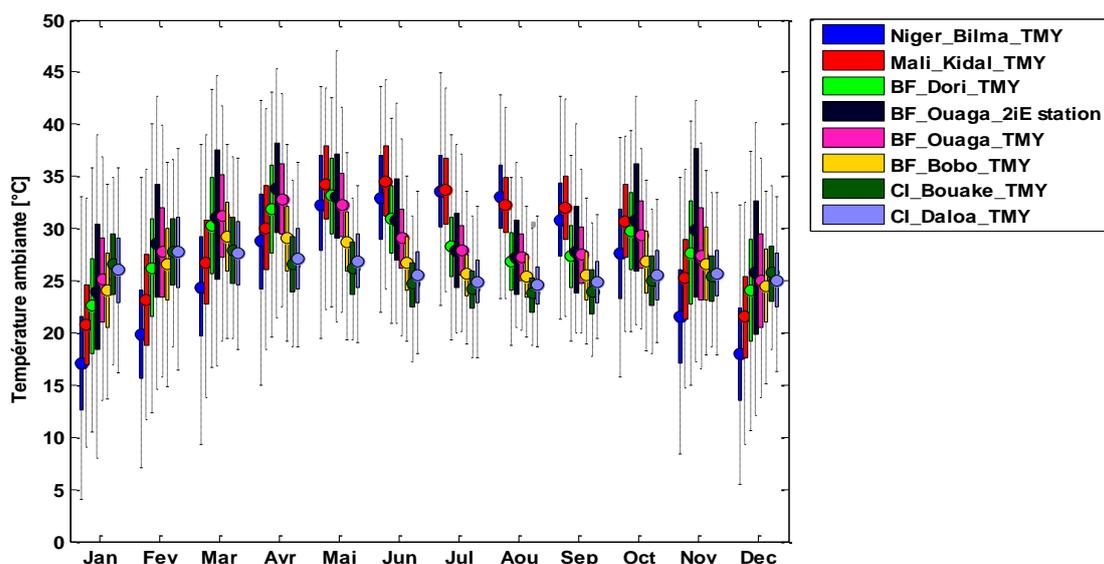


Figure IV-4 : Variations mensuelles de températures dans les sept localités (TRNSYS 16).

D'après les données TMY, les températures maximales mesurées varient de 31 °C (Bouaké, zone guinéenne) à 45 °C (Bilma, zone saharienne). Globalement, on note que la température ambiante augmente au fur et à mesure que l'on s'élève en latitude. Les températures moyennes annuelles sont de 29 °C (Kidal, Ouaga), 28 °C (Dori), 27 °C (Bilma, Bobo), 26 °C (Daloa, Bouake). On constate aussi que les températures mesurées par la station de 2iE sont légèrement plus élevées que celles de type TMY. Les écarts atteignent 7 °C par endroit. Ceci peut être dû aux incertitudes de mesure ou à celles liées aux modèles stochastiques [129] utilisés par Meteonorme pour générer les données horaires.

IV.3 Comparaison des technologies photovoltaïques en zone soudano-sahélienne

IV.3.1 Comparaison des technologies par voie expérimentale

IV.3.1.1 Ressources solaires du site

La *Figure IV-5* montre les moyennes mensuelles de l'irradiation journalière reçue sur plan horizontal en 2012, sur le site. On présente ici les données complètes de 2012 à défaut d'avoir celles de la période d'étude et sachant que les variations de la météorologie locale d'une année à l'autre ne sont pas très significatives surtout si les années sont proches comme c'est le cas ici (2012 et 2015). Ces données ont été mesurées par une des stations météorologiques du LESEE, installée non loin du banc I-V. Selon ces données, le mois le plus ensoleillé est celui de Mars avec une irradiation journalière moyenne de 6,44 kWh/m²/j et le mois le moins ensoleillé est Juillet avec une irradiation de 5,42 kWh/m²/j.

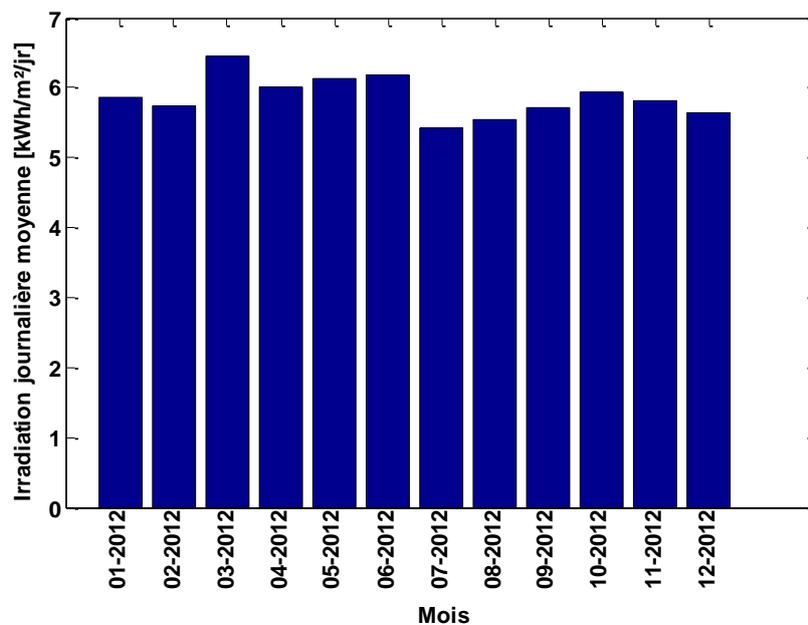


Figure IV-5 : Moyenne journalière mensuelle de l'irradiation sur plan horizontal sur le site en 2012.

La *Figure IV-6* montre les variations de température ambiante du site. Chaque rectangle donne les caractéristiques de position de la distribution de température du mois considéré. Les bords inférieur et

supérieur représentent respectivement le premier et le troisième quartile. Le segment central représente la médiane.

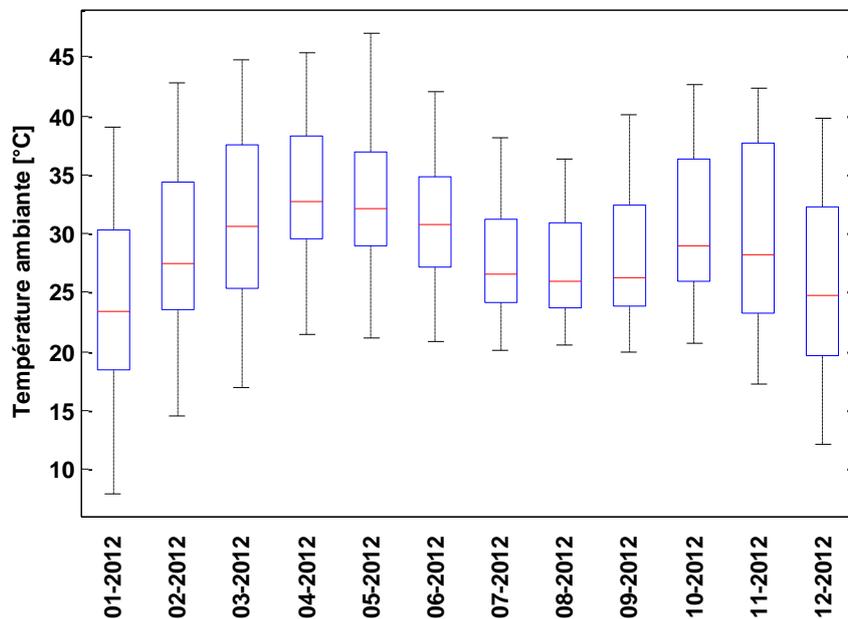


Figure IV-6 : Variation des températures moyennes horaires sur le site en 2012.

Sur la **Figure IV-6**, on observe que la valeur maximale de la température ambiante enregistrée sur le site est d'environ 47 °C et est obtenue au cours du mois de Mai. La valeur minimale de température est de 8 °C et obtenue en Janvier. Considérant les valeurs médianes de température (traits rouges sur la **Figure IV-6**), on remarque que le mois le plus chaud est celui d'Avril avec une température médiane de 33 °C. Le mois le plus froid est celui de Janvier avec une moyenne des températures de 24 °C.

IV.3.1.2 Analyse des performances des modules

Avant de procéder à l'analyse comparée des performances des modules étudiés, la fonction de répartition de l'irradiation reçue sur leur surface en fonction de l'irradiance a été déterminée conformément à la procédure décrite dans la section **I.7.3**. La **Figure IV-7** présente la courbe de répartition de l'irradiation reçue sur la surface des modules pendant la période de caractérisation. Elle révèle que 46,58 % de l'irradiation reçue par les modules pendant la période de caractérisation est obtenue pour des valeurs d'irradiance supérieures à 800 W/m², 49,74 % de cette même irradiation est obtenue sous des valeurs d'irradiance allant de 200 W/m² à 800 W/m² et seulement 3,68 % de l'irradiation correspond à des valeurs d'irradiance inférieures à 200 W/m². Ce constat indique que la quasi-totalité, soit plus de 96,32 % de l'irradiation du site, est reçue sous irradiance supérieure à 200 W/m². Ceci est justifiable par la nature très ensoleillée du site.

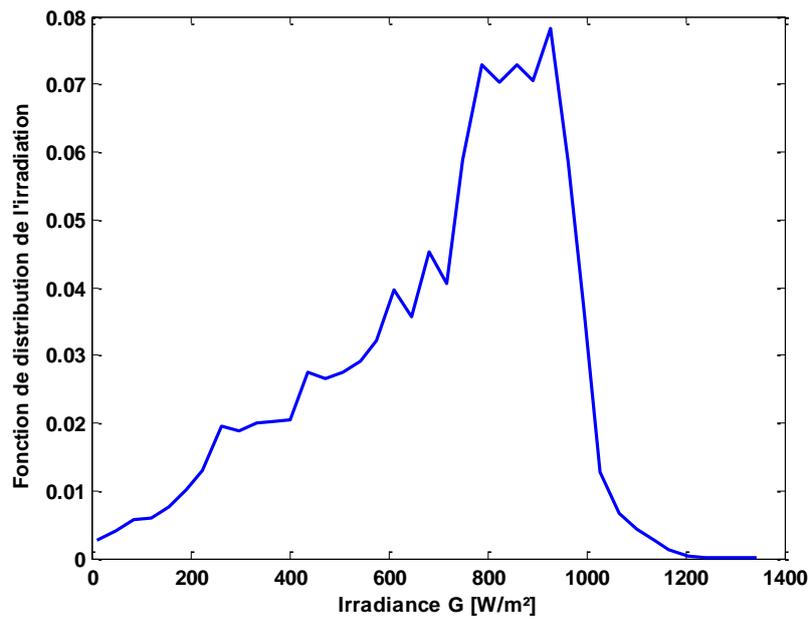


Figure IV-7 : Courbe de répartition de l'irradiation reçue sur la surface des modules en fonction de l'irradiance durant la période de caractérisation (du 1^{er} Août 2014 au 31 Juillet 2015).

La **Figure IV-8** quant à elle, montre les plages de température des modules en fonction des niveaux d'irradiance reçus sur leur surface.

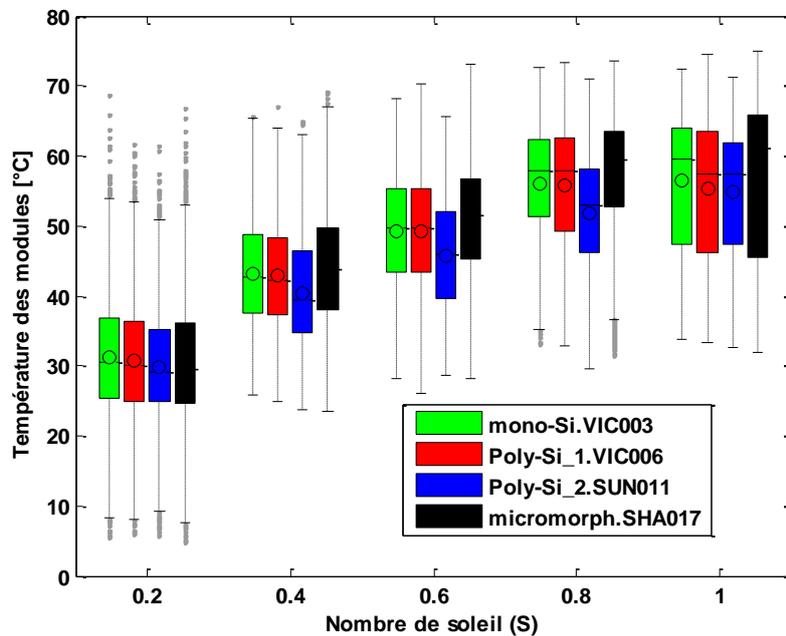


Figure IV-8 : Variation des températures des modules étudiés en fonction de l'irradiance reçue sur leur surface.

Cette figure montre que les modules fonctionnent sous de larges plages de températures allant de 6 °C à 75 °C. En fait la température des modules fluctue généralement entre 0 °C et 65 °C dans de nombreuses études réalisées sur les modules PV en France [11], Allemagne [115], Espagne [55] et au Japon [121]. La

forte dispersion constatée dans les nuages de points peut s'expliquer soit pas de fréquents passages nuageux soit par les variations diurnes normales de la température des modules. En effet, comme le montre la Figure IV-8, l'évolution de l'irradiance solaire globale au cours d'une journée est généralement caractérisée par une courbe en cloche. Sur cette courbe en cloche, on constate pour un même niveau d'irradiance, que la température du module est plus élevée dans la soirée, à cause de l'accumulation de chaleur à l'intérieur du module.

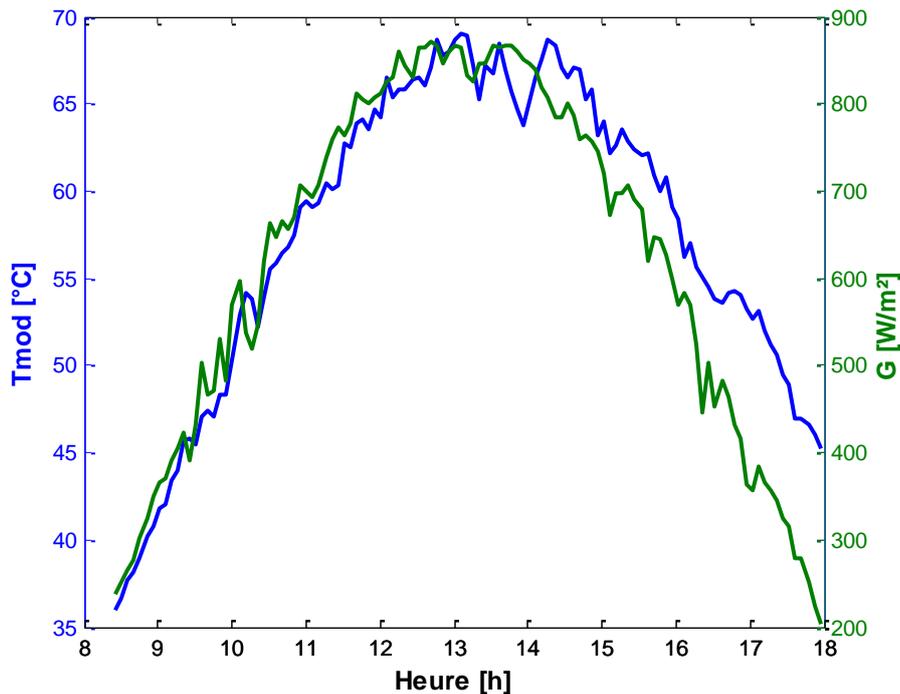


Figure IV-9 : Variations diurnes de la température et de l'irradiance d'un module PV.

On remarque aussi sur la **Figure IV-8**, des valeurs de température de module inférieures à celles du milieu ambiant. Il s'agit en fait des températures inférieures à la valeur minimale (8 °C) de température ambiante mesurée sur le site. Ce phénomène a aussi été observé dans les travaux de Cañete et al. [55] et peut survenir à l'aube ou au crépuscule sous certaines conditions d'irradiance, de température ambiante et d'humidité relative. Ceci peut s'expliquer par le rayonnement nocturne infrarouge des modules. Il peut être aussi dû à l'aube par exemple, à l'évaporation de la rosée condensée dans la nuit, sur la surface des modules.

La **Figure IV-10.a**, montre les ratios de performance des modules étudiés en fonction du niveau d'irradiance. Toutes les courbes de performance se retrouvent en dessous de l'unité. Ce qui voudrait signifier que tous les modules ont des performances sur le site inférieures aux performances STC données par les constructeurs respectifs. Le module micromorphe SHA017 présente les plus grandes valeurs de ratios de performance nonobstant les conditions météorologiques d'irradiance et de température du site.

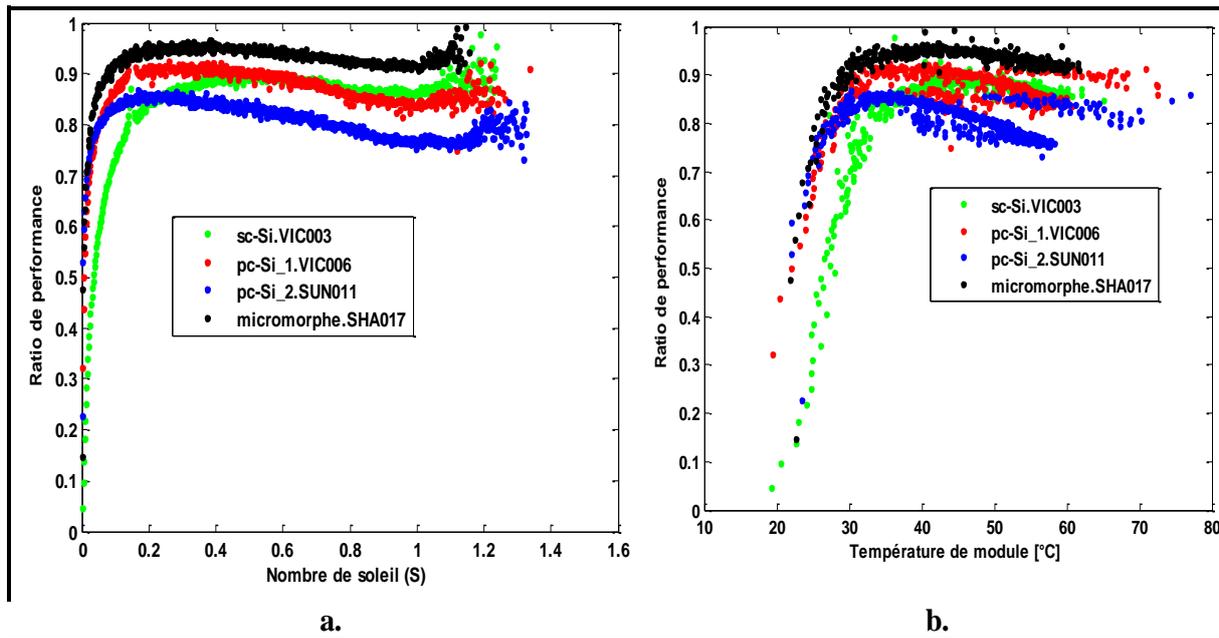


Figure IV-10 : Ratios de performance des modules étudiés en fonction (a) du nombre de soleil et (b) de la température des modules PV.

La même remarque est faite sur la **Figure IV-10.b** qui présente les ratios de performance en fonction de la température des modules. Ces figures semblent indiquer que le micromorphe est la technologie la plus indiquée pour le site d'étude avec un ratio de performance de 93 %. Si la supériorité du micromorphe est remarquable quel que soit la météorologie locale, la classification n'apparaît pas aussi évidente pour les autres modules. En effet pour des valeurs d'irradiance supérieures à 200 W/m², les modules monocristallin VIC003 et polycristallin VIC006 du même constructeur VICTRON, présentent des performances semblables pendant que le polycristallin SUN011 de SUNPOWER a les plus faibles performances. Pour des valeurs d'irradiance inférieures à 200 W/m², on constate que tous les deux modules polycristallins (VIC006 et SUN011) ont des performances supérieures à celles du monocristallin VIC003. L'analyse des performances des modules dans cette dernière plage d'irradiance, n'est cependant pas pertinente pour le site, vu que la quasi-totalité de l'irradiation est reçue sous des valeurs d'irradiance supérieures à 200 W/m². Sur les **Figure IV-10.a** et **b**, on remarque aussi une décroissance de toutes les courbes de ratio à partir d'une certaine valeur d'irradiance typiquement 200 W/m² et un rebondissement à partir d'environ 1000 W/m². Le rebondissement observé sur ces figures pour des valeurs élevées d'irradiance (supérieures à 1000 W/m²) peut être due à l'augmentation de la vitesse du vent et par ricochet la diminution de la température ambiante dans ce domaine d'irradiance. Ce dernier phénomène a été aussi observé dans les travaux de Congedo et al. [130]. Par ailleurs, on recense principalement trois causes de chute de performances des modules en milieu naturel :

- l'effet de la température [120], [122],

- l'effet de la résistance série du module pour des valeurs d'irradiance élevées [11], [59],
- les recombinaisons des porteurs minoritaires pour de faibles valeurs d'irradiance [11], [59].

L'effet de la température sur les ratios de performance peut s'apprécier à travers les coefficients de température relatifs à la puissance maximale des modules. D'après les travaux de Nishioka et al. [121], les valeurs élevées des coefficients de température du P_{mp} , sont responsables des baisses de production d'énergie et par conséquent des baisses de performances des modules. On remarque sur la **Figure IV-10** et dans le **Tableau III-2**, que les coefficients de température des modules donnés par les fabricants corrélient bien avec le classement de leurs performances sur le site sauf pour le module SUN011. En effet d'après le **Tableau III-2**, le module SUN011 a un coefficient de température de $-0,45\% / ^\circ\text{C}$, induisant moins de pertes de puissance que celui des modules monocristallin VIC003 et polycristallin VIC006 qui est de $-0,48\% / ^\circ\text{C}$. Le module SUN011 devait donc avoir des performances meilleures à celles des modules VIC003 et VIC006, ce qui n'est pas le cas. Pour mieux apprécier l'influence de la température sur les performances des modules, les valeurs des puissances maximales extraites des courbes I-V mesurées ont été corrigées en température pour retrouver les valeurs équivalentes à 25°C . La correction en température est faite grâce à la dépendance linéaire bien connue [33] entre la puissance maximale et la température de jonction des modules. Les coefficients de température utilisés sont ceux du **Tableau III-2**. La **Figure IV-11** montre les ratios de performance obtenus après la correction en température à 25°C .

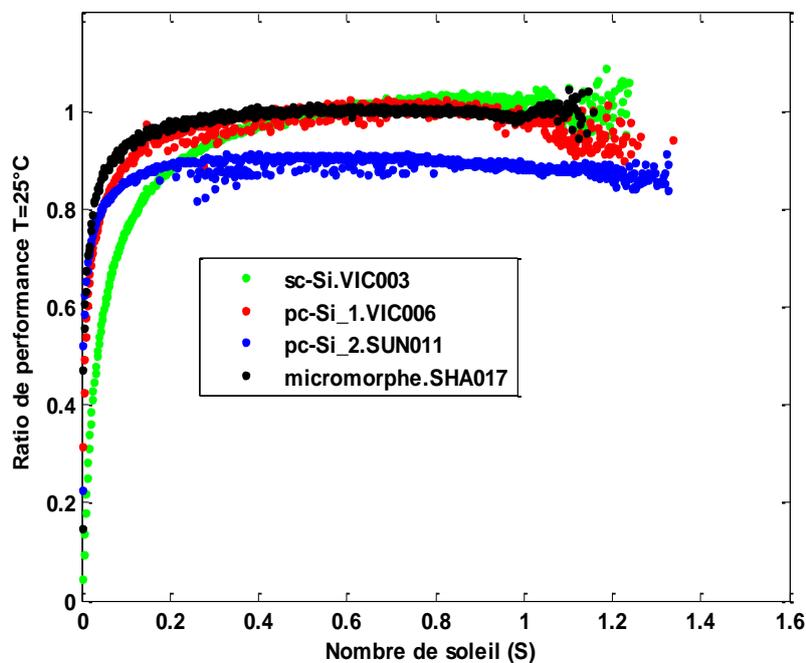


Figure IV-11 : Ratios de performance corrigés à 25°C en fonction de l'irradiance.

Les valeurs moyennes des ratios de performance réels et corrigés à une température de 25°C , sont reportées dans le **Tableau IV-3**.

Tableau IV-3 : Valeurs réelles et corrigées en température des ratios de performance des modules étudiés.

Modules	PR (G, T)		PR (G, T = 25°C)		Effet dépréciatif de la température	Nombre de courbes I-V traitées
	moyenne	std ^(*)	moyenne	std ^(*)		
VIC003	0,844	0,111	0,945	0,145	0,102	29202
VIC006	0,845	0,149	0,937	0,171	0,092	29135
SUN011	0,805	0,054	0,879	0,057	0,074	30790
SHA017	0,925	0,062	0,977	0,073	0,052	33529

*std : déviation standard

Après correction en température, on remarque sur la **Figure IV-11**, la superposition des courbes de performance des modules VIC003, VIC006 et SHA017 pour des valeurs d'irradiance supérieures à 200 W/m². Cette correction en température montre clairement que le principal paramètre influant sur les performances des trois derniers modules sur le site, est la température. Cette figure n'explique cependant pas la faible performance du polycristallin SUN011. Deux hypothèses peuvent être faites : soit le coefficient de température donné par le constructeur pour le module SUN011 est erroné, soit il existe un autre paramètre inhibiteur de ses performances comme sa résistance série par exemple. Pour vérifier cette hypothèse, une recherche des coefficients de température des modules en milieu réel a été faite. Les coefficients de température ont été déterminés pour différentes valeurs d'irradiance en considérant l'incertitude relative de $\pm 3\%$ du pyranomètre CM11 utilisé pour les mesures comme le recommande les travaux de Kamkird et al. [109]. En effet le coefficient de température exprime la variation linéaire de la puissance maximale d'un module en fonction de sa température pour une irradiance fixe [57]. Plusieurs travaux ont montré que la valeur du coefficient de température varie en fonction de l'irradiance [57], [131] [109], [129]. La **Figure IV-12** montre les variations des coefficients de température des modules étudiés en fonction de l'irradiance. Les valeurs moyennes correspondantes des coefficients de température sont données dans le **Tableau IV-4**. Ces données montrent que le module SUN011 a globalement le pire coefficient de température avec une valeur moyenne de $-0,37\%/^{\circ}\text{C}$ pendant que les modules VIC003, VIC006 et SHA017 ont des valeurs moyennes respectives de $-0,06\%/^{\circ}\text{C}$, $-0,19\%/^{\circ}\text{C}$ et $0,09\%/^{\circ}\text{C}$. Les résultats sont en parfait accord avec le comportement du module SUN011 sur le site. L'hypothèse que les coefficients de température donnés par les fabricants ne sont pas toujours représentatifs du comportement sur site des modules, est donc confortée.

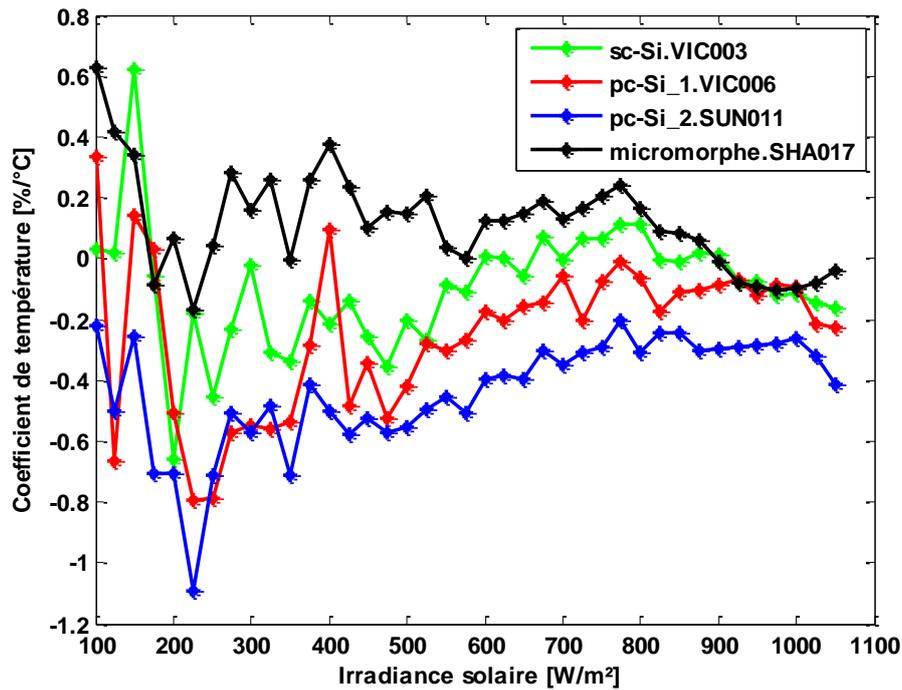


Figure IV-12 : Variation des coefficients de température des modules étudiés en fonction de l'irradiance.

