

UNIVERSITE ASSANE SECK DE ZIGUINCHOR



UFR Sciences et Technologies

Ecole Doctorale Sciences, Technologies et Ingénierie (ED-STI)

Laboratoire de Chimie et de Physique des Matériaux (LCPM)

THÈSE

Spécialité : Electronique et Energie photovoltaïque

CONTRIBUTION A L'AMÉLIORATION DES PERFORMANCES DES MODULES PHOTOVOLTAIQUES EN AFRIQUE : PROBLÉMATIQUES DES CONSTRAINTES ENVIRONNEMENTALES

Présentée par :

Issa Faye

Soutenue publiquement le 14 Août 2021 devant le Jury composé de :

Président Jury	M. Senghane	MBODJI	Professeur Titulaire, UFR-SATIC-UAD
Rapporteurs	M. Pasquinelléni	MARCEL	Professeur Titulaire, Université Marseille
	M. Mamadou Lamine	NDIAYE	Maître de Conférences, ESP-UCAD
	M. Senghane	MBODJI	Professeur Titulaire, UFR-SATIC-UAD
Examineurs			
	M. Moustapha	THIAME	Maître de Conférence; UFR-ST-UASZ
Encadrant	M. Ababacar	NDIAYE	Maitre-Assistant, ESP-UCAD
Directeur Thèse	M. Diouma	KOBOR	Professeur Titulaire, UFR-ST-UASZ

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE.....	14
CHAPITRE I: GENERALITES SUR LES TECHNOLOGIES PHOTOVOLTAÏQUES ET LEURS PERFORMANCES.....	18
CHAPITRE I: GENERALITES SUR LES TECHNOLOGIES PHOTOVOLTAÏQUES ET LEURS PERFORMANCES.....	19
I-1-INTRODUCTION.....	19
I-2-RAPPEL SUR L'EFFET PHOTOVOLTAÏQUE.....	19
I-3-LES TECHNOLOGIES DES CELLULES SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES	21
I-3-1- LA TECHNOLOGIE CRISTALLINE	21
I-3-2-LA FILIERE DES COUCHES MINCES	21
I-3-3-LES CELLULES SOLAIRES ORGANIQUES.....	22
I-3-4-LES CELLULES HETEROJONCTION.....	23
I-3-5- LES CELLULES MULTIJONCTION	23
I-4-LES PARAMETRES DE PERFORMANCES DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES.....	23
I-4-1- LE COURANT DE COURT-CIRCUIT.....	23
I-4-2- LA TENSION EN CIRCUIT OUVERT	24
I-4-3- LA PUISSANCE DE SORTIE D'UN MODULE PV	25
I-4-4- LE FACTEUR DE FORME FF	25
I-5-TEMPS DE RECUPERATION DE L'ENERGIE	27
I-6-INTERCONNEXION CELLULAIRE	27
I-6-1-RUBANS ET FILS	27
I-6-2-STRUCTURE DE L'INTERCONNEXION	28
I-7-COUVERTURES ET ENCAPSULANT	28
I-7-1-COUVERTURE.....	28
I-7-2- TEXTURATION DE LA SURFACE DU VERRE	29
I-7-3- IMPACT DES MATERIAUX ENCAPSULANT	30
I-8-LE RAPPORT DE RENDEMENT DE LA CELLULE AU MODULE (CAM)	32
I-9-INFLUENCE DES FACTEURS ENVIRONNEMENTAUX SUR LA PERFORMANCE DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES	33
I-9-1- MODELES D'IRRADIATION.....	33
I-9-2-NIVEAU D'IRRADIATION	33

I-9-3-INSTRUMENTS DE MESURE DU RAYONNEMENT SOLAIRE.....	34
I-9-3-1 PYRANOMÈTRES.....	34
I-9-3-2-PYRHÉLIOMÈTRES	35
I-9-3-3-HÉLIOGRAPHES	35
I-9-3-4-PYRANOMETRE A BANDE D'OMBRE ROTATIVE.....	35
I-9-4-EFFET DE L'HUMIDITE	36
I-10-L'EFFET DE L'ORIENTATION.....	37
I-11-LA NORME PHOTOVOLTAÏQUE CEI	38
CONCLUSION.....	40
CHAPITRE II : ETAT D	
E L'ART SUR LA DEGRADATION DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES ET IMPACT DES	
FACTEURS ENVIRONNEMENTAUX	
	42
CHAPITRE II : ETAT DE L'ART SUR LA DEGRADATION DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES	
ET IMPACT DES FACTEURS ENVIRONNEMENTAUX.....	
	43
II-1-INTRODUCTION	43
II-2-DEGRADATION DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES	43
II-3- MODES DE DEGRADATION	45
II-3-1- DECOLORATION.....	45
II-3-3- FISSURATION.....	47
II-3-4-ENDOMMAGEMENT DU REVETEMENT ANTIREFLET (AR)	48
II-3-5- POINTS CHAUDS	48
II-3-6-SALISSURES	48
II-3-7-OXYDATION ET CORROSION DES BUSBARS	49
II-3-8-DELAMINATION DE L'ENCAPSULANT	49
II-3-9-AUTRES MODES DE DEGRADATION	49
II-3-9-1-ECHEC DE LA BALANCE DU SYSTEME (EBS)	49
II-3-9-2-DEFAUT DE LA BOITE DE JONCTION	50
II-3-9-3-DEFAUT DE LA DIODE BY-PAS	50
II-3-9-4-DEFAUT DE CORRESPONDANCE.....	51
II-3-9-5-DEFAUT DU A LA TERRE	51
II-3-9-6-DEFAUT DE LIGNE.....	51
II-3-9-7-DEFAUT D'ARC	51
II-4-DEGRADATION DUE A LA LUMIERE LETID	51
II-5-DEGRADATION INDUITE PAR LE POTENTIEL (PID)	52