Il est à noter que les valeurs moyennes données dans le **Tableau IV-4** sont pondérées par les nombres de courbes I-V traitées. On peut remarquer conformément aux travaux de Kamkird et al. [109], que le module micromorphe présente des coefficients de température positifs surtout pour de faibles valeurs d'ensoleillement.

Tableau IV-4 : Valeurs des coefficients de température des modules en fonction de l'irradiance.

Coefficient de température de la puissance maximale [%/°C]				
G [W/m²]	VIC003	VIC006	SUN011	SHA017
200	-0,66	-0,51	-0,70	0,06
300	-0,02	-0,55	-0,57	0,16
400	-0,21	0,09	-0,50	0,38
500	-0,20	-0,42	-0,56	0,15
600	0,01	-0,18	-0,40	0,12
700	-0,01	-0,06	-0,35	0,13
800	0,11	-0,06	-0,31	0,16
900	0,02	-0,09	-0,30	-0,01
1000	-0,11	-0,09	-0,26	-0,10
1050	-0,16	-0,23	-0,41	-0,04
Valeur moyenne	-0,06	-0,19	-0,37	0,09

L'étude s'est ensuite focalisée sur l'influence de la résistance série sur les performances des modules PV. Pour cela, la résistance série de chacune des courbes I-V a été obtenue grâce au modèle électrique classique à une diode et cinq paramètres (L5P) et à l'approche LM bien décrit dans un des articles publiés dans le cadre de cette thèse [87]. La **Figure IV-13** présente les différentes valeurs de résistances séries obtenues en fonction de la température des modules.

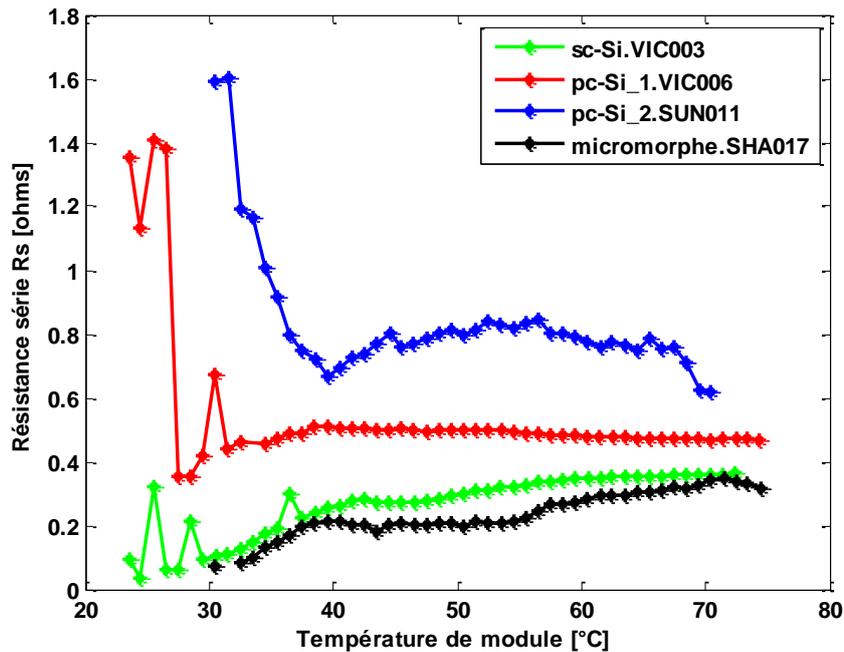


Figure IV-13 : Variation des coefficients de température des modules étudiés en fonction de l'irradiance.

On remarque globalement sur cette figure, que le polycristallin SUN011 présente les plus grandes valeurs de résistance série. Les effets combinés de la résistance série et du coefficient de température seraient donc à l'origine des mauvaises performances observées sur ce module.

IV.3.2 Comparaison des technologies par voie de simulation

Les réseaux PMC précédemment conçus, sont simulés pour retrouver les ratios de performances des modules sur la même période d'étude (du 1^{er} Août 2014 au 31 Juillet 2015). On a utilisé ici les données météorologiques TMY de Ouagadougou et celles mesurées en 2012 par la station météorologique de 2iE. La comparaison des résultats de simulation aux données expérimentales nous permettra d'estimer l'incertitude induite par l'utilisation des données météorologiques de type TMY.

Chacune des figures IV.13 et IV.14 présente en couleur verte les ratios de performances obtenus expérimentalement. En couleur bleue, on a l'estimation faite par les PMC à partir des données mesurées par la station de 2iE. Enfin, on a en couleur rouge l'estimation faite par les PMC grâce aux données de type TMY. De façon générale, on remarque une superposition des trois courbes dans la gamme

d'irradiance allant de 0 à 1000 W/m². Les estimations sont donc bien faites par les réseaux PMCs dans cette gamme d'irradiance.

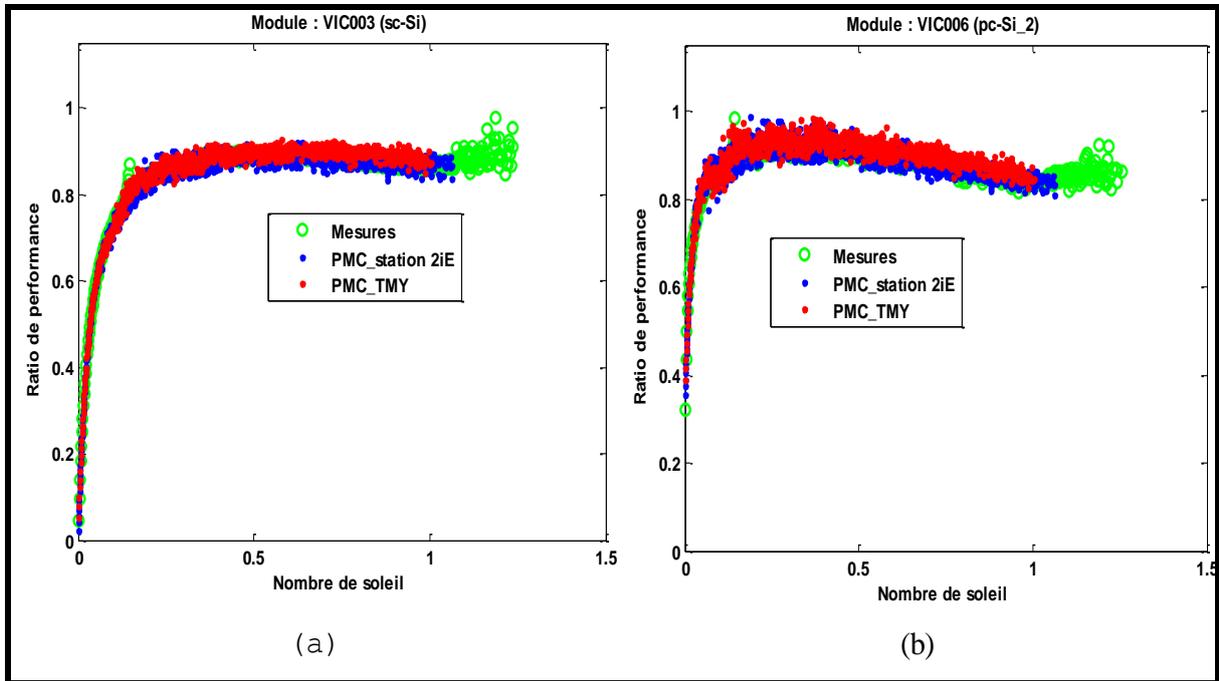


Figure IV-14 : PR mesuré versus PR estimé à partir des données météorologiques TMY et mesurées au sol par la station de 2iE (a) ViC003 et (b) VIC006.

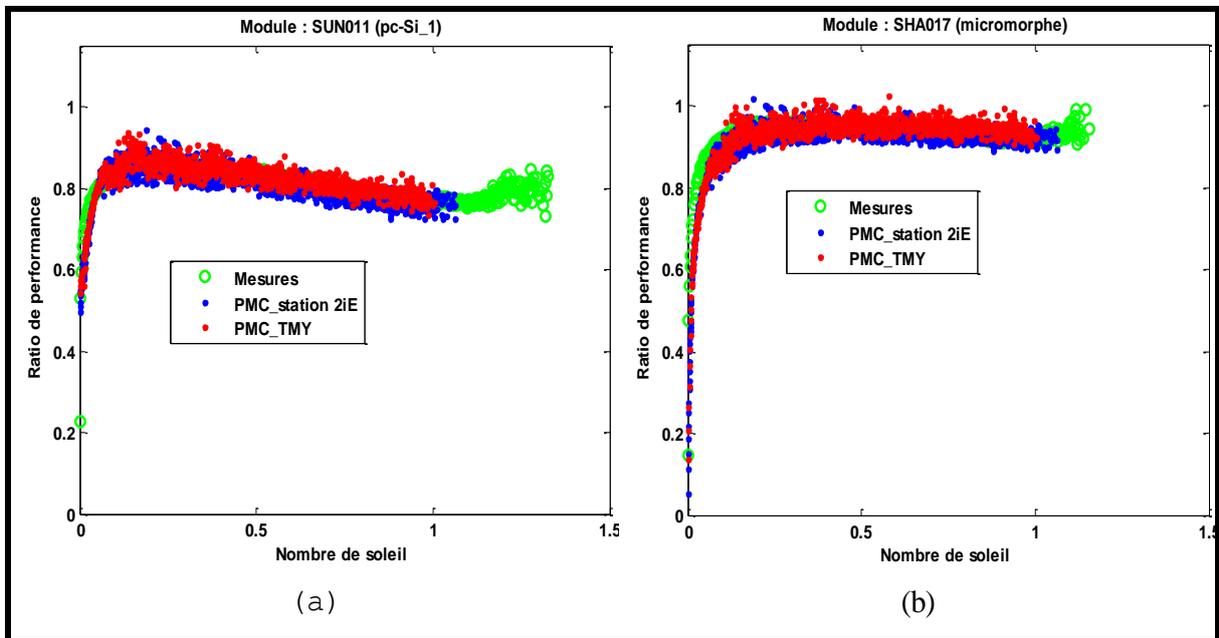


Figure IV-15 : PR mesuré versus PR estimé à partir des données météorologiques TMY et mesurées au sol par la station de 2iE (a) SUN011 et (b) SHA017.

Toutefois, on ne retrouve ni dans les données TMY, ni dans les données de la station 2iE, des valeurs d'irradiance supérieures à 1,2 soleil (1 200 W/m²). Celles-ci sont par contre largement dépassées dans les

données expérimentales où on a des valeurs instantanées du nombre de soleil atteignant par moment 1,35 soleil. Ceci peut provenir du fait que les valeurs expérimentales du PR sont obtenues à partir de la ressource solaire, estimée par le rapport $I_{cc}/I_{cc,STC}$ plutôt que G/G_{STC} .

Le **Tableau IV-5** ci-dessous présente les valeurs moyennes des PR estimés et les erreurs relatives correspondantes. Excepté le cas du module polycristallin VIC006, toutes les erreurs relatives sont dans les limites acceptables de 2 %, obtenues durant la phase de validation des réseaux PMCs. Les erreurs relatives de 4% et 6% obtenues pour le VIC006, peuvent être en partie dues à la dispersion des valeurs de ses mesures. En effet, comme l'indique **Tableau IV-3**, ce module présente un écart type plus élevé sur la valeur moyenne de ses ratios de performance. On peut également noter sur le **Tableau IV-5**, que les erreurs relatives sont plus faibles avec les données mesurées par la station de 2iE. Ce qui est prévisible car ces données sont réelles et plus proches du microclimat des modules surtout en ce qui concerne la température ambiante. Elles ne sont en effet ni moyennées sur plusieurs années, ni issues des modèles stochastiques comme c'est le cas des données de type TMY. On observe en effet, par endroit, des différences de l'ordre de 7°C entre les valeurs de température, fournies par ces deux sources. Les températures mesurées par la station de 2iE, sont plus élevées que celles données par Meteonorm. Les ratios de performance obtenues avec les données de type TMY sont donc légèrement plus élevées. De façon générale, on observe une bonne performance des réseaux de neurones indépendamment de la source des données météorologiques. Le classement entre les technologies obtenues avec les données expérimentales, est le même qu'avec les réseaux PMC. Ces réseaux peuvent donc être utilisés à juste titre pour obtenir les performances des modules dans les quatre zones climatiques restantes.

Tableau IV-5 : PR estimés par les réseaux PMCs à partir de deux sources de données météo (TMY & 2iE).

Modules	Banc I-V	PMC		PMC	
	PR	Données météo : station 2iE	Erreur Rel.	Données météo : TMY	Erreur Rel.
VIC003, sc-Si	0,84	0,83	0,0136	0,85	0,0022
VIC006, pc-Si_2	0,85	0,88	0,0401	0,89	0,0570
SUN011, pc-Si_1	0,80	0,81	0,0017	0,82	0,0208
SHA017, micromorphe	0,92	0,91	0,0136	0,93	0,0032

La **Figure IV-17** présente les valeurs moyennes mensuelles des ratios de performances des modules sur le site de Ouagadougou.

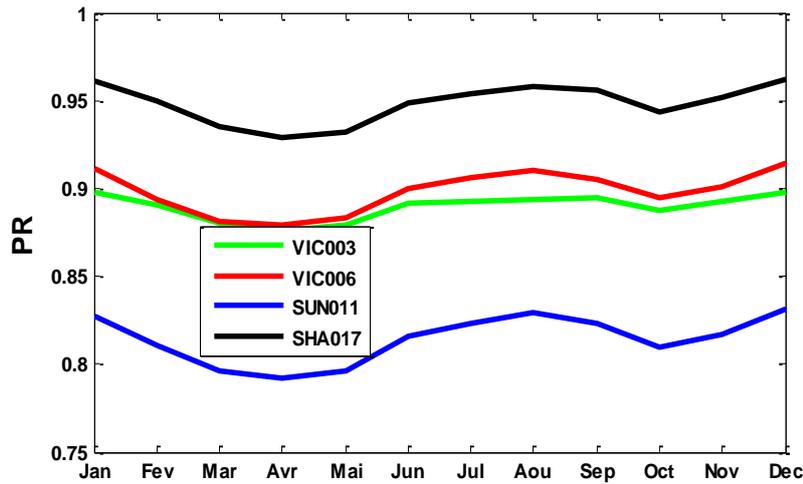


Figure IV-16 : Ratios de performance moyens mensuels des modules en zone soudano-sahélienne à Ouagadougou.

On remarque que les courbes du PR ont globalement les mêmes allures. Cette allure commune est à l'opposé de la variation des moyennes mensuelles de température ambiante, observée sur la *Figure IV-6*. Les pires performances des modules sont en effet observées en période chaude et inversement.

IV.4 Comparaison des technologies dans les autres zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest

IV.4.1 Zone saharienne

Deux localités ont été choisies dans la zone saharienne. Il s'agit de Bilma au Niger et de Kidal au Mali. La Figure IV-17 présente les variations de température ambiante et d'irradiation moyenne journalière dans ces deux localités.

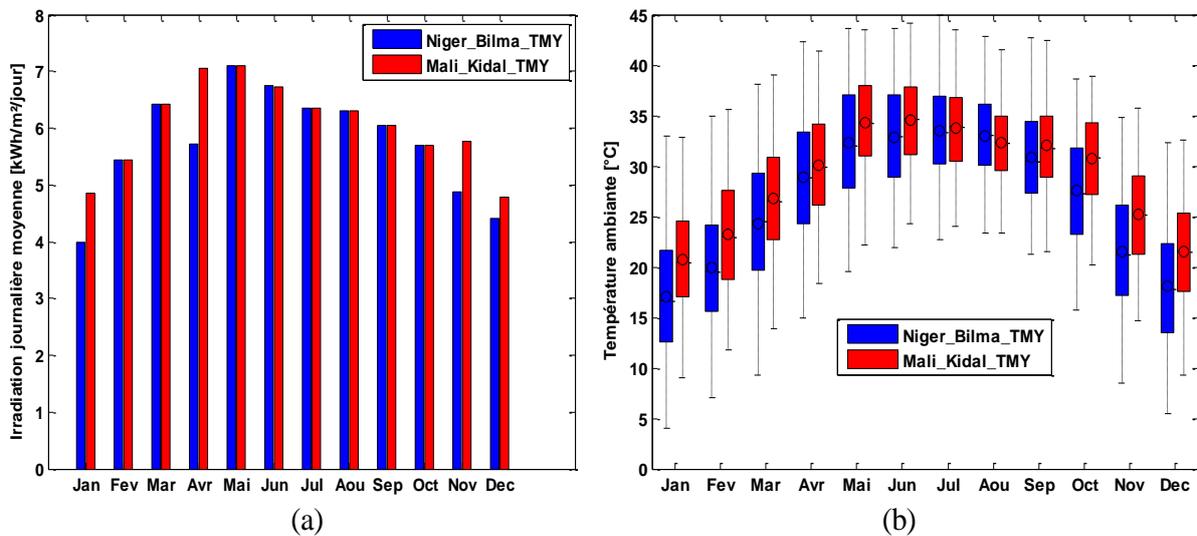


Figure IV-17 : Conditions météorologiques en zone saharienne (a) Irradiation moyenne journalière (b) Température ambiante.

On note globalement que les conditions météorologiques sont très voisines sur les deux sites surtout en ce qui concerne l'irradiation. Le site malien est cependant légèrement plus ensoleillé et plus chaud tout au long de l'année. Les mois les moins ensoleillés sont respectivement Décembre (4,78 kWh/m²/jr) et Janvier (3,98 kWh/m²/jr). Sur les deux sites, Mai est le mois le plus ensoleillé avec une irradiation moyenne journalière de 7,1 kWh/m²/jr. Les températures ambiantes varient de 4°C à 45°C à Bilma au Niger et de 9°C à 44 °C à Kidal au Mali.

La Figure IV-18 donne les courbes des ratios de performances moyens des modules sur les deux sites. On remarque que les courbes ont globalement les mêmes allures. Elles sont toutes en forme de cloche avec comme creux, les mois les plus chauds (Mai, Juin, juillet, Août). Les pires performances des modules sont observées en Mai qui est le mois le plus ensoleillé mais aussi le plus chaud sur les deux sites.

Les moyennes barycentriques des ratios de performances ont été ensuite calculées. Elles ont été obtenues en pondérant chaque ratio mensuel de performance, d'un coefficient représentant la contribution de l'irradiation du mois dans l'irradiation annuelle sur le site. Les moyennes des ratios obtenues sont très voisines sur les deux sites avec un écart maximal de 0,006 % de plus pour la région de Bilma. Au Mali, les ratios de performances moyennés sur toute l'année sont respectivement de 95 %, 89 %, 89 % et 81 % pour les modules micromorphe SHA017, monocristallin (VIC003), polycristallin (VIC006) et polycristallin (SUN011).

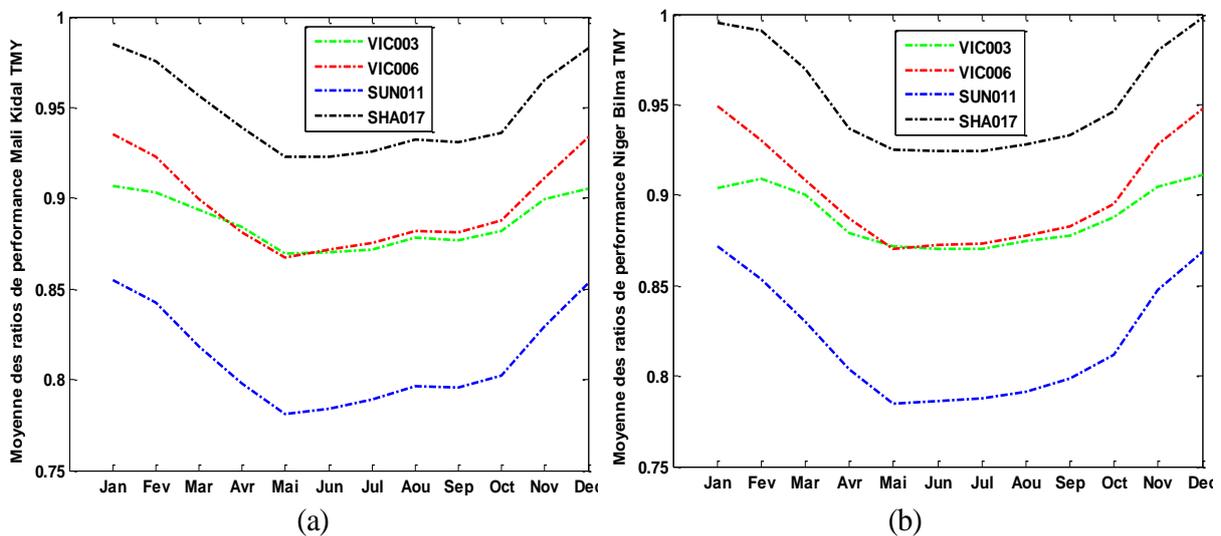


Figure IV-18 : Ratios de performance moyens mensuels des modules en zone saharienne (a) Kidal au Mali (b) Bilma au Niger.

Des quatre modules étudiés, le module micromorphe SHA017 est le plus indiqué pour la zone saharienne. Ce module offre en effet, la plus faible perte (5 % en moyenne) d'énergie sous l'influence des conditions météorologiques sahariennes.

On remarque aussi qu'indépendamment du mois, le polycristallin SUN011 présente les plus faibles performances sur les deux sites avec une baisse moyenne d'énergie de l'ordre de 19 % par rapport à l'indication du fabricant. Le module SUN011 est de même technologie polycristalline que le module VIC006 mais présente une baisse de performance beaucoup plus grande sur le site avec un gap d'environ 8 %. Ceci révèle la nécessité de caractériser les modules avant leur vulgarisation dans toute région.

IV.4.2 Zone sahélienne

Dori est la seule localité choisie au Burkina Faso en zone sahélienne. La Figure IV-19 présente les conditions météorologiques de ladite localité. Le mois d'Avril est le plus ensoleillé avec une irradiation moyenne journalière de 6,74 kWh/m²/j. Les températures varient sur le site de 10,5 à 43 °C. Le mois de Mai est le plus chaud avec une température moyenne de 33,12 °C et maximale de 43 °C. La Figure IV-20 présente les moyennes mensuelles des ratios de performance, des modules étudiés sur le site de Dori. Les allures des courbes sont différentes de celles de la zone saharienne. Ici, on note plutôt deux creux respectivement en Avril et en Octobre. Cette observation confirme la dissemblance des climats saharien et sahélien. Les modules présentent les plus faibles performances au cours des mois les plus chauds (Avril, Mai, Octobre). Les variations de la courbe des ratios de performances des modules s'opposent à celles des températures ambiantes sur le site.

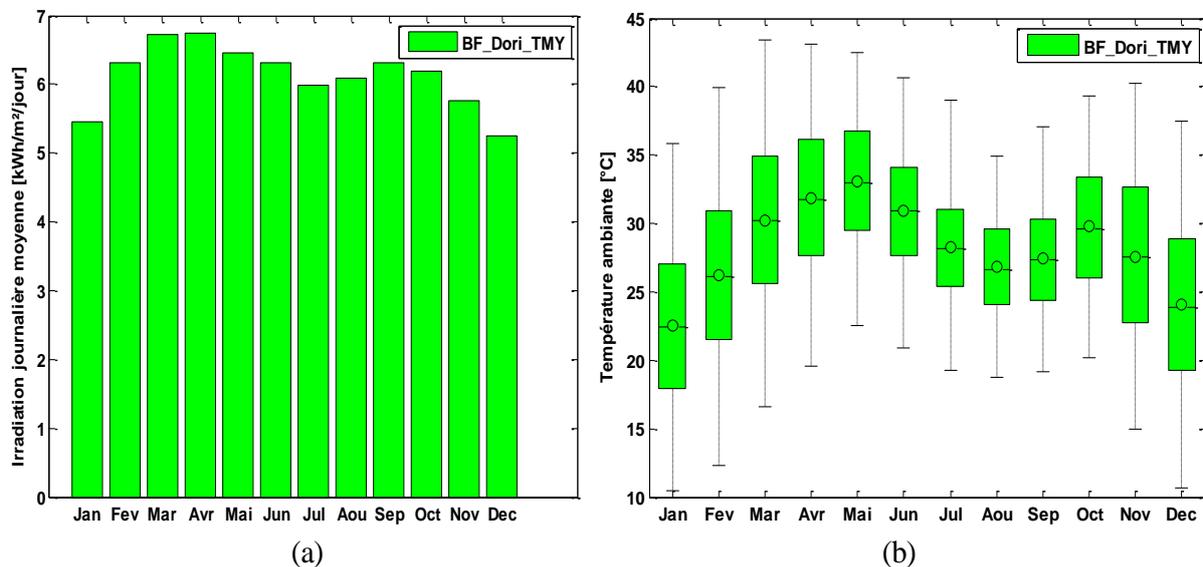


Figure IV-19 : Conditions météorologiques en zone sahélienne (a) Irradiation moyenne journalière (b) Température ambiante.

Les moyennes barycentriques des ratios mensuels de performances des modules sont de : 95 % (SHA017), 90 % (VIC006), 89 % (VIC003), et 81 % (SUN011). Malgré la discordance des climats, ces ratios sont globalement les mêmes que ceux obtenus en zone saharienne. Ici aussi le micromorphe semble être le

meilleur module suivi du polycristallin (VIC006) et du monocristallin (VIC003). Le polycristallin SUN011 apparaît ici aussi comme ayant les pires performances sur site.

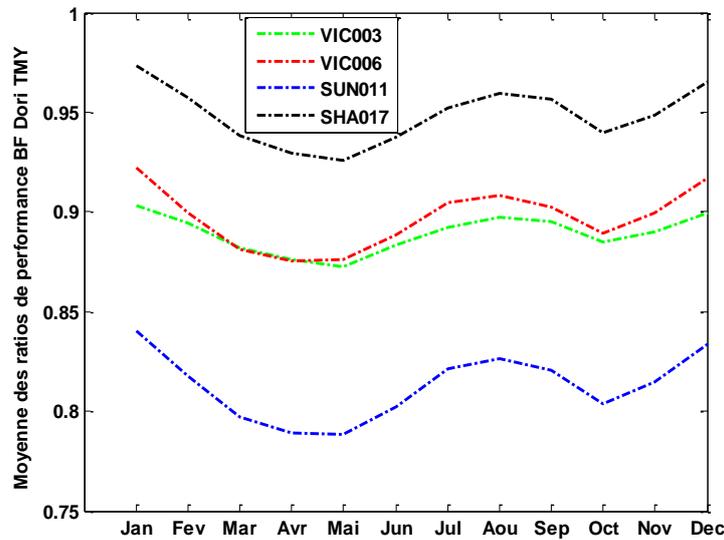


Figure IV-20 : Ratios moyens mensuels de performance des modules à Dori en zone sahélienne.

IV.4.3 Zone soudanienne

La zone soudanienne est représentée dans cette étude par la ville de Bobo-Dioulasso au Burkina Faso. Les conditions météo de cette ville sont données par la Figure IV-21.

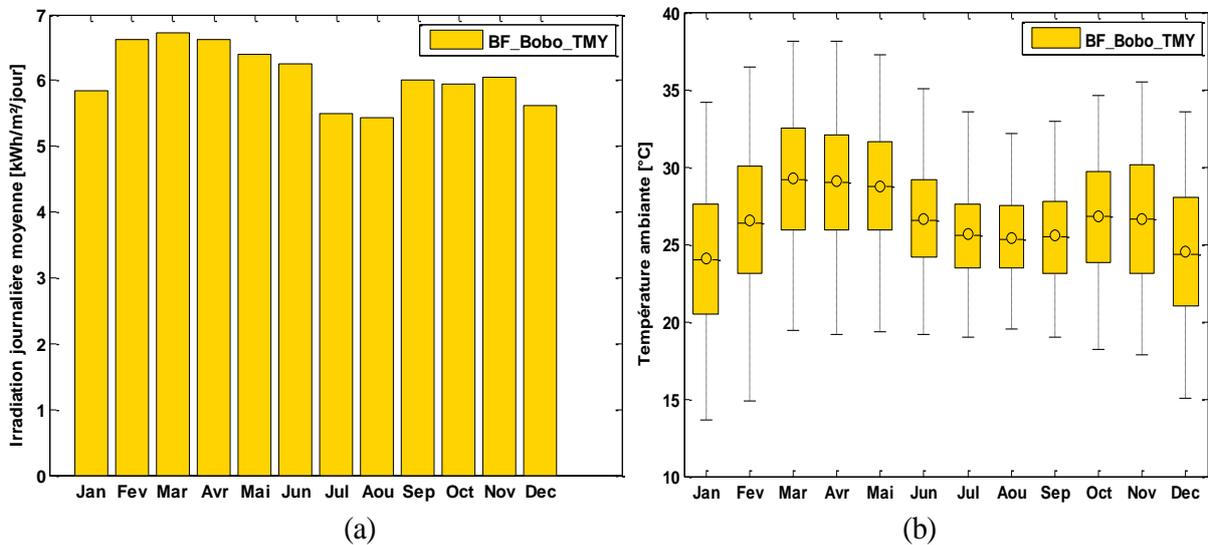


Figure IV-21 : Conditions météorologiques en zone soudanienne (a) Irradiation moyenne journalière (b) Température ambiante.

Les irradiances journalières varient de 5,44 kWh/m²/j en Août à 6,61 kWh/m²/j en Mars. Les températures quant à elles, varient de 13,6 °C en Janvier à 38,6 °C en Mars. Le mois de Mars est donc le plus chaud mais aussi le plus ensoleillé avec une irradiation moyenne journalière de 6,73 kWh/m²/j et une température ambiante moyenne de 29,3°C. La Figure IV-22 donne les moyennes mensuelles des ratios de performances des modules à Bobo.

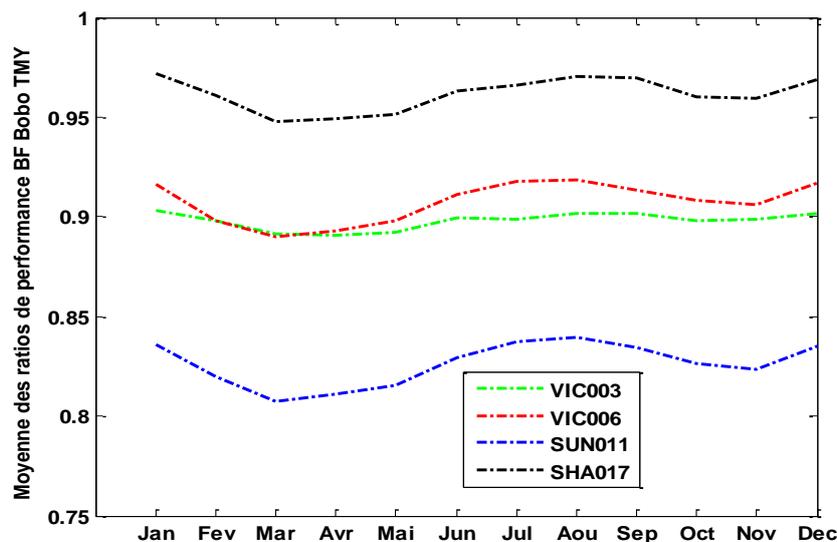


Figure IV-22 : Ratios de performances moyens mensuels des modules à Bobo Dioulasso en zone soudanaïenne.

Les moyennes barycentriques des ratios mensuels de performances des modules sont de : 96 % (SHA017), 91 % (VIC006), 90 % (VIC003), et 83 % (SUN011). On remarque que les ratios de performances sont légèrement plus élevés dans cette zone (environ 1 % de plus) du fait des températures plus faibles rencontrées à Bobo. Cependant le classement des différentes technologies demeure le même que dans les régions précédentes.

IV.4.4 Zone guinéenne

La zone guinéenne est représentée dans l'étude par deux villes de la côte d'Ivoire. Il s'agit notamment de Bouaké et de Daloa. La Figure IV-23 présente les variations de température ambiante et l'irradiation moyenne journalière de ces deux localités. Les conditions météorologiques sont beaucoup plus clémentes dans la zone guinéenne. Les irradiances varient de 3,51 à 6,11 kWh/m²/jr. Les températures quant à elles varient de 16,11 °C en Janvier à 37,72 °C en Février. On note globalement que les conditions météorologiques présentent des dissemblances dans les deux villes. La ville de Bouake est plus ensoleillée et l'écart entre les moyennes mensuelles des irradiances journalières atteint sa valeur maximale de 1,33 kWh/m²/jr en Février. Les températures sont par contre relativement voisines avec des écarts inférieurs à 1 °C.

La Figure IV-24 donne les ratios de performances moyens mensuels des modules sur les deux sites. Les moyennes barycentriques des ratios mensuels de performances des modules sont de :

- 96 % (SHA017), 91 % (VIC006), 90 % (VIC003), et 83 % (SUN011) à Bouaké,
- 96 % (SHA017), 91 % (VIC006), 89 % (VIC003), et 84 % (SUN011) à Daloa.

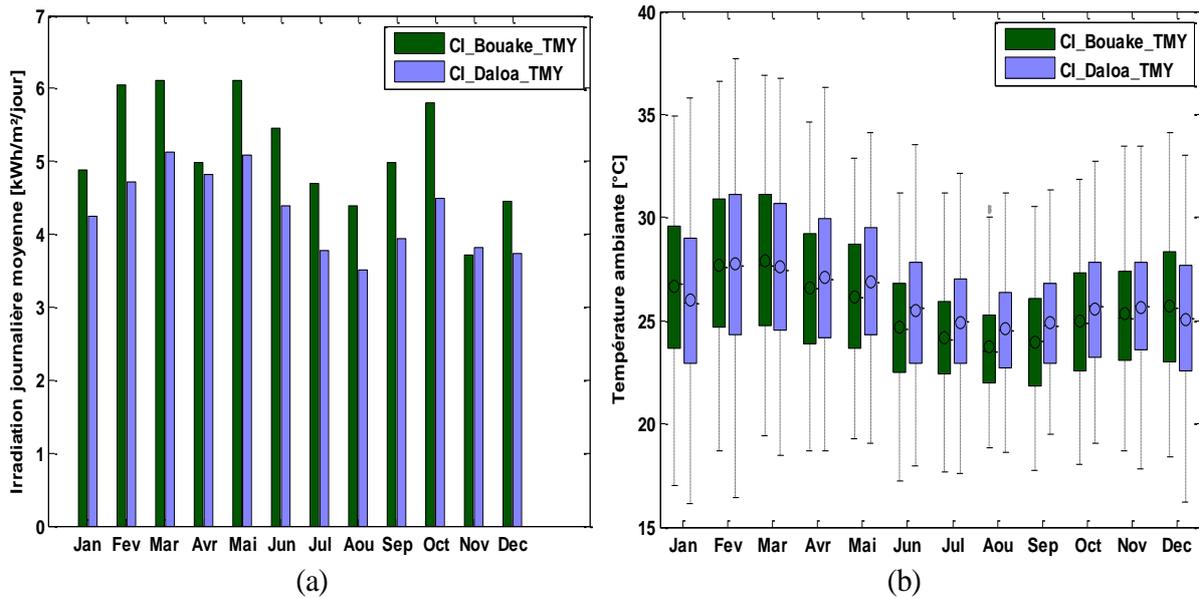


Figure IV-23 : Conditions météorologiques en zone guinéenne (a) Irradiation moyenne journalière (b) Température ambiante.

On remarque que les ratios de performance sont pratiquement identiques dans ces deux régions malgré les écarts non négligeables constatés dans les irradiances journalières. Si on se rappelle que les températures sont voisines sur les deux sites, ce constat conforte une fois encore l'effet prépondérant de la température sur les performances des modules dans les différentes zones climatiques.

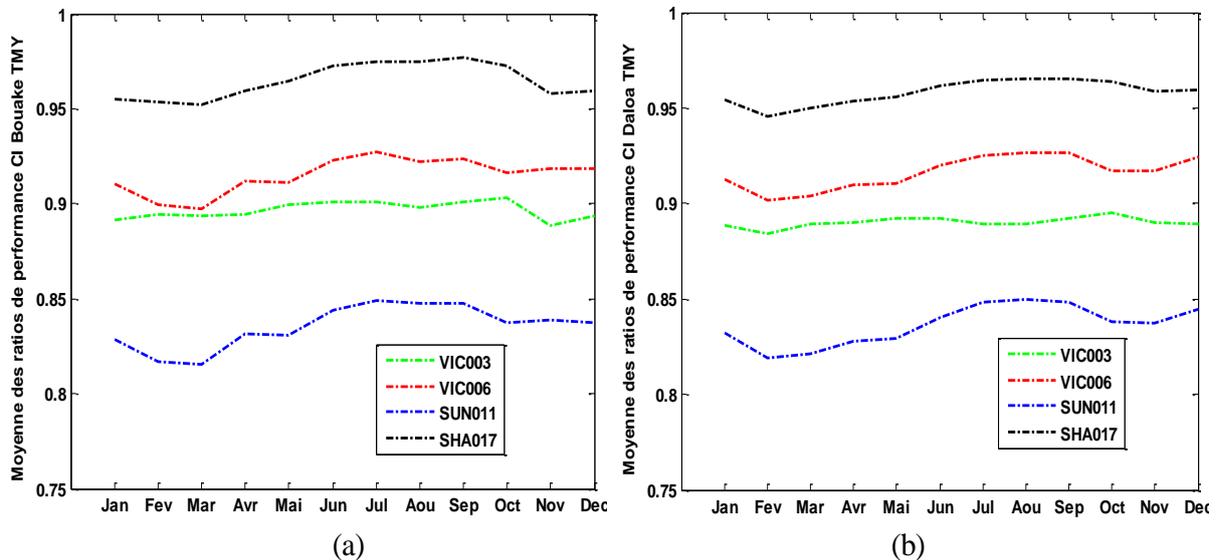


Figure IV-24 : Ratios moyens mensuels des performances des modules à Ouagadougou en zone guinéenne. (a) ville de Bouake en CI; (b) ville de Daloa en CI.

IV.5 Récapitulatif des performances des modules dans les différentes zones

La Figure IV-25 présente le récapitulatif des performances des modules pour les sept villes retenues dans l'ensemble des cinq zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest. On constate que le classement des différentes technologies est le même dans toutes les zones climatiques étudiées. Le module micromorphe SHA017 vient toujours en tête et le polycristallin SUN011 présente les pires performances sur tous les sites étudiés. Le polycristallin VIC006 a des performances légèrement meilleures à celles du monocristallin VIC003 sur tous les sites. Ce résultat est tout à fait surprenant car ces deux modules sont issus du même constructeur et on s'attend à ce que le monocristallin ait un rendement supérieur à celui du polycristallin. La Figure IV-25 présente à titre comparatif, les ratios de performances obtenus aussi bien avec les données de type TMY que celles mesurées à Ouagadougou. On remarque pour tous les modules, une baisse de performance avec les données mesurées par la station du LESEE. En effet, les températures mesurées sur site au LESEE sont plus élevées que celles fournies par le logiciel Meteonorm. Des écarts de l'ordre de 7°C ont été obtenus par endroit. Ce qui engendre au niveau des ratios de performances des gaps de l'ordre de -2,2 %. Il est important de considérer pour une étude plus précise les données météorologiques obtenues directement sur site.

Somme toute, on peut retenir globalement pour toute la région ouest africaine, une baisse maximale du rendement des modules de l'ordre de 20%.

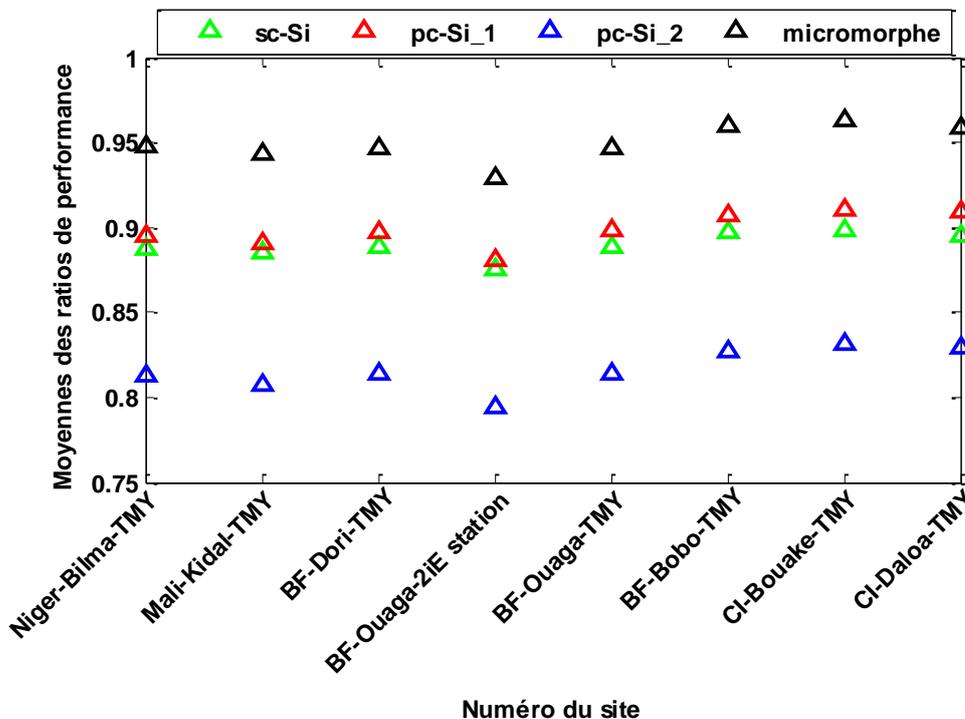


Figure IV-25 : Récapitulatif des ratios de performances moyens annuels des modules dans les villes et zones climatiques retenues.

IV.6 Conclusion

Ce chapitre présente les résultats de comparaison de quatre modules PV de technologies différentes dans les cinq zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest. Il s'agit d'un module monocristallin (VSPM50-12V), de deux modules polycristallins (VSP50P-12V et Sw50 RMA/D) et d'un module micromorphe (NA-F128GK). Les modules ont été caractérisés durant une année complète du 1^{er} Août 2014 au 31 Juillet 2015 par le banc I-V du 2iE. L'analyse des performances mesurées montrent une meilleure accommodation du micromorphe aux spécificités climatiques de la zone soudano-sahélienne avec un ratio de performance moyen égal à 94 %. Les modules monocristallin (VSPM50-12V) et polycristallin (VSP50P-12V) tous de VICTRON présentent des performances semblables sur le site avec un même ratio de performance moyen de 85 %. Le module polycristallin de SUNPOWER, à cause de son faible coefficient de température, de même que sa grande résistance série, présente les plus faibles performances sur le site avec un ratio de performance moyen de 82 %. Ces résultats ont fait l'objet d'un article publié dans le journal Energy[127]. Les ratios de performance mesurés en zone soudano-sahélienne, ont été par la suite estimés grâce aux réseaux artificiels de neurones (PMC) conçus et validés dans le chapitre III. On utilise à l'entrée des réseaux des données météorologiques issues de deux sources différentes : les données TMY et celles mesurées par une station du LESEE. Les PR estimés par les PMC sont très proches des valeurs expérimentales, indépendamment de la source des données météorologiques. L'erreur relative maximale obtenue sur les valeurs moyennes est inférieure à 6 %. Le classement des technologies a demeuré le même après simulation. Les réseaux PMC ont été donc utilisés dans les quatre zones climatiques restantes avec les données météorologiques disponibles qui sont de type TMY. On constate que même si les valeurs des ratios de performances varient, le classement des différentes technologies est le même dans toutes les zones climatiques étudiées. On peut retenir globalement pour toute la région ouest africaine, une baisse maximale du rendement des modules de l'ordre de 20 %.

Cette étude est essentiellement focalisée sur l'irradiance et la température qui sont les facteurs principaux qui influent sur la productivité des modules PV mais pas les seuls. Un autre facteur non moins important est la salissure surtout dans le contexte sahélien caractérisé par un fort taux de poussière de type minéralogique avec souvent des tempêtes de sable en période sèche. Le prochain chapitre analysera l'influence de la poussière sur les performances des modules PV en zone soudano-sahélienne comme complément à ce chapitre-ci sur les performances.

**Chapitre V. Effet de la salissure sur les performances des modules
PV en zone soudano-sahélienne**

V.1 Introduction

Selon sa concentration dans une localité, la salissure peut contribuer significativement à la dégradation des performances des modules PV qui y sont installés. Des études ont été menées dans plusieurs localités pour évaluer l'impact de la salissure ou de la poussière sur les performances des modules photovoltaïques.

Dorobantu et al. [132] ont montré que dans une région de la Roumanie, les fientes d'oiseaux, la pollution atmosphérique et la poussière causée par le trafic et les activités agricoles peuvent s'accumuler sur la surface des modules et réduire leur rendement de 20 % en saison sèche. Les particules de poussière et fientes d'oiseaux vont recouvrir partiellement le module créant par endroit des points chauds sur ce dernier, qui va s'échauffer en conséquence. Cet échauffement serait donc en partie responsable de la chute de rendement observée.

Zorrilla-Casanova et al. [133] ont étudié en Espagne l'influence de la poussière sur l'énergie solaire captée par des modules polycristallins. Deux modules polycristallins (pc-Si) identiques ont été fixés sur un plan incliné de 30° par rapport à l'horizontal. Un des modules est nettoyé journalièrement et l'autre est resté non nettoyé durant toute la période d'expérimentation d'une année. L'énergie solaire absorbée par les modules, est estimée à partir de leur courant de court-circuit du fait de la relation de proportionnalité entre ce paramètre et l'irradiance solaire. Les pertes en énergie solaire captée par le module sale, varient en fonction des angles d'incidence du rayonnement, de l'heure de la journée et des saisons. Les pertes énergétiques journalières sont évaluées en moyenne à 4 % sur toute l'année avec des moyennes mensuelles de 2 % en période pluvieuse et dépassant 15 % en période sèche ou estivale.

Elminir et al. [134] ont estimé dans une région désertique de l'Égypte (Lat. 29°52' N et Long 31°20'E), l'influence de la poussière sur l'énergie produite par des cellules PV monocristallines de 200 mm². L'étude a été menée sur sept mois de Décembre 2004 à Juin 2005. Elle a révélé que pour les installations photovoltaïques réalisées dans cette région, l'inclinaison et l'orientation optimales pour limiter l'effet de la poussière est de 45° plein sud. La chute mensuelle de puissance dans ces conditions serait de l'ordre de 17,4 %.

Ndiaye et al. [29], [135] ont étudié au Sénégal en zone sahéenne, l'influence des dépôts de poussière sur les modules photovoltaïques de technologie monocristalline et polycristalline. L'étude a été menée sur toute une année au bout de laquelle, on ramène dans les conditions STC les paramètres électriques mesurés sur les modules avant et après nettoyage. Il s'agit notamment de la puissance maximale (P_{mp}), du courant de court-circuit (I_{cc}), de la tension en circuit-ouvert (V_{co}), du facteur de forme (FF), de la tension et du courant au point de fonctionnement optimal (V_{mp} et I_{mp}). L'étude montre que les performances du module polycristallin sont moins affectées par la poussière avec des chutes annuelles de 18 %, 21 %, 23 % et 2 %

respectivement pour P_{mp} , I_{cc} , I_{mp} et FF contre 78 %, 75 %, 81 % et 18 % de chute de ces mêmes paramètres pour le monocristallin. L'étude a aussi révélé que la poussière n'a pas d'influence sur la tension en circuit ouvert et sur la tension au point de fonctionnement optimal.

Abhishek Rao et al. [35] ont étudié l'influence de la salissure sur les performances électriques des modules PV polycristallins aussi bien en laboratoire qu'en milieu réel. L'étude a révélé que la tension en circuit ouvert des modules n'est pas affectée par la poussière. La puissance maximale et le courant de court-circuit sont les performances les plus affectées par la poussière et présentent des dégradations différentes selon que l'on soit en milieu contrôlé ou en milieu réel. Selon ces auteurs, une densité de poussière de 1,4 g/m² engendre en milieu réel une chute de puissance des modules de 5 à 6 %.

Kalogirou et al. [136] ont étudié à Chypre (île située au nord-est de la mer Méditerranée et au sud de la Turquie, Europe), l'effet de la salissure sur les performances en milieu réel de trois technologies différentes de modules PV : silicium monocristallin, polycristallin et amorphe. Deux modules prouvés semblables au début de l'étude, ont été utilisés par technologie. L'étude révèle que la pollution environnementale, les tempêtes de poussière peuvent réduire jusqu'à 43 %, la puissance à la sortie d'un système PV. Le silicium amorphe s'est montré moins sensible à la salissure que le monocristallin et le polycristallin. L'étude montre également que les modules n'ont besoin d'aucun nettoyage en hiver alors qu'ils doivent être nettoyés tous les 2 à 3 semaines au printemps et en automne.

Cristaldi et al. [137] ont développé une méthode pour la détermination de la périodicité optimale de nettoyage des systèmes photovoltaïques. Selon cette approche, les modules doivent être nettoyés lorsque le coût financier des pertes énergétiques cumulées due à la salissure est supérieur au coût du nettoyage. La méthode appliquée à une installation PV de 20 kWc à Milan en Italie a donné une périodicité optimale de nettoyage de 5 mois.

Mani et al. [138] ont fait une revue de la littérature sur les études menées depuis les années 1940 sur l'influence de la salissure sur les performances des modules PV. Il ressort de cette étude des recommandations sur la périodicité optimale de nettoyage des modules en fonction des spécificités des zones d'installation afin d'atténuer l'effet de la poussière sur leur productivité. A titre illustratif, l'étude recommande un nettoyage au minimum hebdomadaire pour un climat tropical sec caractérisé par une température variant entre 20 et 49 °C et une pluviométrie annuelle de 15 cm.

Comme le confirme les travaux susmentionnés, la nature et la vitesse du dépôt ou d'accumulation de la poussière sur la surface des modules varient considérablement d'une localité à l'autre. De même les modules PV seront, en fonction de leur technologie ou de leur constitution, affectés différemment par la salissure sur un même site. La présente étude menée en zone soudano-sahélienne, vise deux objectifs principaux. Il s'agit dans un premier temps, d'évaluer les taux de dégradations des principales

performances électriques, des modules PV installés. Le deuxième objectif est de mettre en place une méthodologie rigoureuse devant conduire à la détermination des périodicités optimales de nettoyage des modules dans cette zone.

La suite du chapitre se présente comme suit : la section V.2 décrit le matériel expérimental et la méthodologie utilisée. La section V.3 présente et discute les résultats obtenus.

V.2 Matériel et méthodes

La nature et la cinétique de dépôt de la salissure sur la surface d'un module PV dans une localité donnée, dépendent des paramètres environnementaux de ladite localité notamment : la température ambiante, l'humidité relative, la vitesse du vent, la végétation locale, le trafic routier et les activités humaines avoisinantes. De même l'influence de la salissure sur les performances d'un module PV est étroitement liée à sa technologie, sa constitution, son inclinaison et/ou orientation sur le site d'installation. La **Figure V-1** présente les différents facteurs influençant la dégradation des performances des modules PV recouverts de salissure en milieu naturel.

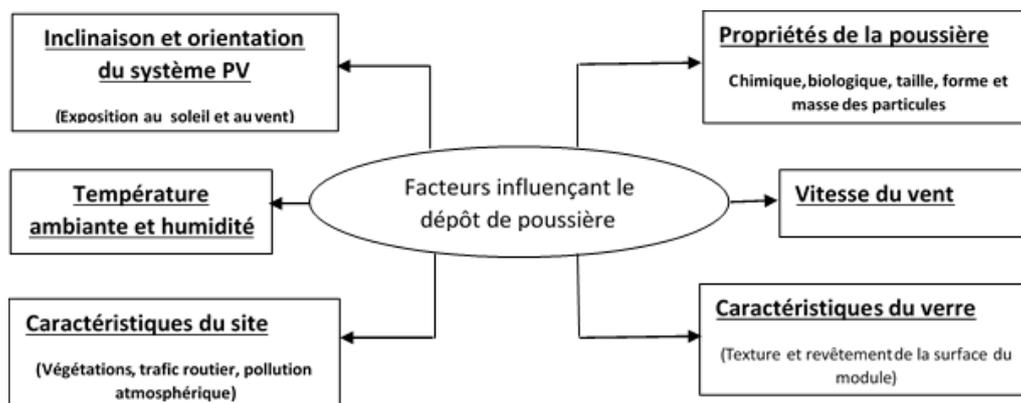


Figure V-1 : Facteurs influençant la répartition de la poussière sur une surface [138].

Il importe donc avant toute étude relative à la poussière de circonscrire le domaine de validité de l'étude en y définissant ses différents facteurs.

V.2.1 Caractérisation du site d'étude

Les modules PV étudiés sont installés sur la plateforme expérimentale du LESEE. Le climat est de type tropical sec avec deux saisons : une saison sèche de mi-octobre à mi-mai et une saison pluvieuse de mi-mai à mi-octobre. Le site a une pluviométrie moyenne annuelle comprise entre 600 et 900 mm sur 4 à 5 mois [139]. Comme le montre la **Figure V-2**, les arbres sont plantés de part et d'autre de la plateforme. Ces arbres peuvent réduire l'empoussièrement du site en agissant comme de véritables filtres à air. En effet, les polluants et les poussières en suspension dans l'air peuvent être captés par les feuilles des arbres,

limitant ainsi leur circulation dans l'environnement [140]. Les sols de la zone de Kamboinsé sont classés sols minéraux hydromorphes avec pseudo-gley hérité et sont décrits comme association de lithosols sur cuirasses ferrugineuses et de sols ferrugineux tropicaux reposant sur des matériaux sableux plus profonds [141]. Ce sol combiné aux vents en provenance du Nord (Lybie, Niger, etc.) expose la zone d'étude à un fort taux de poussière de type minéralogique avec souvent des tempêtes de sable, surtout en période sèche.

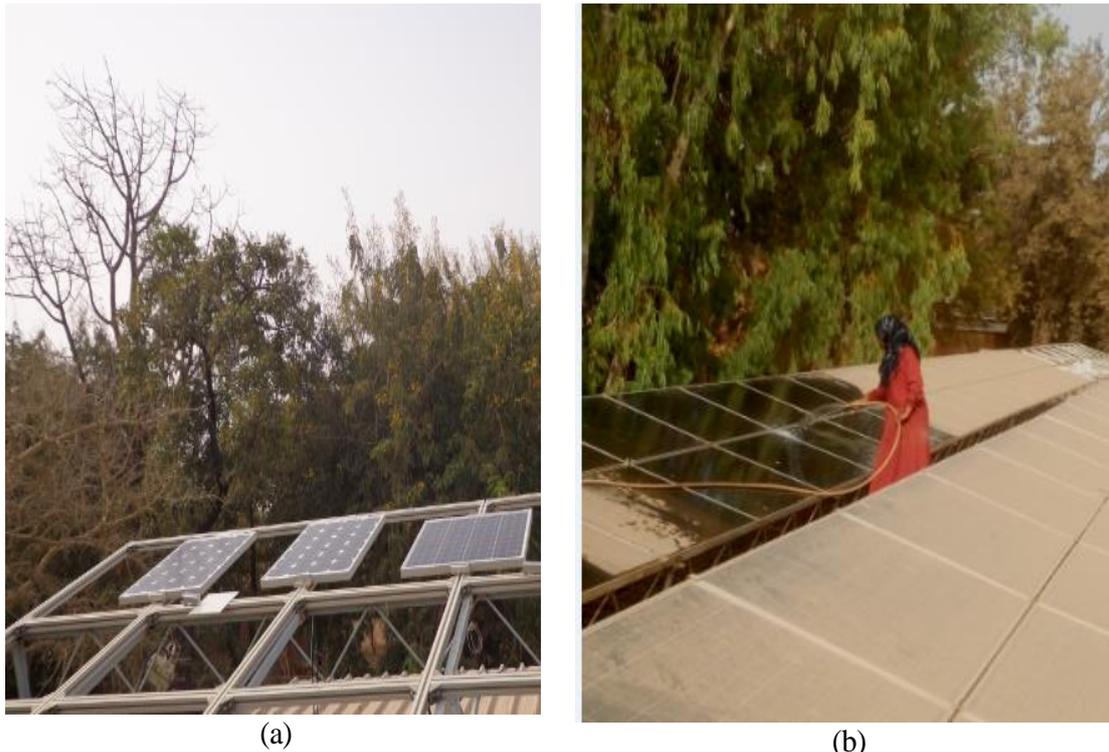


Figure V-2 : (a) Modules PV en cours de caractérisation par le banc I-V, (b) Champs PV installé à proximité des modules du banc I-V.