II-6-LES FACTEURS RESPONSABLES DES MODES DE DEGRADATION	53
II-6-1-EFFET DE LA TEMPERATURE	53
II-6-2-EFFET DE L'HUMIDITE.....	55
II-6-3-IMPACT DU RAYONNEMENT UV	55
II-7- MOYENS DE DETECTION DE LA DEGRADATION DU MODULE PHOTOVOLTAÏQUE	58
II-7-1-INSPECTION VISUELLE	58
II-7-2-THERMOGRAPHIE INFRA ROUGE	58
II-7-3-TECHNIQUE D'INSPECTION PAR ULTRASONS	59
II-7-4-IMAGERIE PAR ELECTROLUMINESCENCE	60
II-7-5-DETECTION DE DEFAUT PAR LASER.....	61
II-7-6- MESURE DES CARACTERISTIQUES.....	61
II-7-7-APPROCHE PAR ALGORITHME DE DETECTION DE DEFAUT.....	63
CONCLUSION.....	63
CHAPITRE III : IMPACT DE L'OMBRAGE PARTIEL SUR LES PERFORMANCES DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES AU SILICIUM CRISTALLIN.....	64
CHAPITRE III : IMPACT DE L'OMBRAGE PARTIEL SUR LES PERFORMANCES DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES EN SILICIUM CRISTALLIN.....	65
III-1-INTRODUCTION.....	65
III-2-PHENOMENE D'OMBRAGE SUR LES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES	65
III-2-1- L'OMBRAGE PARTIEL DES MODULES PV.....	66
III-2-2-ENCRASSEMENT DES PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES	67
III-3-PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DES CELLULES OMBRAGEES	68
III-4-IMPACT DE L'OMBRAGE PARTIEL SUR LES PERFORMANCES DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES EN SILICIUM CRISTALLIN.....	68
III-5-PRESENTATION DU SITE	70
III-6-ETUDE EXPERIMENTALE ET METHODOLOGIE	70
III-6-1-PRESENTATION DES MODULES.....	71
III-6-2-PRESENTATION DE L'ANALYSEUR DE MODULES PHOTOVOLTAÏQUES I-V 400.....	73
III-7-METHODOLOGIE	74
III-8-RESULTATS ET DISCUSSION.....	75
III-8-1-L'IMPACT DE LA TRANSMITTANCE DE L'OMBRAGE PARTIEL	75
III-8-2-L'IMPACT DE L'OMBRAGE PARTIEL SUR LES CARACTERISTIQUES I-V ET P-V	76
III-8-3- EVALUATION DU TAUX DE PERTE DE PERFORMANCE P_{MAX} I_{CC} V_{CO} ET η.....	82
III-9-CONCLUSION.....	85

CHAPITRE IV: ETUDE COMPARATIVE DE L'IMPACT DES CONDITIONS ENVIRONNEMENTALES SUR LES PERFORMANCES DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES.....	86
CHAPITRE IV : ETUDE COMPARATIVE DE L'IMPACT DES CONDITIONS ENVIRONNEMENTALES SUR LES PERFORMANCES DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES.....	87
IV-1-ITRODUCTION.....	87
IV-2- PRESENTATION DES SITES D'ETUDE ET DES SYSTEMES ETUDIES.....	87
IV-2-1- SITE ET LE SYSTEME D'ETUDE DE LA CASAMANCE	87
IV-2-1-1-SITE DE LA CASAMANCE	87
IV-2-1-2- SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE INSTALLE EN CASAMANCE (SENEGAL)	88
IV-2-2-SITE ET SYSTEME D'ETUDE DE COLOGNE EN (ALLEMAGNE)	90
IV-2-2-1- PRESENTATION DU SITE D'ETUDE DE COLOGNE EN (ALLEMAGNE).....	90
IV-2-2-2- CHAMPS PHOTOVOLTAÏQUE DU LABORATOIRE SOLAIRE DE COLOGNE (ALLEMAGNE)	91
IV-3-METHODOLOGIE	92
IV-4- RESULTATS ET DISCUSSION	94
IV-4-1-RESULTATS DE L'INSPECTION VISUELLE.....	94
IV-4-2-RESULTATS DE LA THERMOGRAPHIE INFRA ROUGE	97
IV-4-3- CARACTERISTIQUES I-V ET DETERMINATION DE LA DEGRADATION	99
IV-4-4- RESULTATS DE L'IMAGERIE PAR L'ELECTROLUMINESCENCE	105
IV-4-5-COMPARAISON DE LA DEGRADATION DES PERFORMANCES DES MODULES EN FONCTION DES CONDITIONS ENVIRONNEMENTALES.....	109
IV-5-1-ETUDE EXPERIMENTALE.....	114
IV-5-2-METHODOLOGIE	116
IV-5-3-RESULTATS ET DISCUSSION	117
IV-6-CONCLUSION.....	120
CHAPITRE V: ESSAIS ACCELERES DE CHALEUR HUMIDE ET DE CYCLE THERMIQUE SUR DES MINI-MODULES AU SILICIUM CRISTALLIN	122
CHAPITRE V: ESSAIS ACCELERES DE CHALEUR HUMIDE ET DE CYCLE THERMIQUE SUR DES MINI-MODULES AU SILICIUM CRISTALLIN	123
V-1-INTRODUCTION	123
V-2- ETAT DE L'ART DES ESSAIS ACCELERES	123
V-3- NORME CEI.....	125
V-3-1- NORME CEI 61215	126
V-3-1-1-PRESENTATION DES SEQUENCES DE LA NORME CEI 61215	127
V-3-1-2- CONDITIONS D'ACCEPTATION	130

V-3-1-3- LES LIMITES DES NORMES DE CERTIFICATION DES MODULES PV	131
V-3-2- NORME CEI 61730	132
V-4-SEQUENCES DES TESTS ENVIRONNEMENTAUX.....	133
V-4-1-PRESENTATION DU CYCLE THERMIQUE.....	133
V-4-1-1-SEQUENCE DU CYCLE THERMIQUE	133
V-4-1-2-EFFET DU CYCLE THERMIQUE.....	134
V-4-2-PRESENTATION DE LA CHALEUR HUMIDE.....	134
V-4-2-1-SEQUENCE DE LA CHALEUR HUMIDE	135
V-4-2-2-EFFET DE LA CHALEUR HUMIDE	135
V-5-ETUDE EXPERIMENTALE	136
V-5-1-DESCRIPTION DE LA METHODE EXPERIMENTALE.....	136
V-5-2- PRESENTATION DES ESSAIS ET DES PLATEFORMES EXPERIMENTALES.....	138
V-5-2-1- CYCLE THERMIQUE	138
V-5-2-2-ESSAIS DE LA CHALEUR HUMIDE	139
V-5-3- RESULTATS ET DISCUSSION.....	140
V-5-3-1-CYCLE THERMIQUE	140
V-5-3-1-1-INSPECTION VISUELLE.....	141
V-5-3-1-2- ANALYSE PAR IMAGERIE THERMIQUE INFRAROUGE (IR).....	142
V-5-3-1-3-ANALYSE PAR ELECTROLUMINESCENCE	145
V-5-3-1-4-IMPACT SUR LES PERFORMANCES ELECTRIQUES	147
V-5-3-2-CHALEUR HUMIDE	148
V-5-3-2-1-INSPECTION VISUELLE.....	148
V-5-3-2-2-ANALYSE PAR IMAGERIE THERMIQUE (IR)	149
V-5-3-2-3-ANALYSE PAR ELECTROLUMINESCENCE	151
V-5-3-2-4-IMPACT SUR LES PERFORMANCES ELECTRIQUES	152
V-5-4-ETUDE COMPARATIVE DE L'IMPACT DU CYCLE THERMIQUE ET DE LA CHALEUR HUMIDE.....	153
V-6-CONCLUSION	155
CONCLUSION GENERALE	156

LISTE DES FIGURES

Aucune entrée de table d'illustration n'a été trouvée.

<i>Fig.I. 1. Schéma de principe de la conversion photoélectrique</i>	20
<i>Fig.I. 2. Production annuelle mondiale de cellule PV par type de technologie [9]</i>	22
<i>Fig.I. 3. Evolution du facteur de forme [13]</i>	26
<i>Fig.I. 4. Exemple de comparaison de l'angle d'incidence sur un verre plat et sur une surface texturée</i>	30
<i>Fig.I. 5. Représentation schématique de la fabrication d'un module solaire typique avec des cellules solaires en silicium cristallin</i>	32
<i>Fig.I. 6. Pyranomètre pour mesurer le rayonnement solaire</i>	34
<i>Fig.I. 7. Pyranomètre à bande d'ombre rotative en position normale (gauche) en rotation (droite)</i>	36
<i>Fig.I. 8. les normes de qualification des modules photovoltaïques</i>	40
<i>Fig.II. 1. Facteurs responsables des modes de dégradation</i>	45
<i>Fig.II. 2. Brunissement du module photovoltaïque</i>	46
<i>Fig.II. 3. Modules PV avec des cellules délaminées</i>	47
<i>Fig.II. 4. : cellule avec fissuration</i>	47
<i>Fig.II. 5. Cellules avec des points chauds</i>	48
<i>Fig.II. 6. Cellule avec oxydation et corrosion des busbars</i>	49
<i>Fig.II. 7. Défaut de la boîte de jonction</i>	50
<i>Fig.II. 8. : Exemple de pannes de la boîte de jonction: (a) une boîte de jonction ouverte sur le terrain, (b) une boîte de jonction mal collée sur la feuille arrière, (c) une boîte de jonction mal câblée [42].</i>	51
<i>Fig.II. 9. Influences des paramètres du module sur les tests LeTID d'un module mono après 6 semaines à PI Berlin</i>	52
<i>Fig.II. 10. Schéma simplifié d'un système à potentiel flottant. Les cadres sont mis à la terre</i>	53
<i>Fig.II. 11. Relation entre la température et le rendement mensuel [52]</i>	54
<i>Fig.II. 12. Rendement en fonction de la température de la face arrière [53]</i>	54
<i>Fig.II. 13. Facteurs responsables des modes de dégradation</i>	57
<i>Fig.II. 14. Investigation par thermographie d'un système photovoltaïque</i>	59

<i>Fig.II. 15. Images électroluminescentes d'un poly-Si à 60 cellules et d'un module mono-Si à 72 cellules avec plusieurs défauts reconnaissables par des lignes sombres et des régions sombres dans les cellules.</i>	61
<i>Fig.III. 1. Module avec ombrage partiel</i>	66
<i>Fig.III. 2. Auto-ombrage provoqué par la rangée précédente du module PV</i>	67
<i>Fig.III. 3. schéma d'une interconnexion commune d'un module à 60 cellules avec trois diodes by-pass et une cellule solaire partiellement ombragée qui active la diode by-pass supérieure</i>	69
<i>Fig.III. 4. Courbes IV calculées pour deux sous-chaînes fonctionnant entièrement avec 20 cellules chacune, pour une sous-chaîne de 20 cellules avec une cellule partiellement ombrée et une diode de dérivation, et pour la connexion en série complète des trois sous-chaînes ; les valeurs maximales du point de puissance maximale sont indiquées [82]</i>	70
<i>Fig.III. 5. Module mono et poly testé à l'aide de l'analyseur I-V</i>	71
<i>Fig.III. 6. Module mono et poly sous test en ombrage partiel</i>	72
<i>Fig.III. 7. Présentation de l'analyseur IV-400</i>	74
<i>Fig.III. 8. Méthodologie</i>	74
<i>Fig.III. 9. Transmittance des différents matériaux utilisés en fonction de la longueur d'onde dans le visible</i>	76
<i>Fig.III. 10. Perte de puissance en fonction de la technologie et de la transmittance</i>	77
<i>Fig.III. 11. Taux de variation du courant de court-circuit en fonction de la transmittance et de la technologie.</i>	77
<i>Fig.III. 12. Taux de variation de la tension de circuit ouvert en fonction de la transmittance et de la technologie.</i>	78
<i>Fig.III. 13. Variation du courant de court-circuit en fonction de la tension pour différentes technologie et de la surface relative d'ombrage</i>	78
<i>Fig.III. 14. Caractéristiques I-V en fonction du taux d'ombrage</i>	79
<i>Fig.III. 15. Puissance de sortie en fonction de la tension pour différents taux d'ombrage a) module poly, b) module mono</i>	80
<i>Fig.III. 16. Variation de la puissance en fonction de la tension pour différent taux d'ombrage à une valeur de transmittance ($T= 0$), a) module poly et a) module mono</i>	80