Le site est caractérisé par un faible trafic d'engins roulants. La plus fréquente activité humaine pratiquée dans la zone est le balayage du sol susceptible aussi de provoquer l'empoussiérement de l'atmosphère.

V.2.2 Dispositif expérimental

L'étude porte sur quinze modules de quatre types différents :

- 3 modules monocristallins sc-Si (VSPM50-12V),
- 6 modules polycristallins de type 1, pc-Si_1 (Sw50 RMA/D),
- 3 modules polycristallins de type 2, pc-Si_2 (VSP50P-12V),
- 3 modules micromorphes (NA-F128GK).

Les deux types de modules polycristallins se distinguent par la provenance des fabricants. Les modules de technologie cristalline (VSPM50-12V, Sw50 RMA/D, VSP50P-12V) sont tous constitués d'un seul string

de 36 cellules en série et protégés par deux diodes bypass contre les points chauds et les ombrages partiels. Ils ont leur face supérieure recouverte de verre trempé à haute transmissibilité. Les modules micromorphes recouverts par du verre blanc, sont quant à eux constitués de 4 string de 45 cellules chacune et protégés par une seule diode de dérivation. Tous les modules étudiés sont encapsulés grâce à l'encapsulant EVA (éthyle vinyle acétate). Les caractéristiques STC de chaque type de modules, sont données dans le **Tableau III.2**. Les modules ont été caractérisés par le banc I-V du LESEE décrit au Chapitre III.

V.2.3 Protocole expérimental

Les modules PV ont été caractérisés durant toute une année (du 16 Août 2014 au 15 Août 2015) suivant un protocole expérimental qui tient compte des deux saisons (sèche et pluvieuse) rencontrées sur le site d'étude (Kamboinsé/ Burkina Faso). L'expérimentation est menée sur deux grandes périodes à cheval sur les deux saisons de l'année. Une thématique spécifique de recherche est abordée pendant chaque période.

- La première période s'étend du 16 Août 2014 au 13 Janvier 2015 soit sur 5 mois environ de l'année. Au cours de cette période, les modules n'ont pas été nettoyés. Les mesures prises permettront de déterminer les taux moyens journaliers de dégradation des performances des modules recouverts par la poussière et la salissure du site. Les principales performances électriques considérées ici sont : P_{mp} , I_{cc} et V_{co} .
- La seconde période s'étend du 14 Janvier 2015 au 15 Août 2015 soit sur les 7 mois restants de l'année considérée. Au cours de cette période, on expérimente différentes périodicités de nettoyage des modules PV (journalières, hebdomadaires/ saisonnières) et méthodes (à sec ou à l'eau). Le traitement des mesures de cette période, doit déboucher sur la conception de modèles mathématiques qui permettront de déterminer pour chacune des saisons de l'année, la périodicité et la méthode optimales de nettoyage de chaque technologie de modules étudiés.

Le **Tableau V-1** présente les différents modules retenus et les périodes de caractérisation correspondantes. Dans la partie du tableau se rapportant aux périodes de nettoyage, des couples de lettres ont été utilisés pour chaque module afin de définir la nature et la périodicité de son nettoyage. La première lettre du couple représente la périodicité de nettoyage (j pour journalier, h pour hebdomadaire, et s pour saisonnier) et la deuxième lettre représente la nature du nettoyage (e pour nettoyage à l'eau et s pour nettoyage à sec).

Tableau V-1 : Les modules caractérisés et les périodes de caractérisation correspondantes.

Traitement des modules	Saison	Modules PV			
		sc-Si	pc-Si_1	pc-Si_2	micromorphe
Période sans nettoyage des modules 16/08/2014 au 13/01/2015 (151 jours)	Saison pluvieuse 16/08/2014 au 14/10/2014 (60 jours)	VIC001	SUN011	VIC006	SHA017
	Saison sèche 15/10/2014 au 13/01/2015 (91 jours)	VIC003		VIC007	
Période de nettoyage des modules 14/01/2015 au 15/08/2015 (214 jours)	Saison sèche 14/01/2015 au 07/05/2015 (114 jours)	VIC001 ^(h,e)	SUN024 ^(s,e)	VIC006 ^(h,e)	SHA017 ^(h,e)
	Saison pluvieuse 08/05/2015 au 15/08/2015 (100 jours)	VIC003 ^(h,e)	SUN011 ^(h,e)	VIC007 ^(h,e)	SHA018 ^(j,e)
		VIC004 ^(j,e)	SUN020 ^(h,e)	VIC008 ^(j,e)	SHA019 ^(h,e)
			SUN021 ^(j,e)		
			SUN022 ^(j,s)		
			SUN023 ^(h,s)		

V.2.4 Hypothèses et méthode de traitement des mesures

V.2.4.1 Hypothèses et constantes

- La présente étude est basée sur l'hypothèse principale suivant laquelle les performances des modules ne dépendent, fondamentalement, que de trois paramètres: l'irradiance, la température ambiante et la poussière. Cette hypothèse est souvent utilisée dans les études similaires [52], [142].
- Les constantes utilisées dans les estimations économiques sont résumées dans le **Tableau V-2**. Certaines de ces constantes sont déduites d'une série d'expérimentation sur le site.

Tableau V-2 : Constantes utilisées dans les estimations économiques.

Constante	Variable	Valeur	Source
Prix du kWh Energie PV autonome	P_{el}	250 FCFA/kWh	Etude, Sénégal 200-300 FCFA [143]
Prix de l'eau	P_{eau}	1,07 F CFA /L	ONEA : tarif unique de la société.
Quantité d'eau pour le nettoyage d'un m ² de module	Q_{eau}	9,67 L/m ²	Expérimentation faite au 2iE : 270 L pour 27,914 m ²

Constante	Variable	Valeur	Source
Vitesse de nettoyage	V_n	112 m ² /h	Expérimentation faite au 2iE : 15 min en moyenne pour 17 modules de 1,642 m ²
Coût de la main d'œuvre pour le nettoyage d'un m ² de module	MO	1,52 FCFA/m ²	SMIG Burkina [144] 170,49 FCFA/h

V.2.4.2 *Traitement des mesures*

Les mesures effectuées sur les modules sont traitées différemment selon qu'elles sont réalisées dans la période de nettoyage ou non. Un traitement préalable identique est effectué sur toutes les mesures faites.

V.2.4.3 *Traitement préalable des mesures*

Ce traitement est appliqué en deux étapes à toutes les mesures faites sur les modules PV indépendamment de la période. Il correspond à :

Etape 1 : Comparaison des modules de même type sous les mêmes conditions opératoires. Il s'agit de détecter, les modules de même type (technologie, fabricant, performances STC) qui présentent des discordances significatives de performances. Ces modules seront ignorés lors de l'analyse.

Etape 2 : Tri des jours où les mesures aussi bien que le protocole de nettoyage ont été bien réalisés. Il est en effet possible pour une journée donnée que certains, voire tous les modules ne soient pas caractérisés. L'insuffisance ou l'absence de mesures journalières peut être due à une déconnection au cours de la journée de certains modules, à un délestage d'électricité ou à un arrêt pour maintenance. Tous ces jours sont donc répertoriés et ignorés dans la suite du traitement.

V.2.4.4 *Traitement spécifique des mesures dans la période sans nettoyage pour la détermination des taux moyens de dégradation des performances des modules*

Ce traitement se fait en quatre étapes comme suit :

Etape 1: Les courbes I-V mesurées, sont triées par niveau d'irradiance G_i avec une tolérance (tg) cohérente et inférieure ou égale à la précision de 3 %, du pyranomètre utilisé pour les mesures.

Etape 2: Pour chaque valeur d'irradiance G_i , les principales performances électriques (P_{mp} , I_{cc} , V_{co}) sont extraites des courbes I-V et ramenées à une même température de module de 25 °C. La formule générale utilisée pour la correction en température des différentes performances est donnée par l'expression (V-1).

$$X(25) = X(T) \left[1 - \frac{\alpha_X}{100} (T - 25) \right] \quad (V-1)$$

$X(T)$ et $X(25)$ représentent les valeurs de la performance X , mesurées à une température de module T et corrigées à 25°C respectivement. α_X est le coefficient de température relatif au paramètre X .

Les deux premières étapes visent à s'affranchir de l'influence de l'irradiance et de la température sur les courbes I-V. Selon les hypothèses de cette étude, il ne restera donc plus que l'influence de la poussière sur les performances des modules.

Etape 3: Pour chaque couple ($G_i, 25^\circ\text{C}$) et chaque jour J , on calcule les valeurs moyennes journalières $X_{moy}(J, G_i, 25^\circ\text{C})$ de chacune des performances X des modules.

Etape 4: Le Taux Global de Dégradation de la performance X pour l'irradiance G_i , noté $TGD_X(G_i)$ est ensuite calculé pour chaque couple ($G_i, 25^\circ\text{C}$), grâce à l'expression (V-2)

$$TGD_X(G_i) [\%] = \frac{X_{moy}(1, G_i, 25^\circ\text{C}) - X_{moy}(n, G_i, 25^\circ\text{C})}{X_{moy}(1, G_i, 25^\circ\text{C})} * 100 \quad (V-2)$$

où n est le nombre total de jour de la période considérée.

Etape 5: Le taux moyen global de dégradation TGD_X est ensuite donné par l'équation (V-3). Il correspond au barycentre des taux $TGD_X(G_i)$, pondérés des nombres respectifs de courbes I-V traitées pour chaque irradiance G_i .

$$TGD_X [\%] = \frac{\sum nb_{curve_i} \times TGD_X(G_i)}{nb_{curves}} * 100 \quad (V-3)$$

nb_{curve_i} représente le nombre de courbes I-V traitées sur le module à une irradiance G_i sur la période considérée, et nb_{curves} le nombre total de courbes I-V tracées sur la même période et sur le même module.

Les taux globaux moyens (TGD_X) et journaliers (TJD_X) de dégradation sont reliés par le système d'équations (V-4) reliant la valeur finale X_f du paramètre X à sa valeur initiale X_i .

$$\begin{cases} X_f = X_i(1 - TJD_X)^n \\ X_f = X_i(1 - TGD_X) \end{cases} \quad (V-4)$$

Partant du système (V-4), le taux journalier de dégradation est donné par l'expression :

$$TJD_X [\%] = \left[1 - (1 - TGD_X)^{\frac{1}{n}} \right] * 100 \quad (V-5)$$

V.2.4.5 Traitement spécifique des mesures dans la période du nettoyage pour la détermination de la méthode et de la périodicité optimales de nettoyage des modules PV

Le traitement des mesures dans la période du nettoyage se fait en cinq étapes.

Etape 1 : Translation des courbes I-V mesurées vers les mêmes conditions d'irradiance G_i et de température de module T_i . La translation est effectuée uniquement pour les courbes tracées dans le domaine d'applicabilité des modèles mathématiques de translation retenus.

Etape 2 : Modélisation pour chaque type de module PV, du gain d'énergie réalisé par m^2 de module nettoyé, par rapport au module non nettoyé. On recherche ici la fonction mathématique $g(N)$ qui décrit au mieux, le gain ou excédent énergétique produit par un type donné de module nettoyé à une certaine périodicité N .

Etape 3 : Modélisation pour chaque type de modules, du coût du nettoyage d'un m^2 de module PV en fonction de la périodicité N de nettoyage. On détermine à cette étape la fonction mathématique $c(N)$ donnant sur la période considérée de n_{jours} , le coût total du nettoyage du module pour une périodicité quelconque N . Ce coût est donné par l'expression :

$$c(N) = \frac{CN_0 \cdot n_{jours}}{N} \quad (V-6)$$

Avec CN_0 le coût du nettoyage d'un m^2 de module PV donné par l'expression ci-dessous :

$$CN_0 = Q_{eau} * P_{eau} + MO \quad (V-7)$$

Dans cette expression, Q_{eau} représente la quantité d'eau nécessaire pour le nettoyage d'un m^2 de module, P_{eau} est le prix de vente d'un litre d'eau et MO est le coût de la main d'œuvre pour le nettoyage d'un m^2 de module. Ces valeurs sont données dans le **Tableau V-2**.

Etape 4 : Modélisation pour chaque type de modules PV, du profit engendré par le nettoyage en fonction de sa périodicité N . Le profit $p(N)$ estimé en unité monétaire n'est rien d'autre que la différence entre le gain financier du au nettoyage $g'(N)$ des modules et le coût du nettoyage $c(N)$. Le gain financier $g'(N)$ est déduit du gain énergétique $g(N)$.

$$p(N) = g'(N) - c(N) \quad (V-8)$$

Etape 5 : Détermination de la périodicité optimale de nettoyage de chaque technologie. On recherche à cette dernière étape la périodicité optimale N_{opt} permettant d'avoir le plus grand profit de nettoyage.

V.3 Résultats et discussions

V.3.1 Ressource solaire sur la période d'étude

La Figure V-3.a présente l'histogramme des fréquences de l'irradiance sur le site durant toute la période d'étude du 16/08/2014 au 15/08/2015. La plage des valeurs d'irradiance considérée est celle de 100 à 1200 W/m². On néglige ici la plage de 0 à 100 W/m² du fait de sa faible contribution à la ressource solaire globale du site comme nous le verrons plus loin sur la Figure V-4.

La Figure V-3.a, montre globalement que la plage la plus fréquente est celle de 800 à 900 W/m² de fréquence 15 %. A titre comparatif, la Figure V-3.b présente la distribution annuelle d'irradiance observée à Dakar [29] (Sénégal) dans la même zone soudano-sahélienne. On observe globalement la même distribution sur les deux sites. Cette distribution de l'irradiance pourrait être caractéristique de la zone soudano-sahélienne.

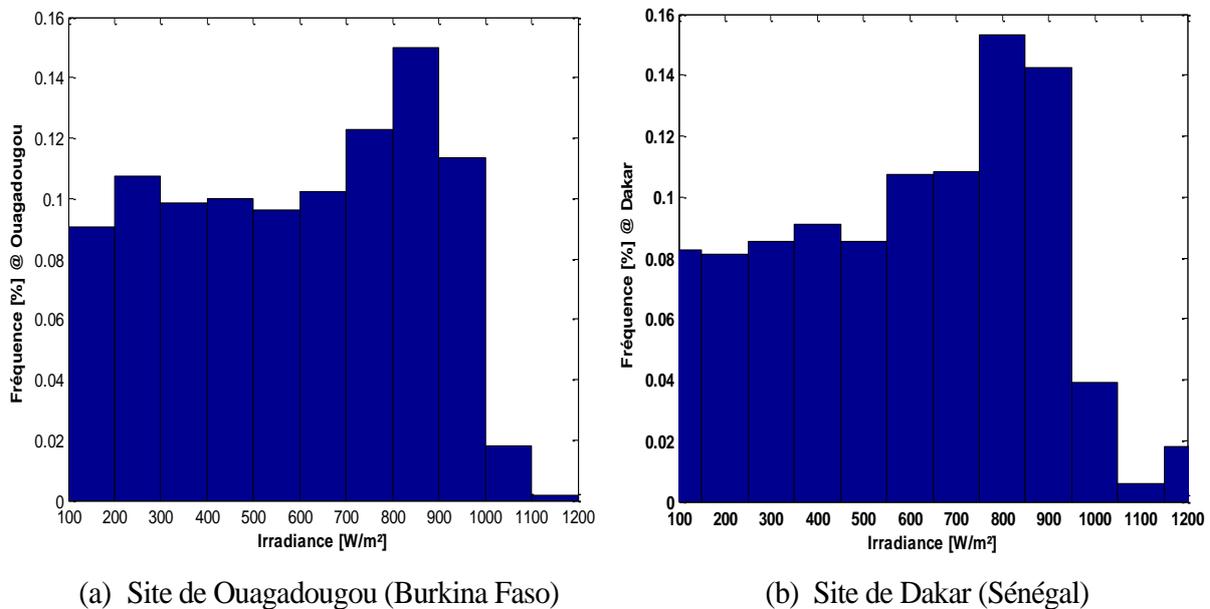


Figure V-3 : Histogramme de fréquence de l'irradiation annuelle reçue sur plan horizontale sur le site d'étude à Ouagadougou (Burkina Faso) et à Dakar [29] (Sénégal).

La Figure V-4 présente la distribution de l'irradiation reçue sur le site en fonction de l'irradiance. Elle confirme que la plage d'irradiance de 0 à 100 W/m² contribue très peu à la ressource solaire disponible. En effet moins de 1 % de la ressource solaire est obtenue dans la plage de 0 à 100 W/m² de l'irradiance sur le site. D'un autre côté, près de la moitié de la ressource solaire (48 %) est obtenue sous des valeurs d'irradiance supérieure à 800 W/m² dont 47 % provenant de la plage 800 à 900 W/m². Cette plage est donc sans aucun doute la plus susceptible d'influencer le fonctionnement des modules sur le site.

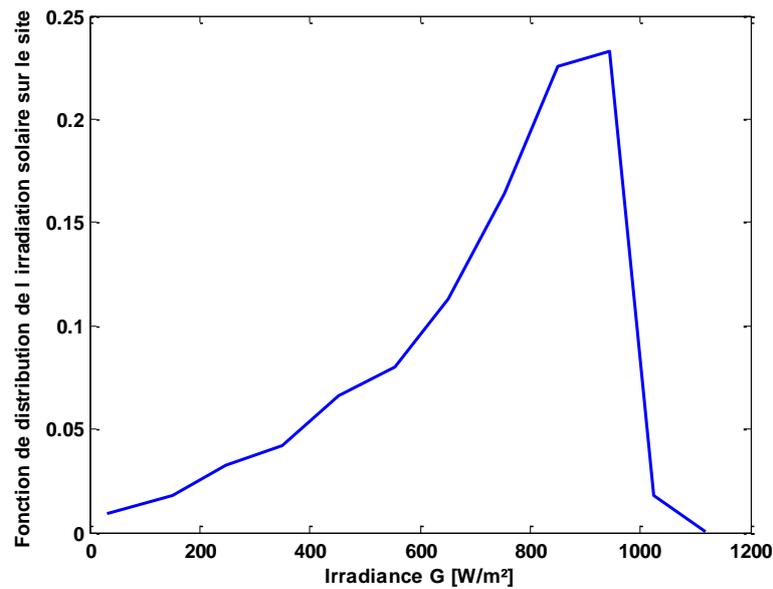


Figure V-4 Fonction de distribution de l'irradiation solaire reçue sur la surface des modules.

V.3.2 Température des modules durant la période d'étude

La *Figure V-5* présente la distribution de fréquences des températures sous lesquelles ont fonctionné les modules durant toute la période d'étude. Ces températures varient globalement de 5 à 75 °C. La plage de température la plus fréquente est de 35 à 40 °C avec une occurrence de 14 %. Elle est suivie de la plage de 20 à 25 °C de fréquence 13 %. A titre comparatif, dans une étude [29] réalisée à Dakar sur des modules cristallins, la distribution annuelle des températures révèle que la plage la plus fréquente est celle de 15 à 20 °C avec une fréquence de 24 %. Les plages de 35 à 40 °C et 20 à 25 °C ont des fréquences respectives de 6 % et 17 %.

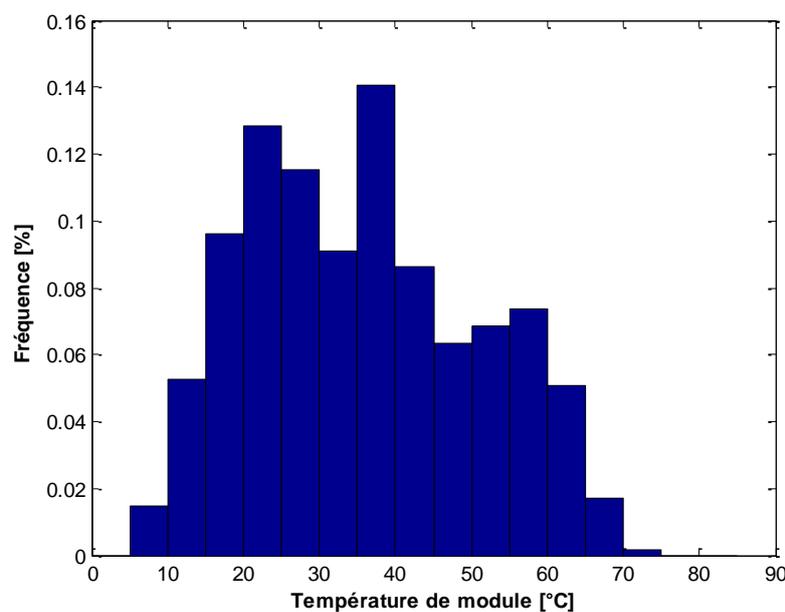


Figure V-5 : Histogramme de fréquence des températures de modules durant l'étude.

V.3.3 Vue synoptique des performances des modules

Comme le montre le **Tableau V-1**, six des quinze modules retenus se retrouvent dans chacune des phases de mise en œuvre du protocole. Les Figure V-6 et **Figure V-7** présentent pour ces modules, les variations respectives de la puissance maximale (P_{mp}), du courant de court-circuit (I_{cc}) et de la tension en circuit-ouvert (V_{co}) sur toute la durée de l'étude. Les performances présentées sont mesurées à une irradiance de $800 \text{ W/m}^2 \pm 2 \%$ et corrigées à une température de module de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Les indications (S) et (P) sur les figures font référence aux saisons, sèche et pluvieuse.

Sur la période sans nettoyage des modules, du 16/08/2014 au 13/01/2015, on constate de façon générale une dégradation progressive des performances des modules à l'exception de la tension en circuit ouvert qui semble présenter une certaine constance dans le temps. Cette chute est cependant moins prononcée pendant la période pluvieuse à cause de l'effet autonettoyant de la pluie. Les mesures de la seconde période du 14/01/2015 au 15/08/2015, au cours de laquelle les modules ont été nettoyés, ne présentent pas par contre, une tendance monotone. On peut aussi remarquer une différence du comportement des modules dans les saisons sèche et pluvieuse. Cette différence est plus marquée sur la **Figure V-7** du courant de court-circuit et dans la période sans nettoyage des modules. En effet en saison pluvieuse, le courant de court-circuit ne varie pas dans le même sens d'un jour à l'autre. Ce qui n'est pas le cas en saison sèche où on constate une dégradation progressive de ce paramètre.

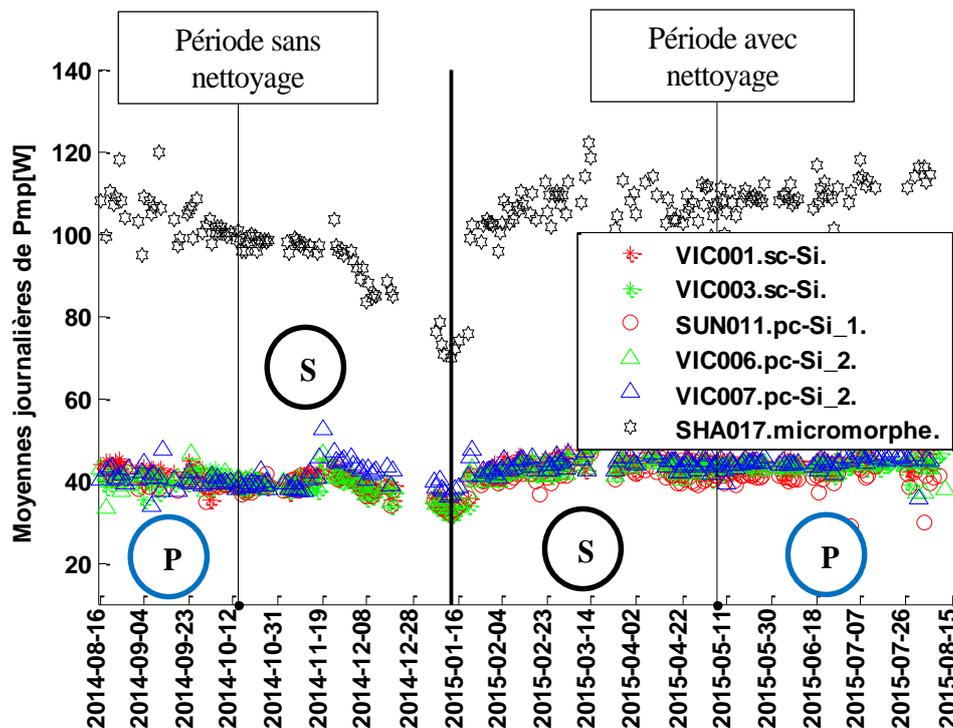


Figure V-6 : Moyennes journalières des puissances maximales des modules sur toute la durée de l'étude pour $G=800 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$ (s : sèche et P : pluvieuse).

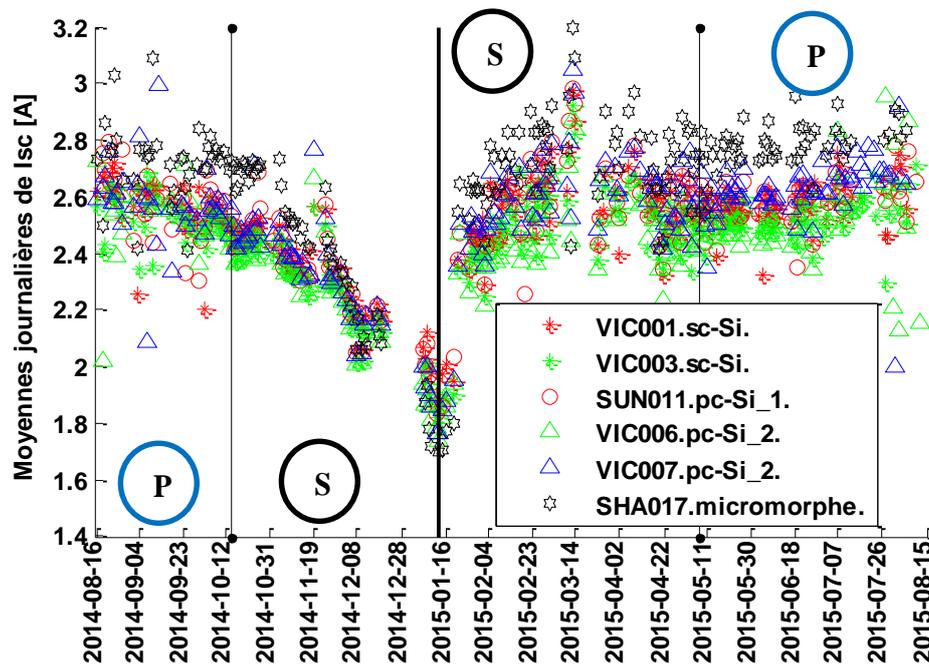


Figure V-7 : Moyennes journalières des courants de court-circuit des modules sur toute la durée de l'étude pour $G=800 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$ (s : sèche et P : pluvieuse).