<i>Fig.III. 17. Puissance de sortie du module mono en fonction de la tension pour différents taux d'ombrage à une transmittance de [0 ; 0,2]</i>	81
<i>Fig.III. 18. Puissance de sortie en fonction de la tension pour différentes transmittances avec un facteur d'ombrage de 50% du module monocristallin</i>	82
<i>Fig.III. 19. Variation du courant de court-circuit en fonction de la surface éclairée et de la technologie.</i>	83
<i>Fig.III. 20. Variation du taux de perte de puissance en fonction de la surface d'ombrage de la cellule pour différentes technologies.</i>	83
<i>Fig.III. 21. Facteur d'ombrage en fonction du ratio A_S/A</i>	85
<i>Fig.IV. 1. Evolution de la température et de l'humidité relative (moyenne mensuelle) en Casamance</i>	88
<i>Fig.IV. 2. Présentation et situation géographique du système en Casamance</i>	89
<i>Fig.IV. 3. Localisation du système en Cologne sur google maps</i>	90
<i>Fig.IV. 4. Variation de la moyenne mensuelle de la température et de l'humidité relative à Cologne</i>	91
<i>Fig.IV. 5. Champs photovoltaïque du laboratoire de l'Institut polytechnique de Cologne</i>	92
<i>Fig.IV. 6. Présentation de la méthodologie</i>	94
<i>Fig.IV. 7. Système PV installé en Casamance avec des cellules fissurées</i>	95
<i>Fig.IV. 8. Décoloration, et souillure sur les deux sites</i>	96
<i>Fig.IV. 9. Décoloration et Souillure observées sur les modules en Casamance</i>	97
<i>Fig.IV. 10. Image infrarouge des 10 modules du site de Cologne</i>	98
<i>Fig.IV. 11. Caractéristiques I-V des différents modules étudiés en Casamance : brutes (a) et normalisées (b)</i>	100
<i>Fig.IV. 12. Dégradation des paramètres de performance des modules installés en Casamance a) dégradation globale b) taux annuel de dégradation</i>	101
<i>Fig.IV. 13. Dégradation des paramètres de performance des modules installés en Cologne</i>	103
<i>Fig.IV. 14. Image des 10 modules par électroluminescence</i>	106
<i>Fig.IV. 15. Pourcentage des défauts observés par EL sur le système</i>	109
<i>Fig.IV. 16. Comparaison des valeurs moyennes du taux annuel et de la dégradation globale des deux sites</i>	110
<i>Fig.IV. 17. Courbes P-V normalisées après 6ans en Casamance (A) et 14 ans en Cologne (B)</i>	113

<i>Fig.IV. 18. Variation moyenne annuelle de l'irradiation et de la vitesse du vent à Cologne.</i>	115
<i>Fig.IV. 19. Modules monocristallin (C) et amorphe (A et B) étudiés</i>	116
<i>Fig.IV. 20. Taux annuel de dégradation des paramètres de performance individuels de chaque technologie de module PV.</i>	120
<i>Fig.V. 1. Les normes de qualification des modules photovoltaïques.</i>	125
<i>Fig.V. 2. Séquences d'essais de la norme CEI 61215 :2005</i>	129
<i>Fig.V. 3. Cycle thermique selon la CEI 61215</i>	134
<i>Fig.V. 4. humidité-gel CEI 61215</i>	135
<i>Fig.V. 5. Organigramme de la méthodologie</i>	138
<i>Fig.V. 6. Cycle thermique utilisé (a) et enceinte thermique (b et c)</i>	139
<i>Fig.V. 7. Cycle de chaleur humide et chambre climatique</i>	140
<i>Fig.V. 8. Résultats de l'inspection visuelle des modules C et D.</i>	142
<i>Fig.V. 9. Thermographie infrarouge (IR) en utilisant le (FLTiR Ti9) des modules C et D</i>	144
<i>Fig.V. 10. a) Thermographie (IR) (Testo 875i) du module D b) Histogramme thermique du module D</i>	144
<i>Fig.V. 11. Profils de température de la ligne P1 (a) et P2 b) du module D</i>	145
<i>Fig.V. 12. Image par Electroluminescent des modules C a) et D b) avec un courant de $I = I_{cc}$</i>	145
<i>Fig.V. 13. Electroluminescent du mini-module D avec un courant de $I > I_{sc}$ (Nikon D5300)</i>	146
<i>Fig.V. 14. Caractéristique I-V des Modules C et D après le cycle thermique.</i>	148
<i>Fig.V. 15. Résultats de l'inspection visuelle des modules A et B</i>	149
<i>Fig.V.16. Thermographie infrarouge (IR) en utilisant le (FLTiR Ti9)</i>	150
<i>Fig.V. 17. a) Thermographie infrarouge (IR) (CTesto 875i) de B b) Histogramme thermique du module B</i>	150
<i>Fig.V. 18. Profil température de la ligne a) P1 et b) P2</i>	151
<i>Fig.V. 19. Electroluminescent du mini-module D avec un courant de $I > I_{sc}$ (Nikon D5300)</i>	152
<i>Fig.V. 20. Caractéristiques I-V du mini-module après : a) A ; b) B d'essai de chaleur humide.</i>	153
<i>Fig.V. 21. Caractéristiques I-V des modules A et B après le test de chaleur humide</i>	154

LISTES DES TABLEAUX

<i>Tableau.III. 1. Caractéristiques des modules photovoltaïques</i>	72
<i>Tableau.III. 2. Variation de la puissance maximale en fonction de la surface relative couverte</i>	84
<i>Tableau.IV. 1. Caractéristiques des modules installés en Casamance.</i>	89
<i>Tableau.IV. 2. Caractéristiques des modules installés à Cologne.</i>	92
<i>Tableau.IV. 3. Synthèse des résultats de l'inspection visuelle des modules testés en Casamance et à Cologne</i>	97
<i>Tableau.IV. 4. Caractéristiques de la caméra thermique TiRx</i>	98
<i>Tableau.IV. 5. Evaluation des paramètres de performances pour les modules de Cologne.</i>	103
<i>Tableau.IV. 6. Résultats de l'électroluminescence.</i>	107
<i>Tableau.IV. 7. Caractéristiques donné par le fabricant du module monocristallin</i>	113
<i>Tableau.IV. 8. Caractéristiques donné par le fabricant du module amorphe</i>	113
<i>Tableau.IV. 9. Résumé des paramètres de dégradation pour le silicium amorphe et le silicium cristallin.</i>	119

<i>Tableau.V. 1. Différents types de test des modules étudiés</i>	137
<i>Tableau.V. 2. Caractéristiques du module testé</i>	137
<i>Tableau.V.3. Répartition des défauts observés</i>	146
<i>Tableau.V.4. Répartition des défauts selon le type de test utilisé</i>	154

LISTE DES ANNEXES

<i>Annexe A 1: Publication dans “Solar Energy”</i>	169
<i>Annexe A 2: Publication dans “IEEE”</i>	169
<i>Annexe A 3: Publication dans “African journal of Environnemental”</i>	170
<i>Annexe A 4: Publication dans “International of physical science”</i>	170
<i>Annexe A 5: Publication dans “International of physical science”</i>	170

REMERCIEMENT

Cette thèse a été réalisée au sein du Laboratoire Chimie et Physique des Matériaux (LCPM) dirigé par le Professeur Maguette Camara. Parmi les membres du Laboratoire, figure Pr Diouma Kobor qui représente mon Directeur de thèse. Je tiens à le remercier infiniment pour m'avoir accueilli dans leur laboratoire en me donnant l'opportunité de faire une immersion dans la thématique de l'électronique et des énergies renouvelables. Professeur, veuillez trouver en ces quelques lignes ma sincère et profonde gratitude.

Je remercie le Pr Ababacar Ndiaye, Maître de Conférences Titulaire à l'Ecole Supérieure Polytechnique et chercheur au CIFRES. Il représente par ailleurs mon encadrant. Il a grandement participé à l'aboutissement de ce travail, je lui témoigne sa disponibilité, ses conseils, sa pertinence dans la recherche et surtout sa rigueur dans le travail. Il n'a ménagé aucun effort pour la qualité de ce travail et son aboutissement. Qu'il sache que je lui en ai profondément reconnaissant. Il est très sensible à nos différentes sollicitations. Je lui témoigne toute ma gratitude.

Mes très sincères remerciements à Pr Ulf Blieske, Professeur Titulaire des Universités à Th- Köln l'Université Technique de Cologne et chercheur au Centre Internationale des Energies Renouvelables (CIRE). Il a beaucoup apporté pour la réalisation de cette thèse. Ses qualités scientifiques et sa générosité m'ont été d'un grand apport. L'accueil qu'il m'a réservé et les conditions de travail dans lesquelles il m'a mis lors de mon séjour au CIRE ont favorisé le succès sur le plan scientifique de celle-ci. A travers la personne du Pr Ulf Blieske, je transmets mes vifs remerciements à l'ensemble du personnel de recherche et administratif du CIRE.

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

- le Professeur Cherif Balde, enseignant chercheur à l'Université Assane seck de Ziguinchor pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury de thèse ;
- le Professeur Marcelle Pasquellini, enseignant-chercheur à l'Université Aix Marseille, pour avoir bien voulu rapporter ce manuscrit de thèse avec beaucoup de générosité ;
- le Professeur Lamine Ndiaye enseignant chercheur à l'Ecole polytechnique de Dakar, qui a bien accepté d'être le rapporteur de cette thèse ;

- le Professeur Senghane Mbodji, enseignant chercheur L'Université Alioune Diop de Bambey qui a bien voulu accepter d'être le rapporteur de cette thèse ;
- le Professeur Moustapha Thiame, enseignant chercheur à l'Université Assane Seck de Ziguinchor pour m'avoir fait l'honneur de participer à mon jury de thèse en tant qu'examinateur. Je vous en suis très reconnaissant pour tous les conseils et remarques préconisés à mon endroit.

Mes sincères remerciements vont également à mon Professeur, le Docteur Abdoulaye Diop enseignant chercheur à l'Université Cheikh Anta Diop de Dakar. Je le remercie pour ses conseils qu'il ne cesse de me donner depuis mon master.

Mes remerciements vont particulièrement à mes Camarades doctorants et docteurs particulièrement à ceux du LCPM.

Un grand merci pour mes deux parents, qui se sont toujours sacrifiés pour nous mettre dans les conditions de réussites. Ils n'ont jamais cessé de se donner pour subvenir à nos besoins. Sans vous deux, je n'en serais jamais là aujourd'hui. Sachez que je vous remercie au plus profond du cœur. Que Dieu vous donne encore une très longue vie pleine de santé et de bonheur. Cette thèse est la votre.

Je tiens à remercier aussi les étudiants du masters à qui je souhaite la Bienvenue dans la famille LCPM avec tous mes encouragements.

J'adresse ma profonde gratitude à l'endroit de mes frères et sœurs, Alioune, Babacar, Aminatou, Youssouf, Fatima, Maïmouna, Daouda, Aïssatou, Fatimatou zahra et Mouhamadou lamine. Sachez que je suis très reconnaissant de votre soutien et surtout de votre grande considération. J'ai une très grande chance de vous avoir. Que Dieu vous donne longue vie de santé et réussite dans tous projets.

J'adresse mes sincères remerciements à mon Oncle Issa Dieng qui a apporté tout son soutien durant mon cursus.