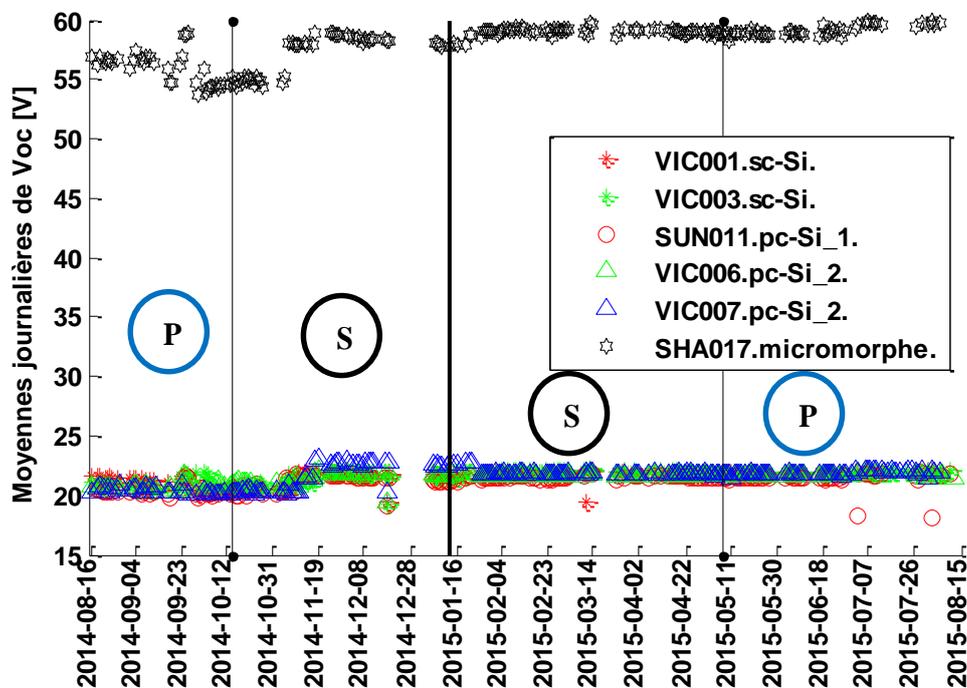


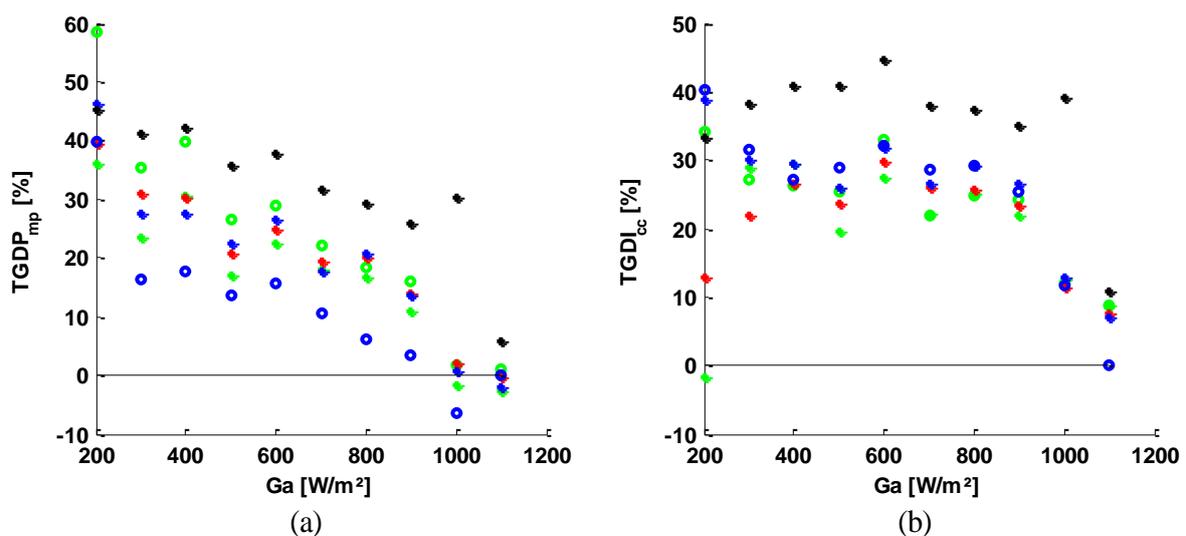
Figure V-8 : Moyennes journalières des tensions en circuit-ouvert des modules sur toute la durée de l'étude pour $G=800 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$ (s : sèche et P : pluvieuse).

V.3.4 Détermination des Taux Globaux et Journaliers de Dégradation (TGD et TJD) des performances des modules sous l'effet de la salissure

Les taux moyens journaliers de dégradation des performances sont déduits du traitement des mesures effectuées sur les six modules (Cf. *Tableau V-1*) connectés au banc dans la période sans nettoyage (16/08/2014 au 13/01/2015). Cette période de 151 jours couvre une partie de la saison sèche de 91 jours, et une partie de la saison pluvieuse qui est de 60 jours. Les TJD sont donc calculés pour chacune des saisons et pour différentes valeurs d'irradiance de 200 à 1100 W/m² avec un pas de 100 W/m² comme le décrit la section V.2.4.4. L'analyse des mesures commencera par la période sèche qui semble à priori plus critique pour les performances des modules PV.

V.3.4.1 Saison sèche

La période sans nettoyage des modules PV s'étend sur 91 jours du 15/10/2014 au 13/01/2015. La *Figure V-9* présente l'évolution des taux moyens globaux de dégradation des performances électriques des modules PV en fonction de l'irradiance mesurée sur le site. On remarque de façon générale que l'influence de la salissure sur les performances de toutes les technologies étudiées, diminue lorsque l'irradiance solaire augmente. Les modules sont donc moins affectés par la salissure sous éclairage fort. Ce constat était déjà fait dans les travaux de Maluta et al. [119] qui ont montré dans leur zone d'étude, qu'au-delà de 700 W/m², la salissure influe très peu sur la puissance maximale des modules alors qu'en dessous de 400 W/m², la chute constatée était d'environ 25 % de la puissance initiale.



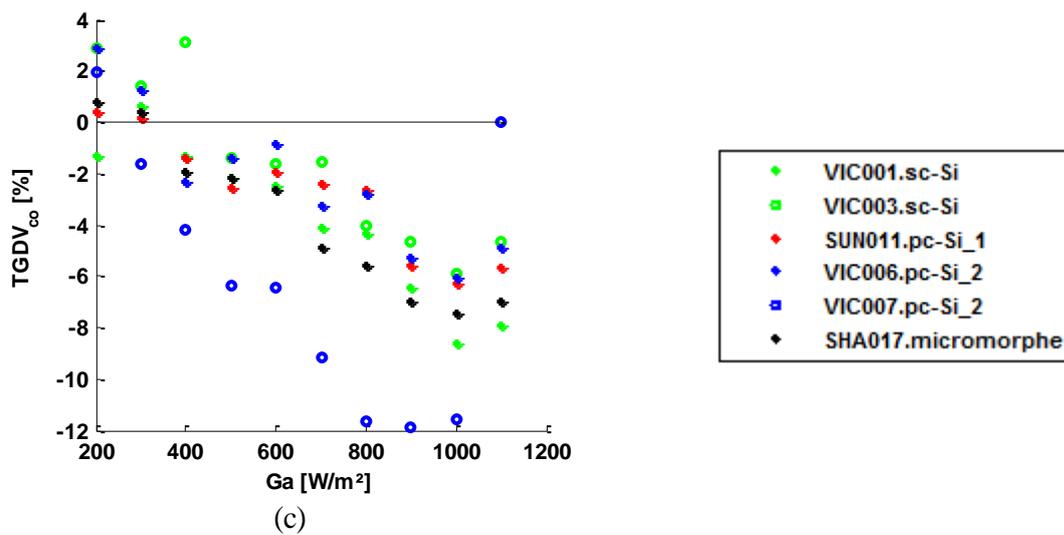


Figure V-9 : Dégradation des performances (P_{mp} (a), I_{cc} (b) et V_{co} (c)) des modules PV par la salissure pour différents niveaux d'irradiance solaire après 91 jours en saison sèche.

En 91 jours sans nettoyage des modules, on remarque des taux de dégradation de puissance maximale allant de 0 à 46 % fonction du niveau d'irradiance. On observe aussi que les performances les plus affectées par la salissure, sont le courant de court-circuit et la puissance maximale. La prééminence de l'influence de la salissure sur le courant de court-circuit y est perceptible avec un taux global maximal de dégradation d'environ 38 % sur 91 jours contre 31 % pour la puissance maximale. Ces valeurs maximales de dégradation ont toutes été obtenues pour le module micromorphe qui semble donc être la technologie la plus affectée par la salissure sur le site. Les modules polycristallins VIC006 et VIC007 de même modèle (type, fabricant), présentent un écart significatif d'environ 10 % dans la dégradation de leur puissance maximale. Ceci peut être due à leur position sur le châssis du Banc I-V. En effet ces modules ne sont pas disposés côte à côte sur le châssis et peuvent donc être recouverts par des quantités différentes de salissure à un instant donné.

La tension en circuit ouvert quant à elle, est non seulement peu affectée par la salissure (faible variation relative -5 %) mais aussi semble influencée positivement du fait des valeurs négatives de ses taux de dégradation. En effet conformément à l'expression (V-2), les valeurs négatives du taux de dégradation expriment une augmentation de la valeur de la performance concernée.

V.3.4.2 Saison pluvieuse

La **Figure V-10** présente la dégradation des performances des modules PV sur le site durant les 60 jours de la période sans nettoyage et correspondant à la période pluvieuse. On remarque de façon générale et contrairement à la saison sèche, une variation aléatoire des taux de dégradation des performances des modules. A titre illustratif, pour plusieurs valeurs d'irradiance (400, 600 W/m²), le polycristallin VIC006,

présente des valeurs de courant de court-circuit et de puissance maximale supérieures à celles de départ. Ce constat peut en partie s'expliquer par la variation de la pluviométrie d'un jour à l'autre. L'effet autonettoyant de la pluie sur un module sera moins ressenti pour une fine pluie qui a contrario peut contribuer à l'encrassement des modules. En effet ces fines gouttelettes d'eau vont rendre la poussière pâteuse augmentant ainsi son adhérence sur la surface des modules.

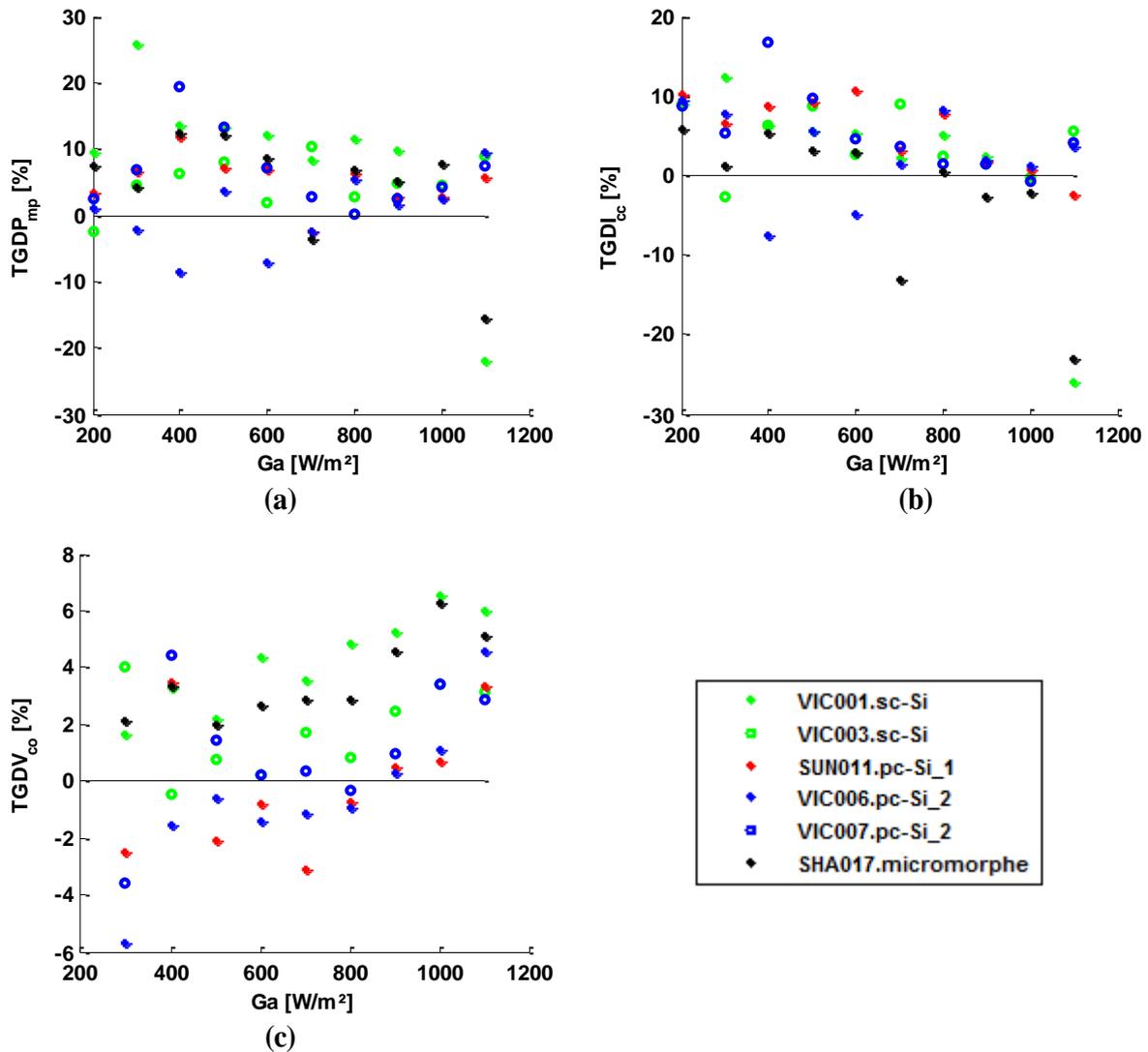


Figure V-10 : Dégradation des performances (P_{mp} (a), I_{cc} (b) et V_{co} (c)) des modules PV sous l'influence de la salissure pour différents niveaux d'irradiance solaire (saison pluvieuse).

La diminution de l'influence de la salissure sur les performances à fort éclaircissement, constatée en saison sèche n'est plus observée ici pour tous les modules. Par ailleurs, le micromorphe n'apparaît plus en saison pluvieuse, comme la technologie la plus affectée par la salissure. En effet il présente pour le courant de court-circuit une amélioration plutôt qu'une chute de performance. Les taux moyens maximaux journaliers de dégradation sont de 0,08 %, 0,1 % et 0,08 % pour I_{cc} , P_{mp} , V_{co} respectivement. Toutes ses observations

justifient l'efficacité de l'auto nettoyage des modules par la pluie et laissent entrevoir la possibilité de ne pas les nettoyer en saison pluvieuse. La validité de cette dernière hypothèse sera analysée dans les sections suivantes.

V.3.4.3 Taux annuels de dégradation de puissance des modules non nettoyés

Partant des chutes moyennes de puissance obtenues dans les sections précédentes (V.3.4.1 et V.3.4.2) pour chaque technologie PV, et en admettant des durées moyennes de 7 mois et 5 mois respectivement pour les saisons sèche et pluvieuse, les chutes annuelles de puissances, ont été estimées pour les modules non nettoyés. L'estimation est faite en admettant une dégradation linéaire des puissances en fonction du temps pour chacune des saisons. Le **Tableau V-3** donne les chutes annuelles de puissance obtenues pour chacune des technologies PV.

Tableau V-3 : Taux annuels moyens de dégradation des puissances des technologies PV étudiées sous l'effet de la salissure.

	Sèche (~7 mois)	Pluvieuse (~5 mois)	Annuel
sc-Si	38 %	5 %	41 %
pc-Si_1	39 %	11 %	46 %
pc-Si_2	29 %	8 %	34 %
micromorphe	60 %	14 %	65 %

On peut retenir globalement une chute annuelle moyenne de 40 % sur la puissance des modules cristallins non nettoyés. Une dégradation beaucoup plus élevée de 65 % est obtenue pour les modules micromorphes et se rapproche plus des taux obtenus dans une étude récente menée par A. Ndiaye [29] sur des modules cristallins à Dakar . Cette étude [29] a en effet relevé une baisse de puissance de 70 % sur des modules cristallins restés une année sans nettoyage. Il est cependant à noter que les valeurs du **Tableau V-3** méritent d'être confirmées avec le suivi du protocole expérimental sur un nombre plus élevé de modules de même type et sur une période plus longue.

Pour mieux comprendre l'influence prépondérante que la poussière du site a sur la technologie micromorphe, nous avons analysé au spectromètre à absorption ladite poussière, recueillie sur la surface des modules. La **Figure V-11** montre l'absorbance de cette poussière et les réponses spectrales des modules cristallins et amorphes. Elle indique que la poussière recueillie sur le site a une absorbance plus

grande pour les photons de faibles longueurs d'onde. En d'autres mots, la poussière bloque la majorité des photons de longueurs d'onde comprises entre 400 et 800 nm. Par ailleurs comme le montre leur réponse spectrale, les modules en couches minces n'absorbent pratiquement que les photons de faibles longueurs d'onde situées dans la plage de 400 à 800 nm. Il est donc normal qu'en cas d'encrassement par ce type de poussière, que la chute de puissance soit plus prononcée pour les modules à couches minces en général et en l'occurrence ici pour les modules micromorphes.

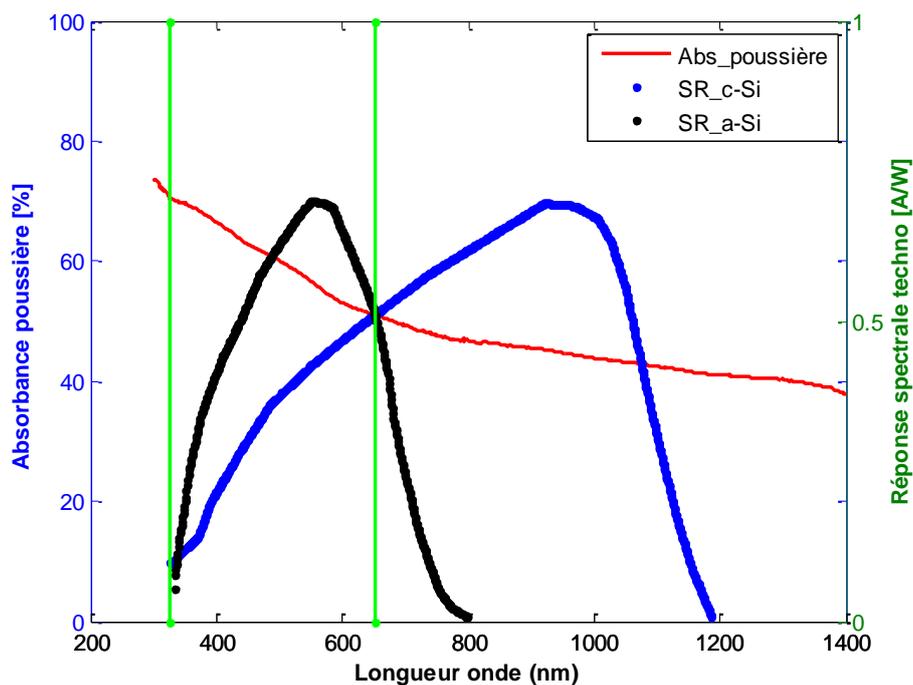


Figure V-11 : Absorbance de la poussière et réponse spectrale des modules cristallins et amorphes.

V.3.5 Détermination des périodicités optimales de nettoyage des modules dans chacune des saisons

V.3.5.1 Comparaison initiale des modules

La détermination des périodicités optimales de nettoyage se fera par technologie PV. Pour chaque technologie PV, on utilisera plusieurs modules auxquels, il sera appliqué différentes périodicités de nettoyage. La suite des analyses se basera sur la similarité des modules choisis par technologie. Autrement dit, on supposera que les différentes périodicités de nettoyage ont été appliquées à un même module. Il est donc impératif de vérifier que les modules choisis par technologie, ont les mêmes performances ou des performances très proches au début de l'étude. Les *Figure V-12* à *Figure V-14* présentent respectivement les variations des performances des modules de technologie cristalline (sc-Si et pc-Si) et les modules micromorphes. Les performances de tous les modules ont été déterminées et analysées le 27 Janvier 2015.

Notons ici qu'afin de rendre les graphes plus lisibles, les modules de même type sont représentés par la même couleur mais avec des symboles différents. On peut remarquer sur la **Figure V-12**, une similarité du comportement des modules du point de vue de leur puissance et courant de court-circuit. Ce constat n'est cependant pas le même pour la tension en circuit ouvert (Cf. **Figure V-12.c**) avec un gap d'environ 1,25 V (6,5 %) entre les tensions des modules VIC007 et VIC008 tous polycristallin de type 2.

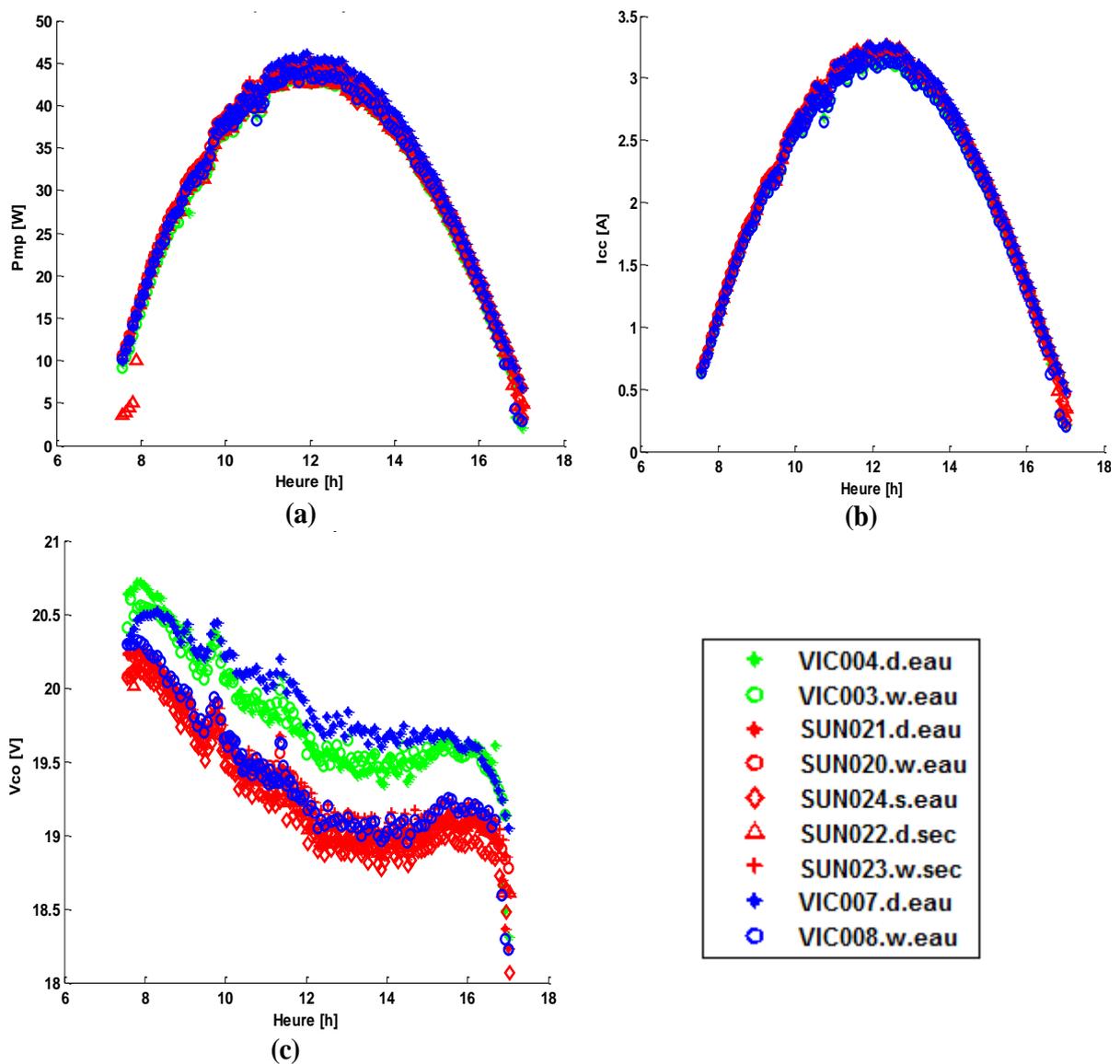


Figure V-12 : Comparaison des performances des modules de technologies cristallines (monocristallin et polycristallin de 50 Wc) le premier jour de l'étude.

Cet écart peut en partie se justifier par la différence constatée entre les températures des deux modules le même jour. La **Figure V-13** montre en effet que le module VIC008 s'échauffe plus que son homologue VIC007 au cours de la première journée. Cet échauffement justifie donc la baisse de la tension en circuit ouvert du VIC008 sur la **Figure V-12.c**. L'écart de température entre les deux modules est peut être dû à

un décollement de la sonde Pt100 du module VIC007 ou à un hot spot local sur le module VIC008. Les modules polycristallins de type 2 ne seront donc pas considérés dans la suite du traitement.

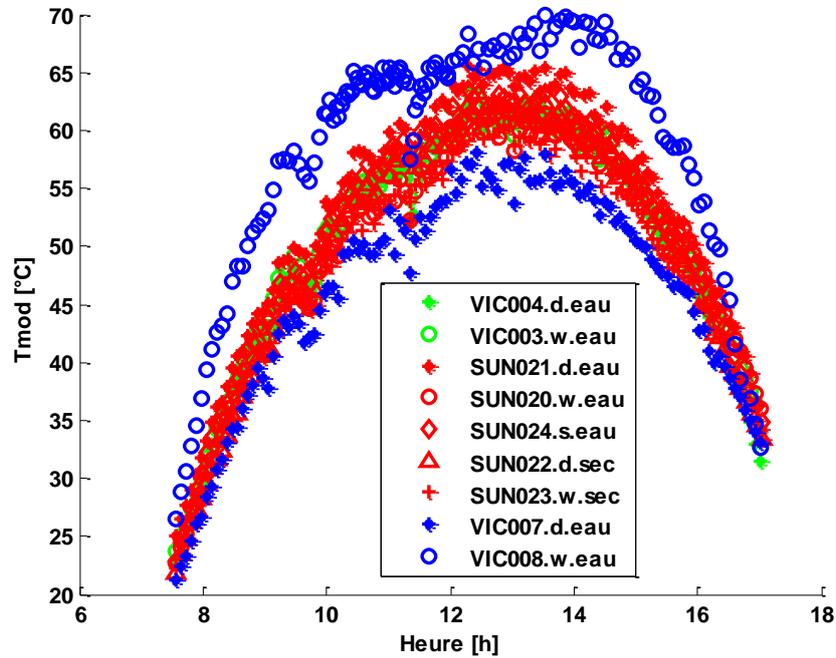
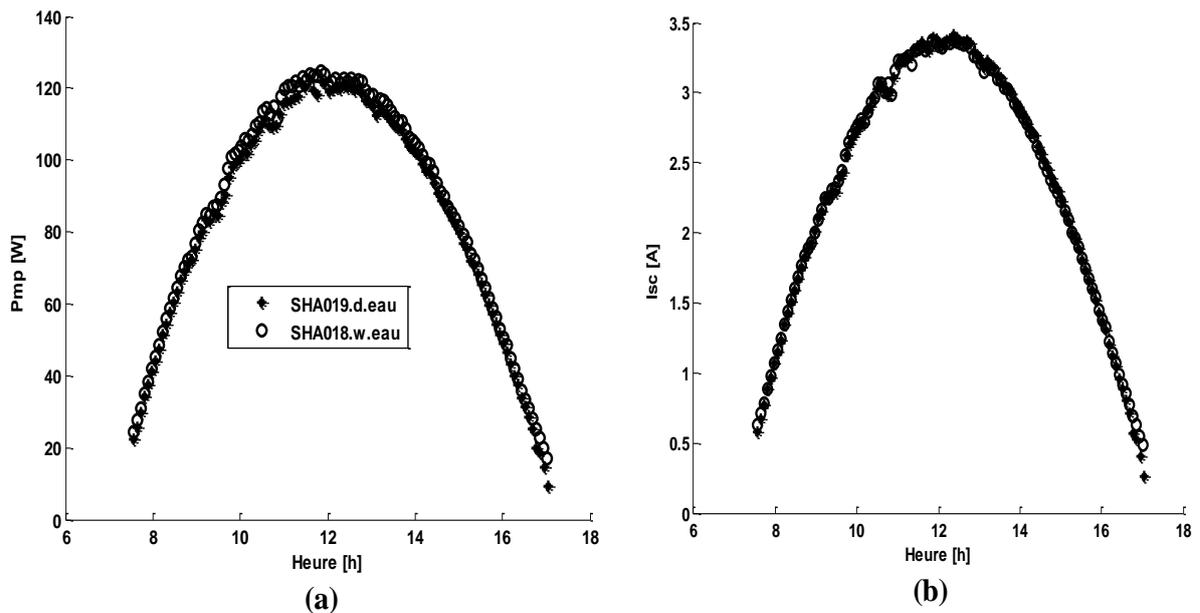


Figure V-13 : Variation de température des modules de technologie cristalline le premier jour de l'étude.