Mes sincères et profond remerciements à l'égard de ma très chère épouse Fatimatou Zahra qui m'a toujours épaulé durant cette thèse. Elle a accepté avec philosophie tous les sacrifices à tout point de vue que nécessite une thèse. J'associe à ses remerciements nos enfants, Mouhamadoul Amine et Cheikh El hadji Moussa, qui, malgré leur jeune âge ont subi quelques privations relatives aux absences répétés. Que Dieu vous donne une longue vie avec une excellente santé.

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

INTRODUCTION GENERALE

Pendant que le Sénégal avec son importante dotation en ressources solaires cherche à étendre et à intensifier le déploiement des technologies solaires photovoltaïques, il est important de bien comprendre le fonctionnement à long terme des systèmes déjà installés et comment ils se sont dégradés au fil du temps. D'autre part, après une exposition à long terme, les conditions climatiques et environnementales influencent fortement les performances des modules photovoltaïques [1]. Une compréhension des mécanismes de dégradation et de défaillance, et de la manière dont les modules photovoltaïques interagissent avec différentes contraintes environnementales telles que l'humidité, les rayons UV, le cycle thermique, la chaleur humide l'ombrage partiel entre autres est bénéfique pour tous les acteurs de la chaîne de valeur solaire. La fiabilité et la durabilité des modules revêtent une extrême importance pour la fiabilité de l'ensemble du système PV, du réseau alimenté par l'énergie solaire et pour l'accroissement des investissements dans l'industrie photovoltaïques [2]. En outre, l'amélioration de la fiabilité des systèmes photovoltaïques contribue à réduire le coût élevé de l'énergie générée par les systèmes photovoltaïques [3]. La recherche concernant la fiabilité des modules est encore immature. Il n'y a pas encore de compréhension complète de l'essai ou de la séquence d'essais de qualification requis pour garantir la survie d'un module PV donné pendant 25 ans dans un climat particulier. Il est bien connu que le taux de dégradation ou la durée de vie des modules ou systèmes PV sont fortement influencés par les conditions climatiques, mais la compréhension exacte de l'influence de la température du cycle thermique, de l'humidité relative, de l'exposition aux rayons UV ou d'une combinaison de ces facteurs est très loin d'être complète. Ainsi, la question liée au mode de dégradation, à l'évolution des pertes de performances suivant la localité, la technologie et la durée d'exposition est devenue de plus en plus problématique. Par exemple, les fabricants de modules PV et les instituts de recherche impliqués dans le développement et les tests de ces derniers souhaitent comprendre comment améliorer la conception des modules en fonction des défaillances survenant sur le terrain. Les agences de tests accrédités et les agences internationale/nationales impliquées dans le développement des séries de tests de qualification veulent s'assurer que les défaillances survenant sur le terrain pourraient être détecté par les séquences de tests en place. Par conséquent, les rapports sur les modes de défaillance pourraient aider à la révision des tests et des normes. Il s'y ajoute le déficit d'information sur les différents

modes de dégradation des technologies photovoltaïques en termes de vitesse, de fréquence relative à la technologie considérée.

Ce travail apporte des informations supplémentaires sur l'évolution des performances et de la fiabilité des modules photovoltaïques.

Ce manuscrit présente les différents travaux réalisés dans le cadre de la thèse effectuée. Ces travaux ont été principalement axés sur l'étude de la dégradation de performances des différentes technologies photovoltaïques. L'étude de la dégradation a porté sur :

- l'identification des facteurs et les paramètres de dégradation ;
- l'identification des différentes méthodes de détection de la dégradation ;
- la comparaison de la dégradation de performances dans des conditions climatiques différentes ;
- la comparaison de la dégradation de performances selon deux technologies différentes ;
- l'impact de l'effet des tests environnementaux , de la chaleur humide et du cycle thermique sur les performances des modules.

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

Cette thèse est structurée en cinq chapitres.

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur les technologies photovoltaïques et leurs performances. Cette partie revient sur l'effet photovoltaïque et les différentes technologies photovoltaïques qui constituent une cellule solaire. Les interconnexions cellulaires et les paramètres de performances des modules photovoltaïques sont montrés dans ce chapitre. L'influence des facteurs environnementaux, l'impact de la texturation et les instruments de mesure du rayonnement solaire ont été détaillés.

En fin, les différentes normes de qualification des modules photovoltaïques sont présentées en faisant un focus sur la norme CEI 61215 relatives aux modules photovoltaïques en silicium cristallin.

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

Le troisième chapitre est consacré à l'étude de l'impact de l'ombrage partiel sur les performances des modules photovoltaïques en silicium cristallin. Un état de l'art sur l'ombrage partiel est mené dans cette partie. Une évaluation de l'impact de l'ombrage partiel sur les performances de modules photovoltaïques est effectuée en fonction du taux d'ombrage. Cette évaluation a été judicieusement effectuée par la standardisation des caractéristiques I-V et P-V obtenus à l'aide l'analyseur IV-400.

Dans le quatrième chapitre, une étude comparative de l'impact des conditions environnementales sur la performance des technologies photovoltaïques est faite. Cette partie repose d'une part sur la comparaison des performances des modules photovoltaïques exposés dans deux conditions climatiques différentes (Casamance et Cologne), d'autre part sur la comparaison de la dégradation des performances en fonction de la technologie en l'occurrence la technologie cristalline et la technologie amorphe.

Le dernier chapitre met en exergue les défauts observés sur des mini-modules à base de silicium cristallin lors des essais de la chaleur humide et du cycle thermique. L'effet de ces deux types d'essais sur la performance des mini-modules est mis en exergue. Il s'agit d'évaluer l'impact du test de la chaleur humide et du cycle thermique enfin d'en faire une comparaison.

Chapitre I: Généralités sur les technologies photovoltaïques et leurs performances

Chapitre I: Généralités sur les technologies photovoltaïques et leurs performances

I-1-INTRODUCTION

Ce chapitre présente une étude générale de la filière des technologies photovoltaïques. Dans un premier temps, une étude détaillée de l'effet photovoltaïque est présentée. Nous passons en revue les différentes technologies photovoltaïques les plus représentatives sur le marché. Les paramètres et les facteurs de performances qui impactent les performances des différentes technologies ont été présentés. Dans un dernier temps, l'étude des normes photovoltaïques pour une application terrestre est détaillée.