La Figure V-14 montre que les modules micromorphes ne présentent pas au début de l'étude une différence comportementale significative pour aucune des performances étudiées (P_{mp} , I_{cc} et V_{co}).



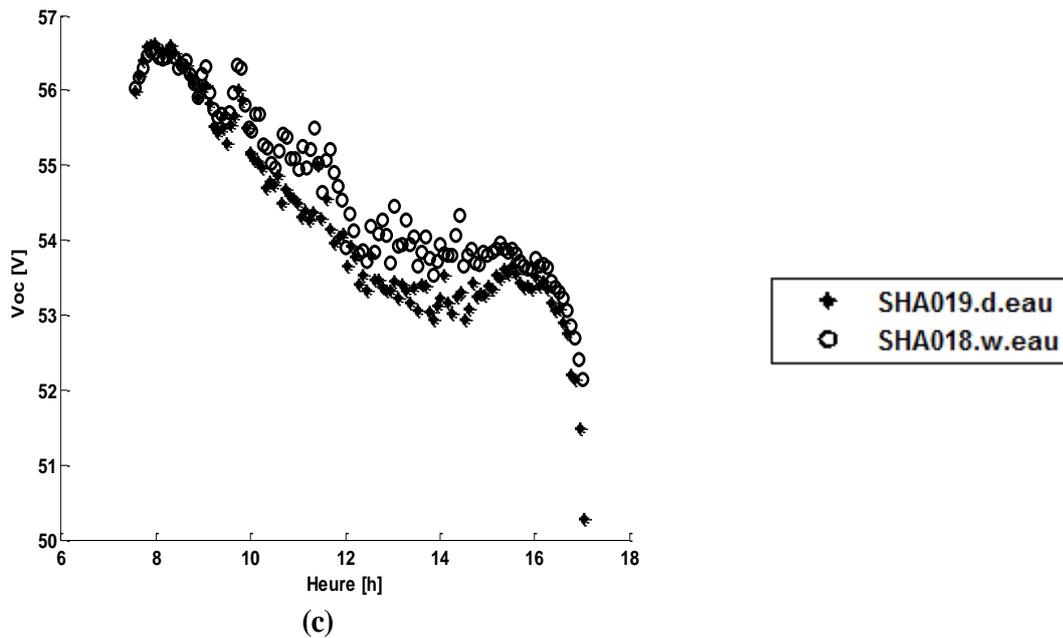


Figure V-14 : Comparaison des performances des modules de technologie micromorphe de puissance 128 Wc le premier jour de l'étude.

V.3.5.2 Saison sèche

Pour la détermination des périodicités optimales, 114 jours ont été considérés pour la saison sèche du 14/01/2015 au 07/05/2015.

V.3.5.2.1 Modélisation du gain énergétique des modules nettoyés en fonction de leur périodicité de nettoyage

Au nombre des types de modules retenus, seuls les polycristallins de type 1 ont été soumis dans la même période, à trois périodicités de nettoyage différentes (journalier, hebdomadaire et saisonnier). Ces modules sont donc utilisés pour déterminer le modèle mathématique qui traduit le mieux, le gain énergétique obtenu sur les modules nettoyés. Le gain énergétique d'une périodicité N de nettoyage n'est rien d'autre que la différence entre l'énergie produite par le module nettoyé à la périodicité N et l'énergie produite par le module nettoyé saisonnièrement (ou non nettoyé dans la période considérée).

La **Figure V-15** présente les gains énergétiques en fonction de la périodicité et deux modèles mathématiques différents (linéaire et logarithmique). On présente aussi sur la figure les facteurs de corrélation correspondants à chaque type de modèle.

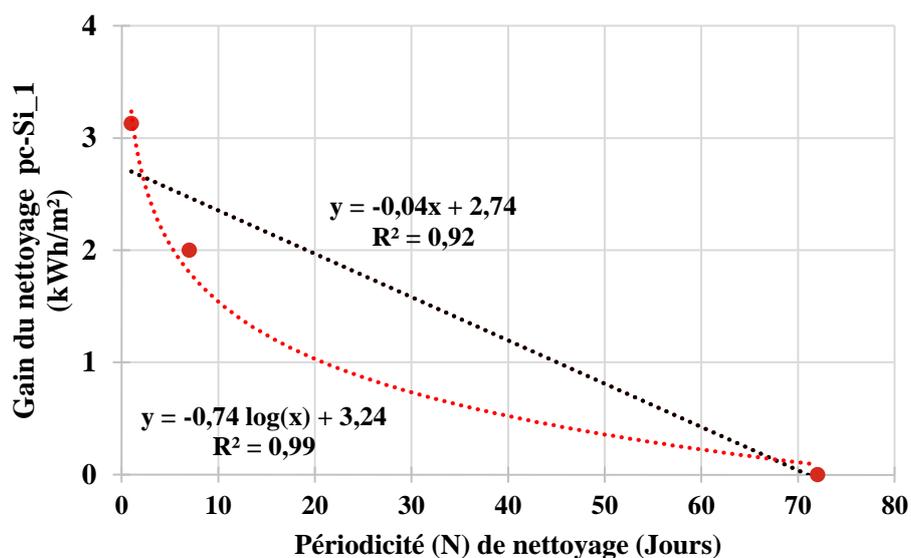
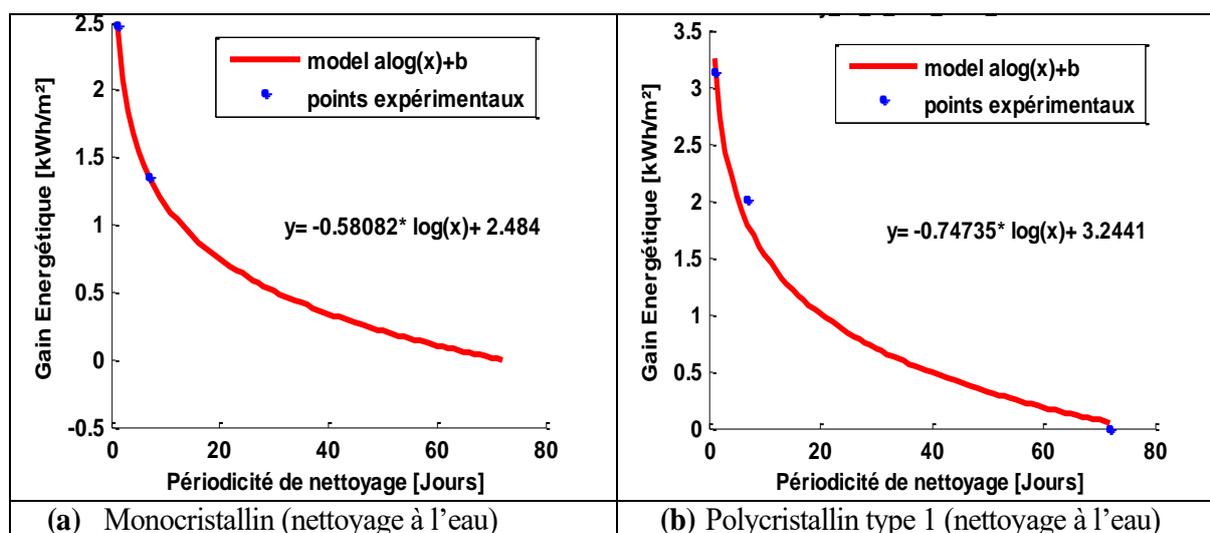
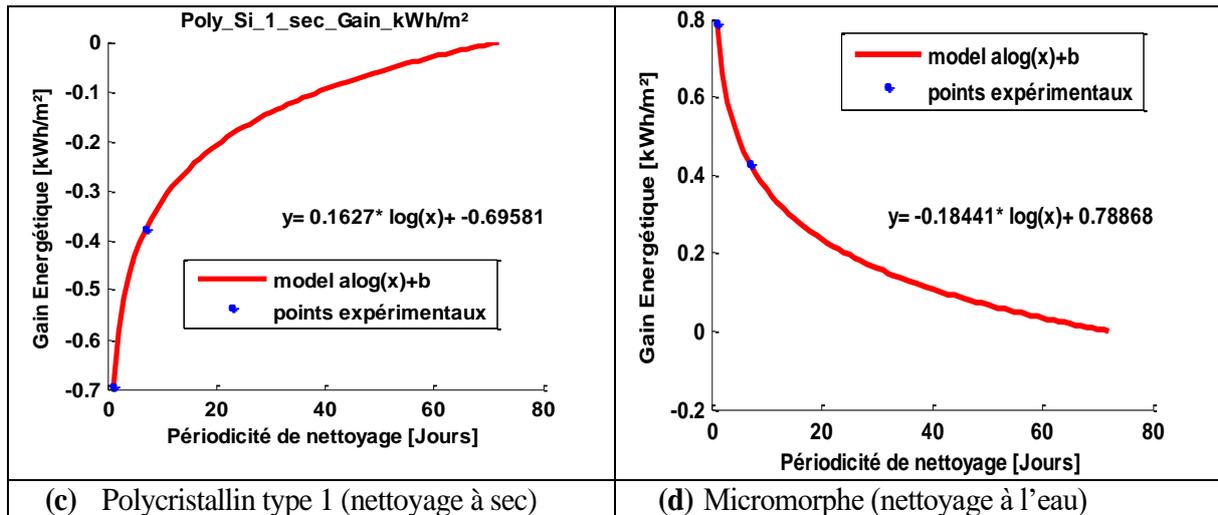


Figure V-15 : Approximation par différents modèles du gain énergétique des modules polycristallins de type 1 nettoyés à différentes périodicités N.

On remarque donc que le modèle mathématique qui approxime le mieux les gains énergétiques calculés est le modèle logarithmique avec un fort coefficient de corrélation d'environ 0,99. Ce modèle a été donc retenu pour estimer le gain énergétique en fonction des périodicités de nettoyage pour tous les autres types de modules. Notons cependant qu'il s'agit d'une hypothèse qui mérite d'être validé dans une prochaine étude, sur les autres types de modules.

La Figure V-16 présente les résultats de la modélisation du gain énergétique en kWh/m², en fonction des périodicités de nettoyage pour tous les types de modules.



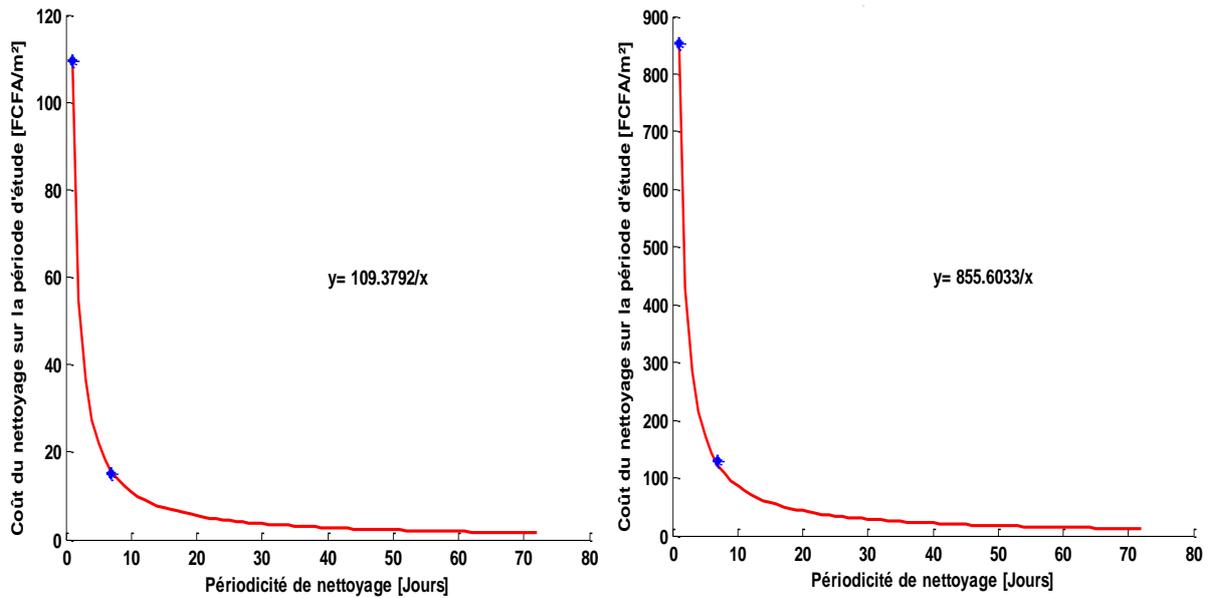


(c) Polycristallin type 1 (nettoyage à sec) **(d)** Micromorphe (nettoyage à l'eau)
Figure V-16 : Résultats de la modélisation par type de modules, du gain énergétique en fonction de la périodicité (N) de nettoyage.

On remarque sur la **Figure V-16**, une décroissance de toutes les courbes sauf celle relative au nettoyage à sec des modules polycristallins de type 1. La décroissance du gain énergétique lorsque la périodicité (ou l'intervalle entre deux nettoyages) augmente est tout à fait prévisible et signifie que plus fréquemment on nettoie un module sur le site, plus grande est l'énergie qu'il produit. La croissance de la courbe du polycristallin de type 1, pour le nettoyage à sec révèle l'inefficacité de ce type de nettoyage. En effet d'après les mesures prises, le module polycristallin de type 1 nettoyé hebdomadairement et à sec produit plus d'énergie que celui qui est nettoyé tous les jours à sec.

V.3.5.2.2 Modélisation du coût du nettoyage des modules en fonction de leur périodicité de nettoyage

Conformément à l'expression (V-6), le coût du nettoyage est une fonction inverse de la périodicité N . Les modèles du coût dépendent aussi de la main d'œuvre et de la nature du nettoyage (à l'eau ou à sec). La **Figure V-18** présente les différents modèles obtenus et les courbes correspondantes. Le coût du nettoyage journalier à sec est de 100 FCFA/m² sur une période de 72 jours et d'environ 850 FCFA/m² pour le nettoyage à l'eau. Le coût de la main d'œuvre est en effet très faible au Burkina Faso, le SMIG étant de 170,49 FCFA/h [144]. L'importance de la quantité d'eau utilisée pour le nettoyage est également à noter. L'eau utilisée sur les 72 jours pour le nettoyage journalier coûte environ 750 FCFA/m². Ce qui correspond à une quantité d'environ 700 L/m².



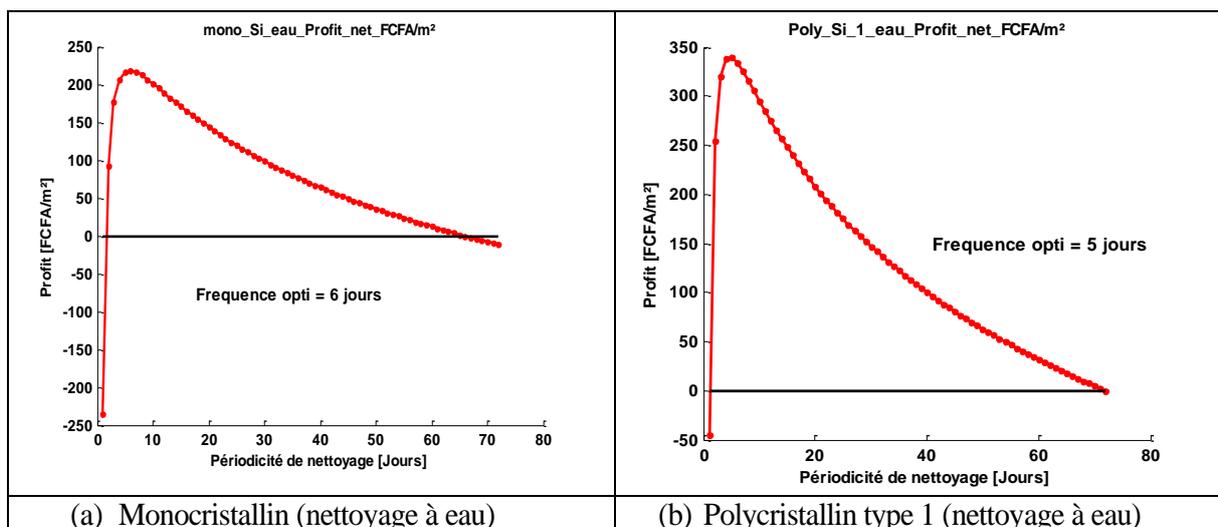
(a) Coût du nettoyage à eau

(b) Coût du nettoyage à eau (SHA017)

Figure V-17 : Résultats de la modélisation par type de modules, du coût du nettoyage en fonction de sa périodicité (N).

V.3.5.2.3 Détermination de la périodicité optimale de nettoyage des modules en saison sèche

La périodicité optimale de nettoyage des modules est celle qui permet de récupérer le maximum d'énergie tout en réduisant le coût du nettoyage. C'est donc la périodicité permettant de maximiser la différence entre le gain énergétique et le coût du nettoyage, appelée ici profit du nettoyage (Cf. équation (V-8)). La Figure V-18 présente les courbes de profit du nettoyage des types de modules étudiés en fonction de la périodicité.



(a) Monocristallin (nettoyage à eau)

(b) Polycristallin type 1 (nettoyage à eau)

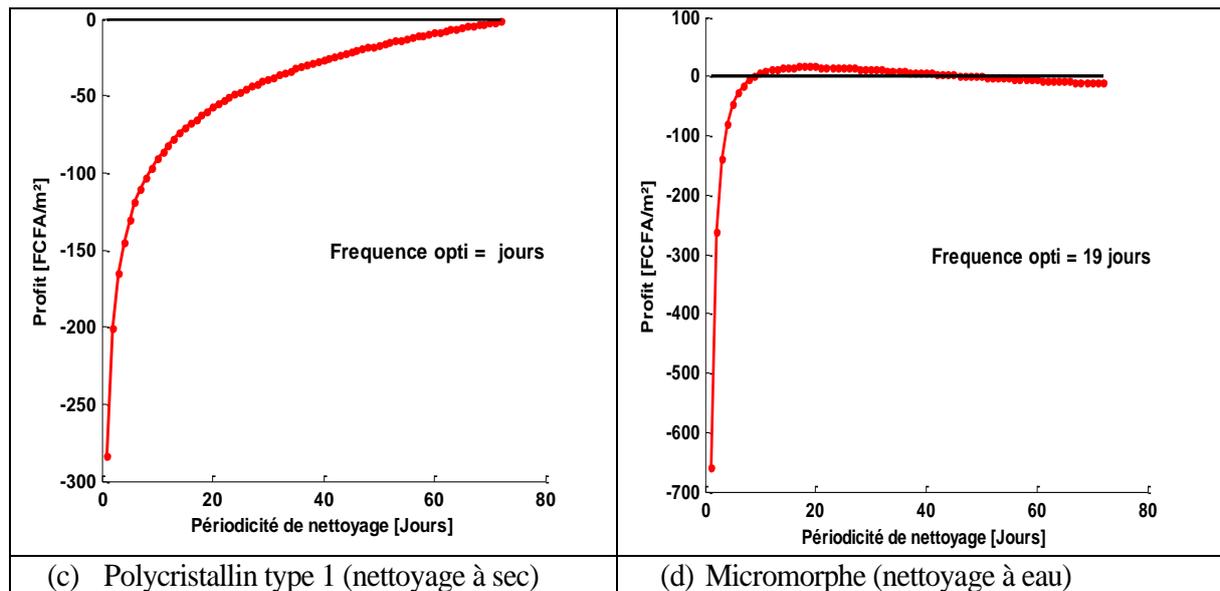


Figure V-18 : Détermination des périodicités optimales de nettoyage des différents types de modules.

Les périodicités optimales obtenues pour le nettoyage à l'eau sont de 5, 6 et 19 jours pour les modules polycristallins, les monocristallins et les micromorphes respectivement. On peut donc globalement retenir un nettoyage hebdomadaire pour les technologies cristallines. Par ailleurs les modules micromorphes doivent être nettoyés environ toutes les trois semaines, en saison sèche. Il n'est en effet pas bénéfique de nettoyer trop fréquemment les modules en couches minces à cause de leurs faibles rendements. Ils produisent des quantités d'énergie par m² plus faibles alors que le coût du nettoyage au m² est globalement le même pour toutes les technologies. La **Figure V-18** confirme aussi l'inefficacité du nettoyage à sec pour les modules polycristallins de type 1.

V.3.5.3 Saison pluvieuse

La première pluie a été observée le 08/05/2015 au cours de l'expérimentation. La période considérée pour la détermination des périodicités optimales de nettoyage en saison pluvieuse s'étend donc du 08/05/2015 au 15/08/2015 soit 100 jours. De manière analogue à la saison sèche, la modélisation des gains énergétiques, des coûts et des profits du nettoyage a été faite.

La **Figure V-19** présente les résultats de modélisation du gain énergétique en kWh/m², en fonction des périodicités de nettoyage pour tous les types de modules en saison pluvieuse.

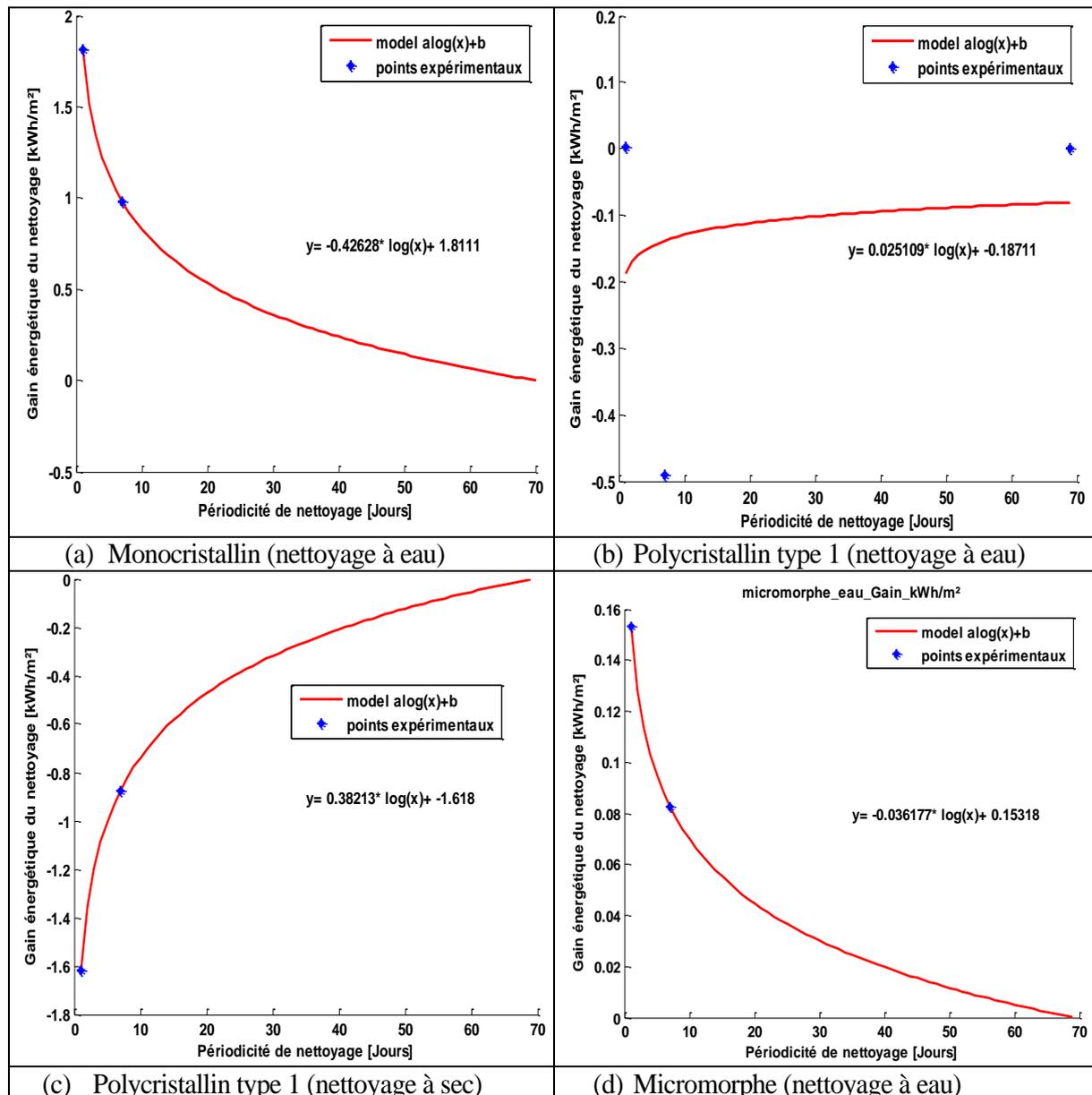


Figure V-19 : Résultats de la modélisation par type de modules, du gain énergétique en fonction de différentes périodicités de nettoyage en saison pluvieuse.

On observe avec les modules polycristallins de type 1, des valeurs négatives du gain énergétique quel que soit la périodicité et la nature du nettoyage. Ce qui indique un nettoyage inefficace en saison pluvieuse. Les courbes obtenues avec les modules monocristallins et micromorphes présentent par ailleurs les allures escomptées. On peut aussi remarquer pour les modules micromorphes des gains financiers très faibles de moins de 40 FCFA/m² avec le nettoyage journalier contre une valeur de 200 F CFA/m² obtenu en saison sèche. La Figure V-20 montre les courbes du profit de nettoyage à l'eau des modules monocristallins et micromorphes. La périodicité indiquée pour le nettoyage des modules monocristallins passent de 6 jours en saison sèche à 8 jours en saison pluvieuse. Les résultats semblent également indiquer que les modules polycristallins de type 1 et micromorphes n'ont pas besoin d'être nettoyés en saison pluvieuse.

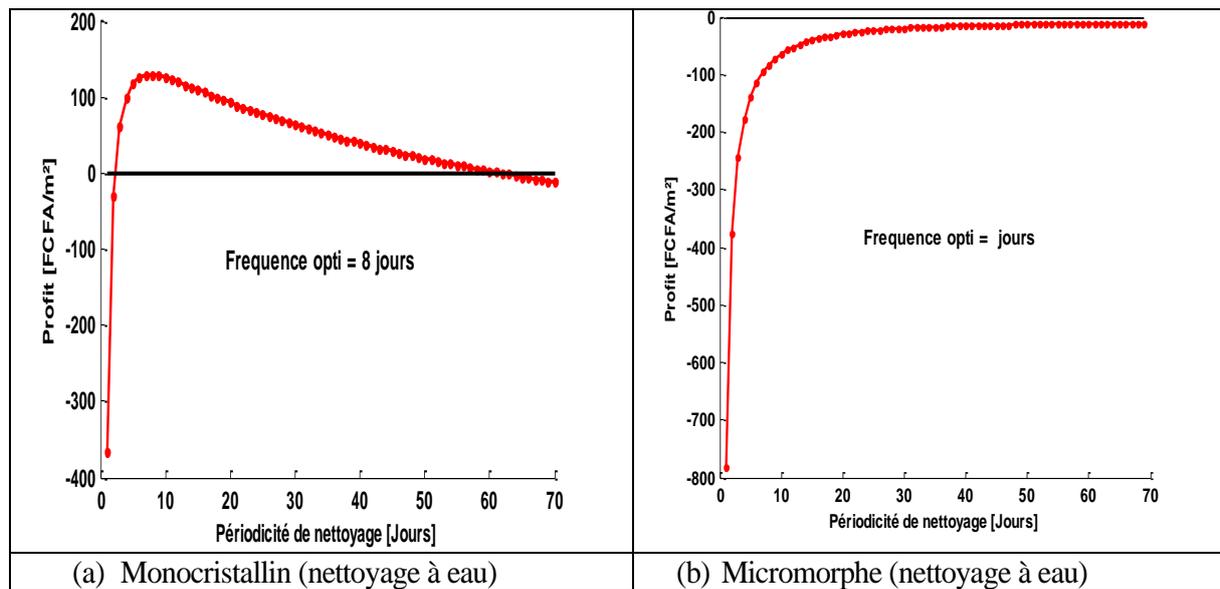


Figure V-20 : Détermination des périodicités optimales de nettoyage des modules polycristallins de type 1 et micromorphe, en saison pluvieuse.

La comparaison des énergies produites par les modules en fonction de leur périodicité de nettoyage, des saisons a été faite. Elle permet de tirer l'intérêt énergétique annuel des différentes périodicités de nettoyage en admettant une saison sèche de 7 mois sur le site. De façon générale, si les modules restent non nettoyés sur toute une année, les pertes sur le plan énergétique seraient de 10 à 30 % par rapport aux modules nettoyés journalièrement. Dans les conditions de nettoyage optimal obtenues, ces pertes énergétiques annuelles s'estiment entre 4 et 25 %. Le nettoyage des modules suivant les périodicités optimales obtenues permettrait de récupérer au moins 5 % de la production annuelle nonobstant le coût du nettoyage.

V.4 Conclusion

Ce chapitre présente les résultats de l'étude de l'influence de la poussière et de la salissure sur les principales performances (P_{mp} , I_{cc} , V_{co}) de quatre types différents de modules PV. Au total 15 modules ont été utilisés. L'étude vise deux objectifs :

- la détermination des taux journaliers et saisonniers et annuels de dégradation des performances des modules sous l'influence de la poussière,
- la détermination de la périodicité et de la méthode optimales de nettoyage de chaque type de module en fonction de la saison.

Un protocole expérimental a été mis en place et suivi pendant une année. Les principaux résultats obtenus se déclinent comme suit :

- de façon générale l'influence de la salissure sur les performances de toutes les technologies étudiées, diminue lorsque l'irradiance solaire augmente. Les modules sont donc moins affectés par la salissure sous fort éclairage,
- les performances les plus affectées par la salissure, sont le courant de court-circuit et la puissance maximale,
- des trois technologies considérées, la plus affectée par la salissure est le micromorphe avec des chutes journalières de puissance en saison sèche de 0,42 % et 0,53 % respectivement pour la puissance maximale et le courant de court-circuit,
- en période pluvieuse, de faibles taux de dégradation des performances ont été obtenus pour toutes les technologies ce qui soulève la question de l'efficacité du nettoyage des modules par la pluie dans cette saison,
- on peut retenir globalement en zone soudano-sahélienne et sur une période d'une année, des chutes de puissances de 40 % et 65 % respectivement pour des modules cristallins et micromorphes non nettoyés. Ceci se traduit par des pertes annuelles d'énergie de l'ordre de 10 à 30 % par rapport aux modules nettoyés journalièrement,
- en période sèche, les modules cristallins doivent être nettoyés à l'eau une fois par semaine et les modules micromorphes une fois environ toutes les trois semaines. Dans ces conditions, les gains annuels d'énergie nonobstant le coût du nettoyage, sont au minimum de 5 %, par rapport aux modules non nettoyés,
- en période pluvieuse les profits engendrés par un nettoyage régulier des modules sont très faibles. on peut globalement retenir que les modules n'ont pas besoin d'être nettoyés dans cette période.

Conclusion Générale et Perspectives

Cette thèse a été consacrée à la comparaison des performances de trois technologies photovoltaïques dans les différentes zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest. Il s'agit en l'occurrence des technologies de silicium monocristallin, polycristallin et du micromorphe. La finalité étant de déterminer sur le plan énergétique les meilleures technologies PV pour chacune des cinq zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest (zones saharienne, sahélienne, soudano-sahélienne, soudanienne et guinéenne).

La première étape de ce travail a porté sur les généralités autour de la filière photovoltaïque. Elle a permis de passer en revue entre autres, les performances électriques des modules et les critères de comparaison en milieu réel de différentes technologies PV. Le ratio de performance (PR) a été le critère retenu pour comparer les technologies PV dans les zones de l'Afrique de l'Ouest.

La deuxième partie des travaux a été consacré à la modélisation des performances électriques des modules PV en milieu réel. En effet nous ne disposons que d'un seul banc expérimental installé en zone soudano-sahélienne. Il s'agissait donc de concevoir des modèles précis, à même de prédire les performances réelles des modules à partir des données météorologiques de n'importe quel site. Deux approches de modélisation ont été développées dans l'environnement Matlab. La première de type paramétrique se base sur les modèles électriques. Elle a fait l'objet d'un article publié dans le journal *Solar Energy*. L'approche dite LM, s'est révélée meilleure à d'autres méthodes récentes rencontrées dans la littérature. Elle a été ensuite utilisée pour comparer l'aptitude de cinq modèles électriques à reproduire les performances électriques de différentes technologies PV. Le modèle L5P a présenté le meilleur compromis entre la précision et la complexité des calculs indépendamment de la technologie PV. Il a été donc retenu pour l'extraction des paramètres électriques des modules PV. La deuxième approche de modélisation non-paramétrique, est basée sur les réseaux artificiels de neurones. La configuration retenue pour tous les réseaux, est le Perceptron (PMC) à trois couches. La couche d'entrée comporte deux neurones représentés par l'irradiance et la température ambiante. La couche de sortie est composée d'un seul neurone représentant le ratio de performance. Une méthodologie a été proposée pour déterminer le nombre optimal de neurones dans la couche cachée du perceptron de chaque module.

La troisième partie de l'étude est focalisée sur la validation expérimentale des modèles conçus grâce aux mesures collectées sur les modules par le banc expérimental de 2iE. A cet effet, le principe de fonctionnement et les incertitudes sur les mesures prises par le banc I-V ont été présentés. Les estimations du PR, faites par l'approche LM, manquent de précision. Les racines carrées des erreurs quadratiques moyennes (RMSE) atteignent 13% et peut varier du simple au double d'un module à l'autre. L'approche LM ne peut donc pas être utilisée en état, pour comparer entre elles, les performances de différents modules.

Les modèles PMC conçus ont par contre pu estimer, les ratios de performance des modules, avec une bonne précision. L'erreur quadratique moyenne (RMSE) par rapport aux données expérimentale est inférieure à 2 %. Cette précision est de 3 à 6 fois meilleure à celle obtenue avec l'approche LM basée sur le modèle L5P. Les modèles PMCs ont été donc retenus pour l'estimation des ratios de performance des modules. L'étude a ensuite soulevé les faiblesses de l'approche LM basée sur le modèle L5P. A cet effet une attention a été portée sur la variation des paramètres électriques du L5P en fonction des conditions météorologiques du site. Cette analyse a montré clairement que la faiblesse du modèle L5P réside fondamentalement dans la mauvaise extrapolation des résistances (série et shunt) d'une condition de référence vers une autre. L'approche LM peut toutefois extraire des courbes I-V mesurées, les paramètres électriques des modules avec de remarquables précisions. Ces paramètres sont en effet très utiles pour diagnostiquer, mieux comprendre et interpréter le comportement sur site des modules PV.

La quatrième partie du document est orientée vers la comparaison des performances des trois technologies PV retenues, dans toutes les cinq zones climatiques de l'Afrique de l'Ouest. Les travaux ont débuté dans la zone soudano-sahélienne avec l'analyse comparative des mesures directement prises sur les différentes technologies et sur une année entière. Les résultats obtenus montrent une meilleure accommodation du micromorphe aux spécificités climatiques du site de Ouagadougou avec un ratio moyen annuel de performance égal à 94 %. Il a été montré que le principal paramètre météorologique qui influe sur le rendement des modules dans cette zone est la température. L'étude a également montré que les coefficients de température donnés dans les fiches techniques ne sont malheureusement pas de bons indicateurs de la réactivité des modules PV à la température en milieu réel. La détermination des coefficients obtenus à partir des mesures faites par le **banc I-V** permet de faire de meilleurs choix technologiques et par la suite des économies substantielles sur les projets PV d'envergure dans cette zone. Les modèles PMCs ont été ensuite utilisés pour retrouver les résultats de la zone soudano-sahélienne avec deux types de données météorologiques. Il s'agit des données mesurées par la station météorologique de 2iE et des données de type TMY. Les résultats obtenus avec les données de type TMY ont permis de retrouver les ratios de performance moyen des modules avec une erreur relative inférieure à 6 %. Le classement des technologies qui résulte de ces résultats est aussi le même que celui obtenu par voie expérimental en zone soudano-sahélienne. Une fois la validation faite, les PMC ont été utilisés pour estimer les performances des modules dans les quatre zones climatiques restantes avec les données de type TMY. On constate que le classement des différentes technologies est le même dans toutes les zones climatiques étudiées. La technologie micromorphe vient dans toutes les zones climatiques, en tête des trois technologies étudiées.

La cinquième et dernière partie de nos travaux a été consacré à l'étude de l'influence de la poussière sur les trois technologies PV retenues. Elle a été menée en zone soudano-sahélienne plus précisément à Ouagadougou. Cette partie a permis de déterminer les taux moyens de dégradation des performances des modules non-nettoyés et les périodicités optimales de nettoyage des modules dans cette région. De façon générale l'étude a montré que la puissance maximale et le courant de court-circuit des modules sont les principaux paramètres influencés par la poussière tandis que la tension en circuit-ouvert demeure quasi constante. Lorsque les modules PV ne sont pas nettoyés sur toute une année, les puissances chutent en moyenne de 40 % pour les modules cristallins et de 65 % pour les micromorphes. L'influence prépondérante de la poussière sur les modules micromorphes est due à la nature de la poussière recueillie sur le site qui a une forte absorbance pour les photons de faibles longueurs d'onde correspondant à la réponse spectrale des modules en couche mince en général et en particulier des modules micromorphes. Il a été montré que les modules PV peuvent rester sans nettoyage en période pluvieuse dans la zone mais en période sèche, les modules cristallins devront être nettoyés à l'eau une fois par semaine et les micromorphes toutes les trois semaines. Dans ces conditions, les gains annuels d'énergie sont au moins de 5 %, par rapport aux modules non nettoyés.

Notre étude a pu être réalisée non seulement grâce au banc I-V installé en zone soudano-sahélienne mais aussi grâce à la simulation dans les autres zones climatiques, des modèles mathématiques conçus et validés expérimentalement. La principale conclusion se dégageant des résultats obtenus porte sur l'intérêt de promouvoir les modules de technologies couche mince en l'occurrence la technologie micromorphe en Afrique de l'Ouest. Il a été démontré en effet que les performances des modules micromorphes sont moins influencées par les températures élevées des zones étudiées. Cette technologie moins chère que les modules cristallins, offre aussi les conditions les plus souples de maintenance avec une périodicité de nettoyage moins contraignante. Son rendement reste cependant faible par rapport à la filière cristalline (6 à 8 %). Ce qui nécessite de couvrir des surfaces plus importantes pour avoir la même puissance installée. Notons enfin que même si la technologie micromorphe allie quelques propriétés du silicium cristallin dont la stabilité dans le temps, elle demeure une technologie nouvelle. Sa longévité en milieu réel, comparée au silicium cristallin, reste à confirmer.

Les travaux de cette thèse débouchent sur de nombreuses perspectives de recherche :

- L'étude peut être complétée par la caractérisation de nouvelles technologies PV comme les hétérojonctions (HIT) qui sont de plus en plus adoptés dans les projets PV dans la sous-région. Il serait également indiqué de dupliquer le banc I-V dans les autres zones climatiques afin de valider les résultats de simulation obtenus ;

- L'étude de l'influence de la poussière sur les caractéristiques électriques et performances des modules PV peut être approfondie en prenant en compte la nature, la taille et la cinétique du dépôt de poussière sur la surface des modules PV. Ceci permettra d'établir une corrélation entre l'épaisseur de la poussière et la baisse des performances engendrée. Ceci permettrait aussi de développer un modèle pour estimer la dégradation des performances des modules PV sur n'importe quel site à partir de la connaissance de la composition de la poussière et de sa vitesse de dépôt sur la surface des modules PV. Pour valider les taux de dégradation obtenus et les modèles mathématiques retenus dans la présente étude, l'expérimentation sur une durée plus longue et avec plus de modules sera nécessaire. On pourra aussi étudier l'efficacité des autonettoyants comme le titane sur les différentes technologies PV ;
- L'étude de la dégradation des modules photovoltaïques dans les différentes zones doit se faire pour estimer les taux annuels de dégradation des performances des différentes technologies. Ceci permettrait de conforter le choix technologique opéré dans la présente étude ;
- Cette étude pourrait enfin déboucher sur des modèles électriques améliorés intégrant l'effet de la poussière, du vieillissement et même les phénomènes engendrés par l'ombrage de certaines cellules d'un module PV.
- L'Annexe B présente quelques corrélations obtenues entre les ratios de performance des modules étudiés, la latitude et les valeurs extrêmes d'irradiance ou de température de leur site d'installation. Cette analyse semble indiquer certaines corrélations entre ces paramètres qui méritent d'être approfondies.

Références

- [1] "World Energy Outlook 2016, International Energy Agency, Paris, 2016." .
- [2] C. ECOWAS, *Livre Blanc pour une Politique Régionale, 2006.* .
- [3] A. Balde, "DECLARATION DE DAKAR. Réunion des Ministres en charge de l'Environnement des Etats membres de la CEDEAO, du CILSS et de l'UEMOA pour la préparation de la COP21 de Paris.," Nov. 2015.
- [4] J. Degrott, P.-A. Klethi, and C. Mersh, "Résolution sur la conférence de Paris sur le climat (COP 21).," Jun. 2015.
- [5] "ECOWAS. White paper for a regional policy geared towards increasing access to energy services for rural and peri-urban populations in order to achieve the Millennium Development Goals Supported by UNDP and French Ministry of Foreign Affairs; 2005." .
- [6] A. O. Bagre, "Optimisation du couplage de centrales photovoltaïques aux réseaux publics instables : application au réseau national du Burkina Faso," Thèse, Le Havre, 2014.
- [7] Centro Regional de Energías Renovables y Eficiencia Energética, Instituto Tecnológico de Canarias, and Casa África (Las Palmas de Gran Canaria), *Les énergies renouvelables en Afrique de l'Ouest: état, expériences et tendances.* [Praia; [Las Palmas de Gran Canaria: CEREEC ; Instituto Tecnológico de Canarias [etc.], 2013.
- [8] "ABREC | African Biofuel and Renewable Energy Company." [Online]. Available: <http://www.saber-abrec.org/resources2/magazine-economie-et-d%C3%A9veloppement.html>. [Accessed: 08-Sep-2016].
- [9] "Inauguration de la Centrale solaire photovoltaïque de Bokhol-Discours de Son Excellence Monsieur le Président de la République Macky Sall - Gouvernement du Sénégal." [Online]. Available: <http://www.gouv.sn/Inauguration-de-la-Centrale.html>. [Accessed: 10-Nov-2016].
- [10] "Inauguration de la Centrale Solaire de Malicounda-Discours de Son Excellence Monsieur le Président de la République Macky Sall - Gouvernement du Sénégal." [Online]. Available: <http://www.gouv.sn/Inauguration-de-la-Centrale,2113.html>. [Accessed: 10-Nov-2016].
- [11] J. Merten, L. Sicot, Y. Delesse, and A. G. Montgareuil, "Outdoor evaluation of the energy production of different module technologies.," *In Proceedings of 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference (Eds.).2008*, 2008.
- [12] A. E. Becquerel, "Recherches sur les effets de la radiation chimique de la lumière solaire au moyen des courants électriques," *Comptes Rendus de L'Academie des Sciences*, vol. 9, pp. 145–149, 1839.
- [13] H. Derbal-Habak, "CELLULES SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES PLASTIQUES NANOSTRUCTUREES," Thèse, Université d'Angers, 2009.
- [14] B. Soria, "Etude des performances électriques annuelles de modules photovoltaïques bifaces: cas particulier modules bifaces intégrés en façade verticale," Thèse, Grenoble, 2014.
- [15] A. Ricaud, "Gisement solaire et transferts énergétiques. Support de cours, Master Energies Renouvelables, Université de CERGY-PONTOISE." Jan-2011.
- [16] A. Slaoui, "Nanostructures pour cellules photovoltaïques inorganiques," *Techniques de l'Ingenieur*, p. Dossier NM5200, 2010.
- [17] T. Mambrini, "Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies," Thèse, Université Paris Sud-Paris XI, 2014.
- [18] Y. M. Soro, "Caractérisation électronique de couches minces de silicium polymorphe (pm-Si:H) déposées à grande vitesse pour le photovoltaïque," Thèse, Université Paris-Sud 11, 2010.
- [19] K. . Ravi, "Kerfless wafers," in *2nd. Annual c-Si PVMC Workshop at Intersolar NA, San Francisco, 2013*, San Francisco, 2013.

- [20] T. Saga, "Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production," *NPG Asia Materials*, vol. 2, no. 3, pp. 96–102, Jul. 2010.
- [21] V. Terrazzoni-Daudrix, "Cellules solaires en couches minces de silicium amorphe : Effets du substrat réflecteur texturé et de la couche intrinsèque sur le courant photo-généré," Thèse, Université de Neuchâtel, 2004.
- [22] "Best Research-Cell Efficiencies," *Sun Is The Future*. [Online]. Available: <http://www.sunisthefuture.net/tag/best-research-cell-efficiencies/>. [Accessed: 04-Feb-2017].
- [23] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, and E. D. Dunlop, "Solar cell efficiency tables (version 48): Solar cell efficiency tables (version 48)," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 24, no. 7, pp. 905–913, Jul. 2016.
- [24] W. Werner, "Photovoltaics Report 2014," Fraunhofer ISE.
- [25] M. Nikolaeva-Dimitrova, R. P. Kenny, E. D. Dunlop, and M. Pravettoni, "Seasonal variations on energy yield of a-Si, hybrid, and crystalline Si PV modules," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 18, no. 5, pp. 311–320, May 2010.
- [26] J. Merten and J. Andreu, "Clear separation of seasonal effects on the performance of amorphous silicon solar modules by outdoor measurements," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 52, no. 1, pp. 11–25, 1998.
- [27] D. L. Staebler and C. R. Wronski, "Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si," *Applied Physics Letters*, vol. 31, no. 4, p. 292, 1977.
- [28] A. C. Pastor, "Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques," Thèse, INSA de Toulouse, 2006.
- [29] A. Ndiaye, "Étude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques-Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance," Thèse, Ecole Supérieure Polytechnique (ESP)-UCAD, 2013.
- [30] R. Laronde, "Reliability and durability of a complex system dedicated to renewable energy _ Photovoltaic system application," Thèse, Université d'Angers, 2011.
- [31] C. Allimuthu and P. Anbalagan, "Performance Behaviour of PV System Using Matlab Environment," *The International Journal of Science and Technoledge*, vol. 2, no. 4, p. 208, 2014.
- [32] A. Ricaud, "Modules et systèmes photovoltaïques." Sep-2008.
- [33] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations," *Solar Energy*, vol. 83, no. 5, pp. 614–624, May 2009.
- [34] M. C. Alonso García and J. L. Balenzategui, "Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations," *Renewable Energy*, vol. 29, no. 12, pp. 1997–2010, Oct. 2004.
- [35] A. Rao, R. Pillai, M. Mani, and P. Ramamurthy, "Influence of Dust Deposition on Photovoltaic Panel Performance," *Energy Procedia*, vol. 54, pp. 690–700, 2014.
- [36] W. Favre, "Silicium de type n pour cellules à hétérojonctions: caractérisations et modélisations," Thèse, Paris 11, 2011.
- [37] N. Benaouda, R. Aiouaz, and M. Abersi, "1. REPONSE SPECTRALE La réponse spectrale est la valeur du courant de court-circuit J_{sc} de la cellule par unité de flux monochromatique incident."
- [38] "Cours solaire thermique - INES Education." [Online]. Available: <http://ines.solaire.free.fr/solpv/page4.html>. [Accessed: 23-Oct-2016].
- [39] I. B. Karki and D. Faiman, "Solar Spectral Influence on the Performance of Crystalline Based Photovoltaic Modules Under Hot Weather Conditions," *Scientific World*, vol. 11, no. 11, pp. 48–51, 2013.

- [40] M. Sadok and A. Mehdaoui, "Outdoor testing of photovoltaic arrays in the Saharan region," *Renewable Energy*, vol. 33, no. 12, pp. 2516–2524, Dec. 2008.
- [41] G. Blaesser and E. Rossi, "Extrapolation of outdoor measurements of PV array I–V characteristics to standard test conditions," *Solar Cells*, vol. 25, no. 2, pp. 91–96, Nov. 1988.
- [42] A. Ndiaye, C. M. F. Kébé, P. A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, and V. Sambou, "A Novel Method for Investigating Photovoltaic Module Degradation," *Energy Procedia*, vol. 36, pp. 1222–1231, Jan. 2013.
- [43] M. Piliougine, J. Carretero, L. Mora-López, and M. Sidrach-de-Cardona, "Experimental system for current-voltage curve measurement of photovoltaic modules under outdoor conditions," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 19, no. 5, pp. 591–602, Aug. 2011.
- [44] B. Nehme, N. K. M'Sirdi, T. Akiki, and A. Naamane, "Contribution to the Modeling of Ageing Effects in PV Cells and Modules," *Energy Procedia*, vol. 62, pp. 565–575, 2014.
- [45] "IS/IEC 61724 (1998): Photovoltaic System Performance Monitoring - Guidelines for Measurement, Data exchange and Analysis - is.iec.61724.1998.pdf." [Online]. Available: <https://law.resource.org/pub/in/bis/S05/is.iec.61724.1998.pdf>. [Accessed: 16-Sep-2015].
- [46] C. CORNARO and D. MUSELLA, "Performance analysis of PV modules of various technologies after more than one year of outdoor exposure in Rome," in *Proceedings of the III international conference on applied energy*, 2011.
- [47] B. Marion *et al.*, "Performance parameters for grid-connected PV systems," in *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.*, 2005, pp. 1601–1606.
- [48] D. L. King, S. Gonzalez, G. M. Galbraith, and W. E. Boyson, "Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters."
- [49] C. E. B. E. Sidi, M. L. Ndiaye, M. El Bah, A. Mbodji, A. Ndiaye, and P. A. Ndiaye, "Performance analysis of the first large-scale (15MW p) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania," *Energy Conversion and Management*, vol. 119, pp. 411–421, 2016.
- [50] C. P. Chioncel, D. Kohake, L. Augustinov, P. Chioncel, and G. O. Tirian, "Yield factors of a photovoltaic plant," *Acta Tech Corvin Bull Eng (Fascicule)*, vol. 2, pp. 63–66, 2010.
- [51] A. Phinikarides, N. Kindyni, G. Makrides, and G. E. Georghiou, "Review of photovoltaic degradation rate methodologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, pp. 143–152, Dec. 2014.
- [52] C. Rus-Casas, J. D. Aguilar, P. Rodrigo, F. Almonacid, and P. J. Pérez-Higueras, "Classification of methods for annual energy harvesting calculations of photovoltaic generators," *Energy Conversion and Management*, vol. 78, pp. 527–536, Feb. 2014.
- [53] V. Sharma, A. Kumar, O. S. Sastry, and S. S. Chandel, "Performance assessment of different solar photovoltaic technologies under similar outdoor conditions," *Energy*, vol. 58, pp. 511–518, Sep. 2013.
- [54] A. Carr and T. Pryor, "A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates," *Solar Energy*, vol. 76, no. 1–3, pp. 285–294, Jan. 2004.
- [55] C. Cañete, J. Carretero, and M. Sidrach-de-Cardona, "Energy performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions," *Energy*, vol. 65, pp. 295–302, Feb. 2014.
- [56] S. Rehman and I. El-Amin, "Performance evaluation of an off-grid photovoltaic system in Saudi Arabia," *Energy*, vol. 46, no. 1, pp. 451–458, Oct. 2012.
- [57] A. Guérin de Montgareuil *et al.*, "First Results of the Application of the MotherPV Method to CIS Modules," *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany*, pp. 3451 – 3455.
- [58] L. Sicot *et al.*, "From Watt-Peak to Watt-Hours: MotherPV Method and IEC 61853 Standard," *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 2935–2938, Nov. 2013.

- [59] A Guérin de Montgareuil, "Description of MOTHERPV, the New Method developed at INES / CEA for the Assessment of the Energy Production of Photovoltaic Modules," *22 nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Milano 2007*.
- [60] L. S. A Guérin de Montgareuil, "A New Tool for the MotherPV Method: Modeling of the Irradiance Coefficient of Photovoltaic Modules," pp. 3305–3309, 2009.
- [61] M. P. Almeida, O. Perpiñán, and L. Narvarte, "PV power forecast using a nonparametric PV model," *Solar Energy*, vol. 115, pp. 354–368, May 2015.
- [62] M. Karamirad, M. Omid, R. Alimardani, H. Mousazadeh, and S. N. Heidari, "ANN based simulation and experimental verification of analytical four- and five-parameters models of PV modules," *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 34, pp. 86–98, May 2013.
- [63] A. Mellit, S. Sağlam, and S. A. Kalogirou, "Artificial neural network-based model for estimating the produced power of a photovoltaic module," *Renewable Energy*, vol. 60, pp. 71–78, Dec. 2013.
- [64] A. N. Celik, "Artificial neural network modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules," *Solar Energy*, vol. 85, no. 10, pp. 2507–2517, Oct. 2011.
- [65] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, "Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays," *Solar Energy*, vol. 100, pp. 31–41, Feb. 2014.
- [66] A. Malaoui and A. Elmansouri, "Deux nouvelles méthodes complémentaires pour l'extraction optimale des paramètres électriques des jonctions," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 13, no. 2, pp. 199–212, 2010.
- [67] A. Askarzadeh and A. Rezaadeh, "Parameter identification for solar cell models using harmony search-based algorithms," *Solar Energy*, vol. 86, no. 11, pp. 3241–3249, Nov. 2012.
- [68] D. Muñoz, G. Razongles, J. Coignus, and J. Merten, "Novel Equivalent Circuit for Heterojunction Cells and Diagnostic Method Based on Variable Illumination Measurements (VIM)," *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 1268–1271, Oct. 2012.
- [69] J. Merten, J. M. Asensi, C. Voz, A. V. Shah, R. Platz, and J. Andreu, "Improved equivalent circuit and analytical model for amorphous silicon solar cells and modules," *Electron Devices, IEEE Transactions on*, vol. 45, no. 2, pp. 423–429, 1998.
- [70] A. Labouret and M. Viloz, *Energie solaire photovoltaïque*, LE MONITEUR. .
- [71] H. Mathieu and H. Fanet, *Physique des semiconducteurs et des composants électroniques - 6ème édition: Cours et exercices corrigés*. Dunod, 2009.
- [72] T. U. Townsend and U. of Wisconsin-Madison, *A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems*. University of Wisconsin–Madison, 1989.
- [73] P. Wolf and V. Benda, "Identification of PV solar cells and modules parameters by combining statistical and analytical methods," *Solar Energy*, vol. 93, pp. 151–157, Jul. 2013.
- [74] A. D. Hansen and Forskningscenter Risø, *Models for a stand-alone PV system*. Roskilde: Risø National Laboratory : available from: Risø National Laboratory, Information Service Department, 2000.
- [75] A. A. TAYYAN, "A simple method to extract the parameters of the single-diode model of a PV system.," *Turkish Journal of Physics*, vol. 37, no. 1, 2013.
- [76] K. Ishaque and Z. Salam, "An improved modeling method to determine the model parameters of photovoltaic (PV) modules using differential evolution (DE)," *Solar Energy*, vol. 85, no. 9, pp. 2349–2359, Sep. 2011.