I-2-Rappel sur l'effet photovoltaïque

La conversion photovoltaïque aujourd'hui largement utilisée peut-être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière ; ce qui se traduit par une paire électron-trou, de même énergie électrique. Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau constituant le capteur photovoltaïque a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de condition doit être réuni pour que ce phénomène se produise.

Malgré le fait que le phénomène électrique reste à améliorer devant le phénomène thermique, la récupération de toute ou une partie de l'énergie électrique reste le premier objectif des capteurs photovoltaïques sous forme de cellules ou plus généralement de modules. Cela est possible grâce par exemple à des cellules solaires réalisées en associant un matériau semi-conducteur dopé N à un autre semi-conducteur dopé P comme indiqué à la figure I. 1. L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photo-

voltaïque. Le fait d'avoir associé deux types de matériaux pour créer une jonction permet de pouvoir récupérer les charges avant que ces dernières ne se soient pas recombinées dans le matériau qui redevient alors neutre. La présence de la jonction PN permet ainsi de maintenir une circulation de courant jusqu'à ses bornes. Afin d'estimer l'énergie totale disponible, il est important de connaître le nombre de photons par unité de longueur d'onde. La longueur d'onde correspondant au maximum de photons est de l'ordre de 650-709nm.

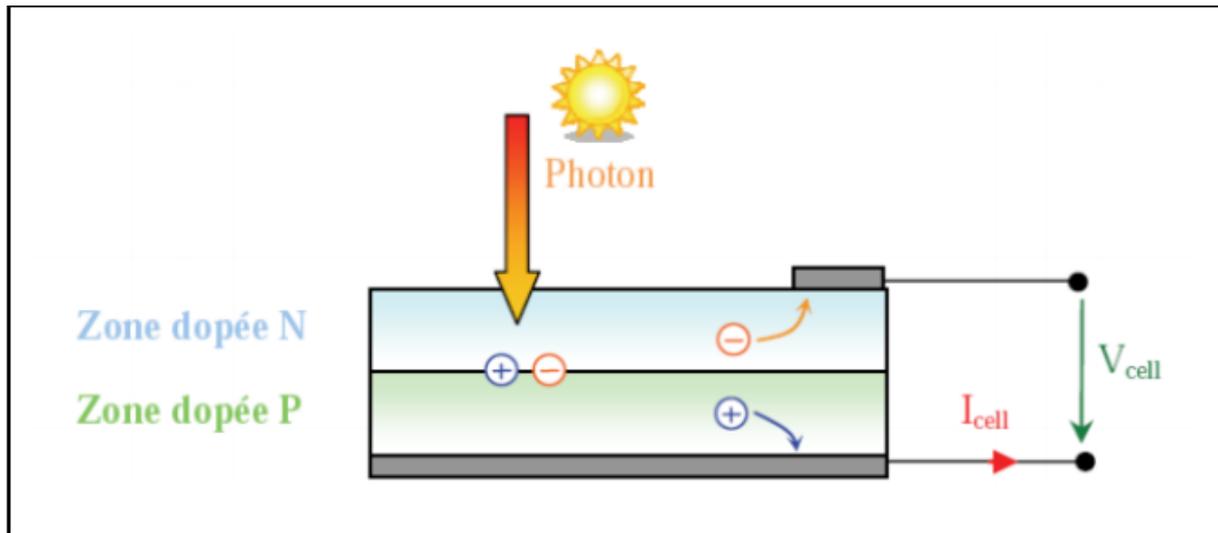


Fig.I. 1. Schéma de principe de la conversion photoélectrique

La plupart des cellules photovoltaïques utilisent des semi-conducteurs pour collecter les paires électron-trou créés par collision des photons dans le matériau. Cependant, selon le matériau utilisé, le nombre de photons utiles (qui peuvent être absorbés) diffère. En effet, chaque matériau possède son propre gap énergétique (bande d'énergie interdite). Tout photon possédant une énergie inférieure à ce gap et arrivant à la surface du matériau n'aura pas assez d'énergie pour arracher un électron au matériau même s'il entre en collision avec un électron. Le courant produit par un capteur PV est donc beaucoup plus faible que la quantité de photons arrivant sur le matériau car plusieurs conditions doivent être réunies pour que l'énergie d'un photon se traduise réellement en courant (compatibilité du matériau avec les longueurs d'ondes du spectre solaire, énergie des photons à leur arrivée ; probabilité de rencontre d'un photon avec un électron incidence du rayonnement, épaisseur du matériau,...).

I-3-Les technologies des cellules solaires photovoltaïques

I-3-1- la technologie cristalline

Les modules photovoltaïques réalisés à partir du silicium cristallin dominent toujours le marché avec plus de 90% de part. Les cellules au silicium cristallin (c-Si) se divisent essentiellement en deux catégories distinctes : le silicium monocristallin (mc-Si) et le silicium polycristallin (pc-Si). La cellule cristalline dans sa configuration principale consiste en une base dopée P de plusieurs μm et d'une couche mince dopée N pour former la jonction p/n en fonction du processus de fabrication, la structure des cellules est soit un monocristal ou un polycristal. L'ensemble du processus de production de la cellule nécessite beaucoup d'énergie et différentes étapes du processus mécanique comme le sciage. Ainsi, le délai de récupération d'énergie d'environ 2ans est supérieur à celui des technologies à couche mince. Le silicium cristallin a une bande interdite indirecte de 1,12eV [4]. Pour atteindre une absorption suffisante des photons à haute longueur d'onde, des couches relativement épaisses sont nécessaires [5]. En raison de la densité de courant élevée, la mise en contact sur la face avant ne peut être réalisée par une couche de TCO, elle est normalement résolue par une grille de contact imprimable. Les cellules solaires avec une conception en contact arrière évitent les lignes de grille en métal sur la face avant de la cellule. La jonction est formée à l'arrière de la cellule, avec un traitement de surface et un miroir arrière unique. Cela permet à la cellule de capter et de convertir une plus grande partie de l'énergie solaire en électrons libres, ce qui lui confère une efficacité accrue. La limite théorique de l'efficacité maximale est de 29% en raison de la bande interdite non optimale [6]. Un module typique de 60 ou 72 cellules est connectés en série