- [77] A. A. Kulaksiz, "ANFIS-based estimation of PV module equivalent parameters: application to a stand-alone PV system with MPPT controller," *TURKISH JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING & COMPUTER SCIENCES*, vol. 21, pp. 2127–2140, 2013.
- [78] J. G. P. Barnes, "An algorithm for solving non-linear equations based on the secant method," *The Computer Journal*, vol. 8, no. 1, pp. 66–72, 1965.
- [79] D. Marquardt, "An Algorithm for Least-Squares Estimation of Nonlinear Parameters," *Journal of the Society for Industrial and Applied Mathematics*, vol. 11, no. 2, pp. 431–441, juin 1963.
- [80] S. B. Dongue, D. Njomo, J. G. Tamba, and L. Ebengai, "Modeling of electrical response of illuminated crystalline photovoltaic modules using four-and five-parameter models," *International Journal of Emerging Technologies and Advanced Engineering*, vol. 2, no. 11, pp. 612–619, 2012.
- [81] F. Ghani, M. Duke, and J. Carson, "Numerical calculation of series and shunt resistance of a photovoltaic cell using the Lambert W-function: Experimental evaluation," *Solar Energy*, vol. 87, pp. 246–253, Jan. 2013.
- [82] M. U. Siddiqui and M. Abido, "Parameter estimation for five- and seven-parameter photovoltaic electrical models using evolutionary algorithms," *Applied Soft Computing*, vol. 13, no. 12, pp. 4608–4621, Dec. 2013.
- [83] M. A. De Blas, J. L. Torres, E. Prieto, and A. Garcia, "Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices," *Renewable Energy*, vol. 25, no. 3, pp. 371–380, 2002.
- [84] J. J. Dennis and J. Moré, "Quasi-Newton Methods, Motivation and Theory," *SIAM Rev.*, vol. 19, no. 1, pp. 46–89, Jan. 1977.
- [85] J. J. Moré, "The Levenberg-Marquardt algorithm: Implementation and theory," in *Numerical Analysis*, G. A. Watson, Ed. Springer Berlin Heidelberg, 1978, pp. 105–116.
- [86] I. Mukherjee and S. Routroy, "Comparing the performance of neural networks developed by using Levenberg–Marquardt and Quasi-Newton with the gradient descent algorithm for modelling a multiple response grinding process," *Expert Systems with Applications*, vol. 39, no. 3, pp. 2397–2407, Feb. 2012.
- [87] A. K. Tossa, Y. M. Soro, Y. Azoumah, and D. Yamegueu, "A new approach to estimate the performance and energy productivity of photovoltaic modules in real operating conditions," *Solar Energy*, vol. 110, pp. 543–560, Dec. 2014.
- [88] "Engauge Digitizer Software," 2016. [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/digitizer/files/Engauge%20Digitizer/>. [Accessed: 20-Nov-2016].
- [89] "UN-SCAN-IT Graph Digitizer Software." [Online]. Available: <https://www.silkscientific.com/graph-digitizer.htm>. [Accessed: 20-Nov-2016].
- [90] J. Bai, S. Liu, Y. Hao, Z. Zhang, M. Jiang, and Y. Zhang, "Development of a new compound method to extract the five parameters of PV modules," *Energy Conversion and Management*, vol. 79, no. 0, pp. 294–303, Mar. 2014.
- [91] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, mai 2009.
- [92] S. Haykin, *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*. MacMillan Publishing Company, 1994.
- [93] H. Demuth, M. Beale, and M. Hagan, "Neural network toolbox™ 6," *User's guide*, 2008.
- [94] İ. Ceylan, O. ErKaymaz, E. Gedik, and A. E. Gürel, "The prediction of photovoltaic module temperature with artificial neural networks," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 3, pp. 11–20, Jul. 2014.

- [95] E. Velilla, J. Valencia, and F. Jaramillo, "Performance evaluation of two solar photovoltaic technologies under atmospheric exposure using artificial neural network models," *Solar Energy*, vol. 107, pp. 260–271, Sep. 2014.
- [96] İ. Ceylan, E. Gedik, O. ErKaymaz, and A. E. Gürel, "The artificial neural network model to estimate the photovoltaic modul efficiency for all regions of the Turkey," *Energy and Buildings*, vol. 84, pp. 258–267, Dec. 2014.
- [97] I. A. Basheer and M. Hajmeer, "Artificial neural networks: fundamentals, computing, design, and application," *Journal of microbiological methods*, vol. 43, no. 1, pp. 3–31, 2000.
- [98] "Les réseaux de neurones - Architecture des reseaux de neurones." [Online]. Available: <http://www-igm.univ-mlv.fr/~dr/XPOSE2002/Neurones/index.php?rubrique=Architecture-des-reseaux-de-neurones>. [Accessed: 26-Aug-2015].
- [99] M. W. Gardner and S. R. Dorling, "Artificial neural networks (the multilayer perceptron)—a review of applications in the atmospheric sciences," *Atmospheric environment*, vol. 32, no. 14, pp. 2627–2636, 1998.
- [100] S. Karsoliya, "Approximating number of hidden layer neurons in multiple hidden layer BPNN architecture," *International Journal of Engineering Trends and Technology*, vol. 3, no. 6, pp. 713–717, 2012.
- [101] W. K. Yap and V. Karri, "An off-grid hybrid PV/diesel model as a planning and design tool, incorporating dynamic and ANN modelling techniques," *Renewable Energy*, vol. 78, pp. 42–50, Jun. 2015.
- [102] "OPERATOR'S MANUAL BOP (M) (D) 100W, 200W, 400W BIPOLAR POWER SUPPLY." FLUSHING, NY. 11355 U.S.A, 2001.
- [103] G. Friesen and H. A. Ossenbrink, "Capacitance effects in high-efficiency cells," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 48, no. 1–4, pp. 77–83, Nov. 1997.
- [104] C. R. Osterwald, "Standards, calibration and testing of PV modules and solar cells," *Practical Handbook of Photovoltaics*, Elsevier, Kidlington Oxford, vol. 793, 2003.
- [105] A. J. Bühler, F. Perin Gasparin, and A. Krenzinger, "Post-processing data of measured I–V curves of photovoltaic devices," *Renewable Energy*, vol. 68, pp. 602–610, Aug. 2014.
- [106] European Commission, Joint Research Centre, and Institute for Energy, *Guidelines for PV power measurement in industry*. Luxembourg: EUR-OP, 2010.
- [107] L. I. BUDIYANTO and others, "ESTIMASI NILAI KETIDAKPASTIAN PENGUKURAN MESIN OPTICAL EMISSION SPECTROMETER (OES) PADA ANALISIS PENGUJIAN KANDUNGAN Fe PADA ALUMINIUM INGOT GRADE S1-B DENGAN MENERAPKAN ISO–GUM," PERPUSTAKAAN UIN SUNAN KALIJAGA, 2012.
- [108] M. Nau, *Electrical temperature measurement: with thermocouples and resistance thermometers*, 10. expand. ed. Fulda: Juchheim, 2002.
- [109] P. Kamkird, N. Ketjoy, W. Rakwichian, and S. Sukchai, "Investigation on Temperature Coefficients of Three Types Photovoltaic Module Technologies under Thailand Operating Condition," *Procedia Engineering*, vol. 32, pp. 376–383, 2012.
- [110] E. Mboumboue, D. Njomo, M. L. Ndiaye, P. A. N'diaye, M. F. Ndiaye, and A. K. Tossa, "On the applicability of several conventional regression models for the estimation of solar global radiation component in Cameroon and Senegal sub-Saharan tropical regions," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 8, no. 2, p. 025906, Mar. 2016.
- [111] F. Almonacid, C. Rus, P. J. Pérez, and L. Hontoria, "Estimation of the energy of a PV generator using artificial neural network," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 12, pp. 2743–2750, Dec. 2009.

- [112] E. E. van Dyk and E. L. Meyer, "Analysis of the effect of parasitic resistances on the performance of photovoltaic modules," *Renewable Energy*, vol. 29, no. 3, pp. 333–344, Mar. 2004.
- [113] T. J. McMahon, T. S. Basso, and S. R. Rummel, "Cell shunt resistance and photovoltaic module performance," in *Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, 1996*, pp. 1291–1294.
- [114] M. A. Bashir, H. M. Ali, M. Ali, and A. M. Siddiqui, "An experimental investigation of performance of photovoltaic modules in Pakistan," *Thermal Science*, no. 00, pp. 134–134, 2013.
- [115] K. Bücher, "Site dependence of the energy collection of PV modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 47, no. 1–4, pp. 85–94, Oct. 1997.
- [116] K. Akhmad, A. Kitamura, F. Yamamoto, H. Okamoto, H. Takakura, and Y. Hamakawa, "Outdoor performance of amorphous silicon and polycrystalline silicon PV modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 46, no. 3, pp. 209–218, 1997.
- [117] Y. Poissant, "Field Assessment of Novel PV Module Technologies in Canada," in *Proc. 4th Canadian Solar Buildings Conference, June, 2009*.
- [118] R. Milan, "Les cellules « Back-contact » en silicium cristallin par GDF-SUEZ." .
- [119] E. Maluta and V. Sankaran, "Outdoor testing of amorphous and crystalline silicon solar panels at Thohoyandou," *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 22, no. 3, p. 17, 2011.
- [120] M. A. Mosalam Shaltout, A. A. El-Hadad, M. A. Fadly, A. F. Hassan, and A. M. Mahrous, "Determination of suitable types of solar cells for optimal outdoor performance in desert climate," *Renewable Energy*, vol. 19, no. 1–2, pp. 71–74, Jan. 2000.
- [121] K. Nishioka, T. Hatayama, Y. Uraoka, T. Fuyuki, R. Hagihara, and M. Watanabe, "Field-test analysis of PV system output characteristics focusing on module temperature," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 75, no. 3, pp. 665–671, 2003.
- [122] T. Minemoto *et al.*, "Effect of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of amorphous Si/thin-film crystalline Si stacked photovoltaic modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 91, no. 2–3, pp. 120–122, Jan. 2007.
- [123] N. Aste, C. Del Pero, and F. Leonforte, "PV technologies performance comparison in temperate climates," *Solar Energy*, vol. 109, pp. 1–10, Nov. 2014.
- [124] A. Guenounou, A. Malek, and M. Aillerie, "Comparative performance of PV panels of different technologies over one year of exposure: Application to a coastal Mediterranean region of Algeria," *Energy Conversion and Management*, vol. 114, pp. 356–363, Apr. 2016.
- [125] A. Balaska, A. Tahri, A. B. Stambouli, F. Tahri, and T. Oozeki, "Comparative performance evaluation of different technologies of photovoltaic modules in Algeria," in *2016 7th International Renewable Energy Congress (IREC), 2016*, pp. 1–5.
- [126] A. Balaska, A. Tahri, A. B. Stambouli, and T. Oozeki, "Evaluation of the performance of PV modules in Algeria," in *2015 4th International Conference on Electrical Engineering (ICEE), 2015*, pp. 1–5.
- [127] A. K. Tossa *et al.*, "Energy performance of different silicon photovoltaic technologies under hot and harsh climate," *Energy*, vol. 103, pp. 261–270, May 2016.
- [128] "Géographie de l'Afrique. [Online]. Available: https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=G%C3%A9ographie_de_l%27Afrique&oldid=120386926. [Accessed: 11-Nov-2016]," *Wikipédia*. 10-Nov-2015.
- [129] Meteonorm, "Meteonorm: Features." [Online]. Available: <http://www.meteonorm.com/en/features>. [Accessed: 11-Nov-2016].

- [130] P. M. Congedo, M. Malvoni, M. Mele, and M. G. De Giorgi, "Performance measurements of monocrystalline silicon PV modules in South-eastern Italy," *Energy Conversion and Management*, vol. 68, pp. 1–10, Apr. 2013.
- [131] D. L. King, J. A. Kratochvil, and W. E. Boyson, "Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results," in *Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE, 1997*, pp. 1183–1186.
- [132] L. Dorobantu, M. O. Popescu, C. Popescu, and A. Craciunescu, "The effect of surface impurities on photovoltaic panels," in *International conference on renewable energies and power quality, European Association for the Development of Renewable Energies Environment and Power Quality (EA4EPQ), Electrical Engineering Faculty, Politehnica University of Bucharest, 2011*, vol. 13, p. 15.
- [133] J. Zorrilla-Casanova *et al.*, "Analysis of dust losses in photovoltaic modules," in *World renewable energy congress, 2011*, pp. 2985–2992.
- [134] H. K. Elminir, A. E. Ghitas, R. H. Hamid, F. El-Hussainy, M. M. Beheary, and K. M. Abdel-Moneim, "Effect of dust on the transparent cover of solar collectors," *Energy Conversion and Management*, vol. 47, no. 18–19, pp. 3192–3203, Nov. 2006.
- [135] K. Kurokawa and Institute of Electrical and Electronics Engineers, Eds., *Proceedings of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion: joint conference of 13th PV Science & Engineering Conference: 30th IEEE PV Specialists Conference: 18th European PV Solar Energy Conference: Osaka International Congress Center "Grand Cube", Osaka, Japan, 11-18 May, 2003*. [Osaka?], Japan: WCPEC-3 Organizing Committee, 2003.
- [136] S. A. Kalogirou, R. Agathokleous, and G. Panayiotou, "On-site PV characterization and the effect of soiling on their performance," *Energy*, vol. 51, pp. 439–446, Mar. 2013.
- [137] L. Cristaldi *et al.*, "Economical evaluation of PV system losses due to the dust and pollution," in *Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC), 2012 IEEE International, 2012*, pp. 614–618.
- [138] M. Mani and R. Pillai, "Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 9, pp. 3124–3131, Dec. 2010.
- [139] J. M. DipaMa, "Principaux facteurs environnementaux du Burkina Faso Principal environmental factors of Burkina Faso."
- [140] "Importance de nos arbres." [Online]. Available: <http://arboquebec.com/importance>. [Accessed: 09-Mar-2016].
- [141] N. Nekouam, "Memoire de master : test de la resistance de quelques variétés de Sorgho Astriga Hermonthica (Del.) Bentb," Mémoire de Magister.
- [142] T. Sarver, A. Al-Qaraghuli, and L. L. Kazmerski, "A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 22, pp. 698–733, Jun. 2013.
- [143] "senegal-energies.com." [Online]. Available: <http://senegal-energies.com/index.php/joomla-fr/solaire-photovoltaique/74-solaire-pv>. [Accessed: 10-Aug-2016].
- [144] B. Compaoré, J.-B. Compaoré, and BOUGOUMA, *Décret N°2007-.../PRES/PM/MTSS/MFB fixant les salaires minima interprofessionnels garantis (SMIG)*. .

ANNEXES

Annexe A Diagnostic des mesures et suivi du fonctionnement du banc I-V

Annexe A.1 Code d'évaluation des courbes I-V enregistrées par le banc I-V

Un code d'erreur (CIVPREG) de sept chiffres est affecté à chaque courbe I-V traitée. Chacune des composantes (C, I, V, P, R, E, G) du code renseigne sur la qualité de la courbe I-V mesurée ou sur chacun des paramètres extraits en l'occurrence :

- la composante C peut prendre les valeurs 1 ou 3 ; C = 1 si la courbe I-V a un nombre minimum de points dans le premier quadrant (spécifier au départ, généralement 10 points) et 3 si non ; dans le deuxième cas elle est jugée incomplète ;
- la composante I correspond à la détermination de I_{cc} ; elle prend les valeurs 1, 2 ou 3. I prend la valeur 1 si le courant I_{cc} est obtenu sans extrapolation quand la courbe I-V coupe l'axe des courants, 2 en cas de faible extrapolation et 3 lorsque le calcul est impossible ou lorsque l'extrapolation est entachée d'une incertitude trop élevée. C'est le cas par exemple si le dernier point d'abscisse non nul de la courbe I-V est très éloigné de l'axe des courants. La région pour une extrapolation raisonnable correspond à une plage de tensions entre 0 V et 20% de la tension en circuit ouvert V_{co} [105] [105] ;
- la composante V renseigne sur la détermination de V_{co} . Elle peut prendre les valeurs 1, 2 et 3 suivant le raisonnement précédent. La plage raisonnable de courant pour l'extrapolation est entre 0 A et 20% de I_{cc} ; Lorsque les composantes I et V du code prennent trop fréquemment des valeurs différentes de 1, cela dénote d'une mauvaise configuration du banc I-V ;
- la composante P prend les valeurs 1 ou 3, renseignant sur la détermination de la puissance maximale P_{mp} P = 1 si la valeur extraite de P_{mp} est fiable et 3 si non. La valeur de 3 est généralement obtenue si la courbe I-V est incomplète ou aberrante ou si la courbe P (V) présente plusieurs extremums ;
- la composante R renseigne sur la détermination des résistances série ou shunt. Elle prend la valeur 1 si R_{sh} et R_s sont bien extraits et 3 si non. Ce second cas survient si la courbe I-V est aberrante ou quand les pentes aux points I_{cc} et V_{co} sont difficilement calculables ;
- la composante E prend les valeurs 1 ou 3. Elle indique si la courbe I-V est mesurée sous un éclaircissement constant (E = 1) ou pas (E = 3). Ce code est généré grâce aux mesures d'irradiance prises par les cellules de référence. En effet comme expliqué à la section III.2.1, la cellule de référence a un temps de réponse semblable à celui des modules PV. Ainsi, pour chaque point de la courbe I-V, elle mesure la valeur correspondante de l'irradiance.

Il peut arriver que tous les sept chiffres d'un code prennent la valeur 4. Cela signifie que la courbe n'a aucune de ses parties dans le quadrant 1 et ne saurait de ce fait être traitée. Ces codes seront utilisés ultérieurement dans l'analyse et l'interprétation des mesures et des performances des modules PV.

Annexe A.2 Exécutable Matlab pour le diagnostic du fonctionnement journalier du banc I-V

L'exécutable IVBench_Soft1 présenté sur la **Figure A.1**, est la première application conçue pour diagnostiquer les mesures prises par le Banc I-V du 2iE. Son but principal est de détecter les éventuels dysfonctionnements du banc I-V afin d'éviter l'absence ou la prise sur plusieurs jours d'aberrantes mesures. De façon plus spécifique, l'outil graphique permettra de détecter:

- une déconnexion des sondes de température des modules photovoltaïques ;
- une déconnexion d'un module PV du banc (câble de puissance) ;
- une mauvaise configuration d'une voie du banc ;
- un mauvais fonctionnement des appareils de mesures d'irradiance et de température ambiantes.



Figure A.1 : Interface graphique de l'application Matlab conçue pour le suivi journalier du fonctionnement du banc I-V du 2iE.

L'utilisation de l'interface graphique ne requiert ni l'installation du logiciel Matlab, ni sa connaissance particulière. Pour rendre plus rapide sa prise en main, il est assorti d'un guide d'installation et d'utilisation.

Annexe B Corrélations entre les ratios de performance des modules, leur position géographique et les valeurs extrêmes d'irradiance et de température de leur site d'installation

La **Figure A.2** montre les variations du ratio de performance des modules étudiés en fonction des latitudes des différentes villes retenues. On remarque que les performances des modules augmentent légèrement au fur et à mesure qu'on descend en latitude. On note une chute moyenne de 0,14% du ratio de performance par degré supérieur de latitude.

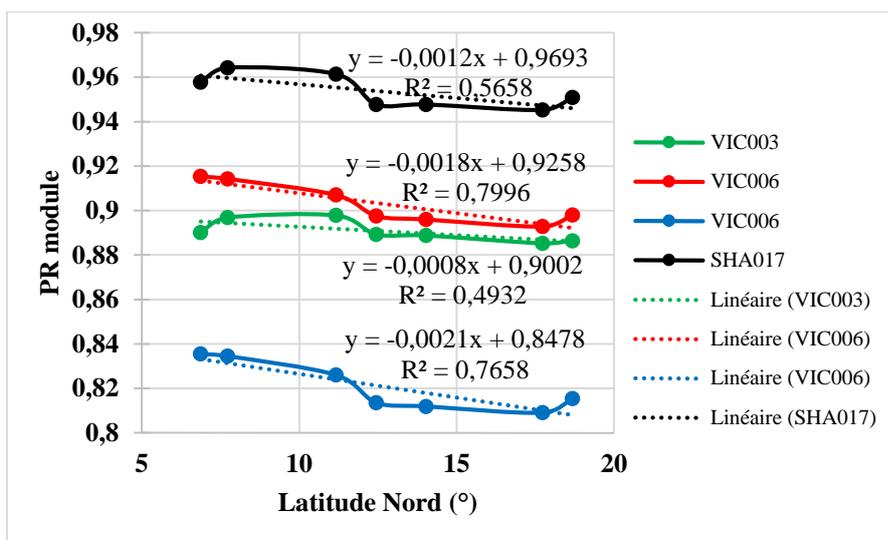


Figure A.2 : Ratios moyens annuels des performances des modules en fonction des latitudes des zones étudiées.

Cette chute est due essentiellement à une élévation de température ambiante au fur et à mesure que la latitude du lieu augmente comme le montre la **Figure A.3**. En effet, cette figure illustre l'évolution des valeurs maximales de température ambiante des différentes zones ciblées en fonction de leur latitude. On relève une élévation de température ambiante d'environ 0,59 °C par degré supérieur de latitude Nord.

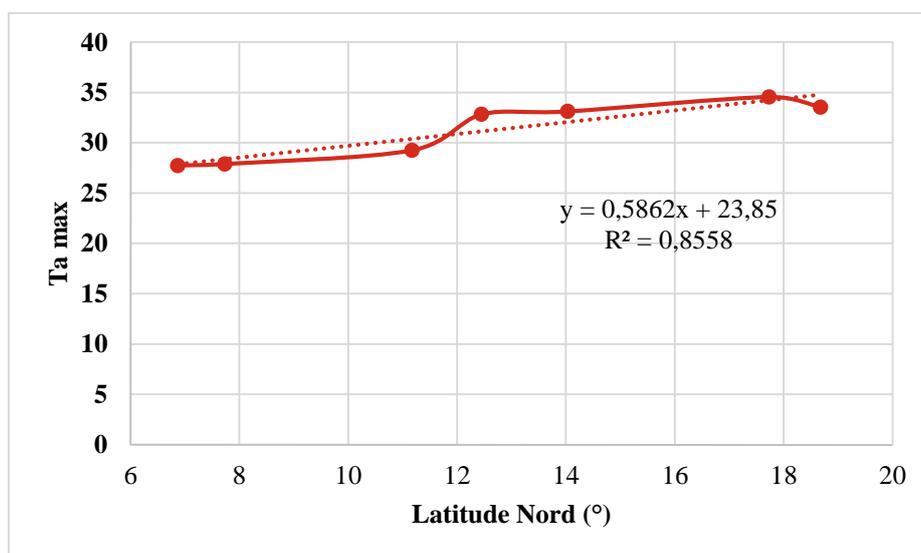


Figure A.3 : Température ambiante maximale sur l'année en fonction de la latitude du lieu.

Une analyse sommaire de l'influence de l'irradiation globale et de la température ambiante sur les ratios de performances mesurés, a été par la suite entreprise. La **Figure A.4** présente le PR moyen annuel des modules étudiés en fonction de la température maximale annuelle enregistrée sur les différents sites. On remarque que le PR moyen annuel d'un module sur un site donné, est une fonction affine décroissante, de la température maximale enregistrée au cours de l'année. Les coefficients de chute du PR des modules étudiés varient globalement de **-0.38%/°C** à **-0.13%/°C** avec une **moyenne de -0.25%/°C**.

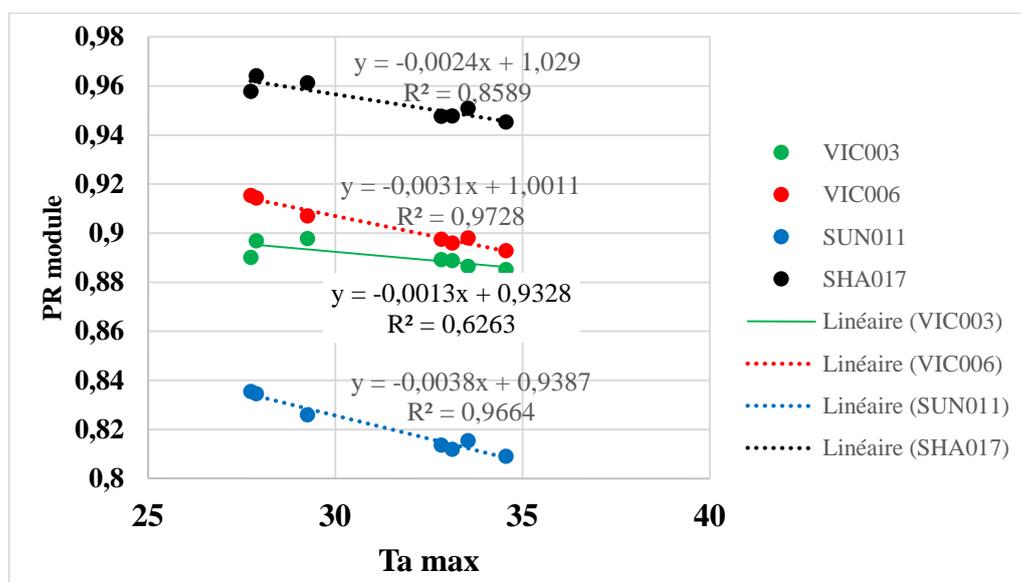


Figure A.4 : Ratio moyen annuel des modules en fonction de la température ambiante maximale relevée sur les différents sites étudiés.

L'analyse a aussi révélé (voir **Figure A.5**) que le PR moyen d'un module, est une fonction polynomiale (de degré 2), de la valeur minimale d'irradiation journalière mesurée au cours d'une année. Cette constatation renferme une information importante : pour chaque module, il existerait une limite inférieure de son ratio de performance.

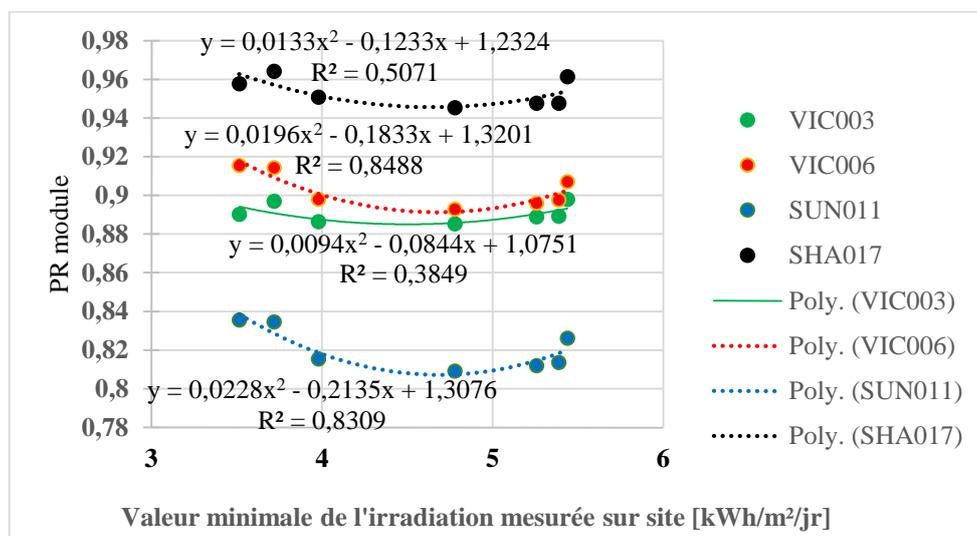


Figure A.5 : Ratio moyen annuel des modules en fonction de l'irradiation minimale relevée sur les différents sites étudiés.

Annexe C Programme Matlab pour la conversion sur plan incliné de l'irradiance globale mesurée sur plan horizontal

```

function[Rayglobinc,Temp_amb]=ConvEns(datcomp,meteodata,simulminut,lat,long,inclinaison,
albedo)
% Ce programme permet de déterminer l'irradiance globale sur plan incliné Rayglobinc à partir
de % l'irradiance diffuse G_DfH et du globale mesurée sur plan horizontal G_GH
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Jour_debut=datcomp(1);
Mois_debut=datcomp(2);
b= lat*(pi/180); %Conversion de la latitude du lieu en radians
incli=inclinaison*(pi/180);
N=0;
Calend=[31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31];
if(Mois_debut>1)
    for i=1:Mois_debut-1
        N=N+Calend(i);
    end
end
N=N+Jour_debut;
ind=(Jour_debut-1)*24*60+simulminut+1;
G_DfH=meteodata(ind,3);
G_GH=meteodata(ind,2);
simulheur=floor(simulminut/60)+1;
TU=simulheur;
decli=23.45*sin ((360/365)*N-80)*(pi/180);
TSL=TU+ (long/15);
TSV=TSL;
AH=(TSV-12 )*15*(pi/ 180);
Rd=(cos(b-incli)*cos(AH)*cos(decli)+sin(b-incli)*sin(AH))/(cos(b)*cos(AH)*...
cos(decli)+sin(b)*sin(AH));
if(G_GH>0)
    Rg=(1-(G_DfH/G_GH))*Rd+(G_DfH/G_GH)*((1+cos(incli))/2)+ albedo*((1- cos(incli))/2);
else
    Rg=0;
end
if(Rg>=0)
    Rayglobinc=Rg*G_GH;
else
    Rayglobinc=0;
end
Temp_amb=meteodata(ind,5);
end

```