I-3-2-La filière des couches minces

En utilisant un processus de pulvérisation cathodique, ces types de cellules solaires communément connues en tant que PV de deuxième génération, sont créés en déposant des couches minces de certains matériaux conducteurs sur des substrats en verre ou en acier inoxydable. L'épaisseur de ces couches déposées est généralement inférieure à $10\mu\text{m}$ par rapport aux plaquettes cristallines qui ont tendance à atteindre plusieurs centaines de μm [7]. En raison de l'épaisseur des couches, le coût est non seulement inférieur à celui d'autres matériaux, mais également une capacité moindre d'absorber le rayonnement solaire entrant [8]. En outre, les effets de températures élevées et l'intensité lumineuse faible doivent être mieux analysés en

termes d'emplacements et de technologies du module lorsque le silicium cristallin et la couche mince sont évalués comme choix d'installation. La perte de puissance de ces deux technologies peut favoriser le PV en couche mince dans des conditions de laboratoire contrôlées mais peuvent ne pas être significatives dans des conditions réelles de terrain. Dans l'industrie, les technologies de types couches minces utilisées sont tel que :

- Le silicium amorphe
- Le tellure de cadmium (CdTe)
- Le di-séléniure de cuivre-indium (CIS).
- CIGS

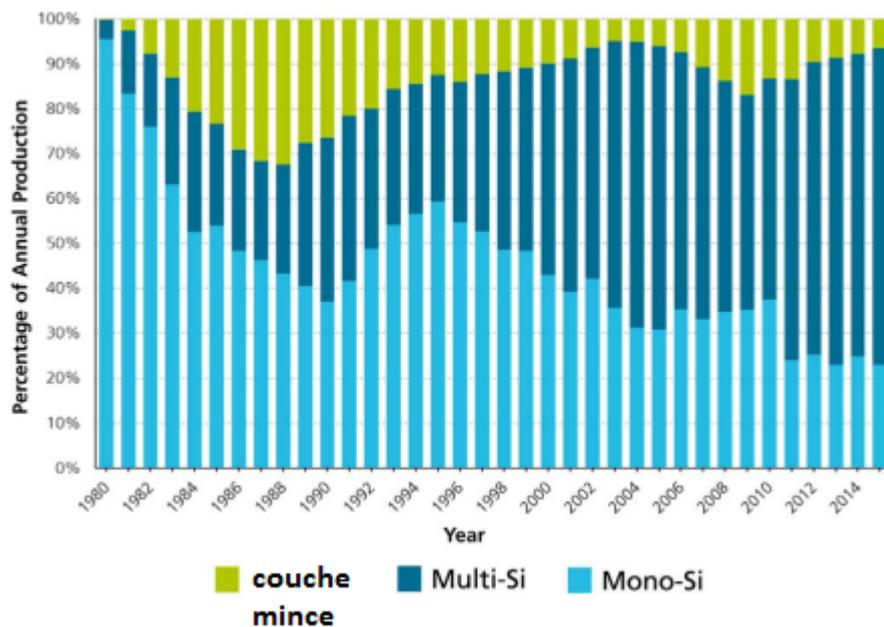


Fig.I. 2. Production annuelle mondiale de cellule PV par type de technologie [9]

I-3-3-Les cellules solaires organiques

Les cellules photovoltaïques organiques sont des cellules photovoltaïques dont au moins la couche active est constituée de molécules organiques. Les cellules organiques constituent un nouveau type de technologie, en développement dans les laboratoires. Avec leur rendement relativement faible, elles possèdent des propriétés telles que la flexibilité mécanique, le faible coût du matériau et de production, la légèreté et la semi-transparence. On les appelle aussi cellules solaires en plastique composées de matériaux organiques. De nos jours, les cellules organiques constituent une technologie de recherche prometteuse en laboratoire.

I-3-4-Les cellules hétérojonction

Un concept prometteur qui vient renforcer le marché par les compagnies, comme Panasonic et Meyer est la technologie à hétérojonction (THJ), également appelé HICM-cells (hétérojonction intrinsèque des couches minces). La surface de la cellule est passivée avec du silicium amorphe avec large bande de gap. A cause de la symétrie de construction des cellules à hétérojonction, la technologie est aussi avantageuse pour l'application bifaciale. Les cellules à hétérojonction ont des rendements comparables à ceux du silicium cristallin et sont difficiles à mesurer avec des simulateurs solaires pulsés à temps d'impulsion courte en raison de leurs capacités élevés.

I-3-5- Les cellules multijonction

Les cellules solaires au silicium amorphe n'ont pas de réseau cristallin normal. Elles présentent des caractéristiques semi-conducteurs complètement différents de celles du silicium cristallin. La bande interdite est de 1,7eV et le coefficient d'absorption est environ un à deux fois plus important que le silicium cristallin. Pour cette raison, l'épaisseur de la couche peut être réduite sans pertes de transmission. En raison de leur faible rendement, la plupart des conceptions de modules actuelles sur le marché fonctionnent avec des structures à jonctions multiples pour réduire les pertes de thermalisation et utiliser la plus grande partie de l'éclairement énergétique spectral solaire. Multi-jonction signifie que deux ou plusieurs couches (en tandem) sont disposées en série. La couche mince (silicium amorphe) convient à l'absorption de courtes longueurs d'onde et la couche inférieure pour les grandes longueurs d'onde. La couche inférieure est principalement réalisée sous forme de structure au silicium monocristallin mais peut également être construite avec le silicium amorphe. Les tensions des deux couches en série se cumulent. Le courant de chaque couche doit être identique à son courant de court-circuit, mais peut entraîner une disparité de courant lorsque les deux courants des deux cellules ne correspondent pas à l'éclairement énergétique spectral réel.

I-4-Les paramètres de performances des modules photovoltaïques

I-4-1- Le courant de court-circuit

Le courant de court-circuit I_{cc} d'un module PV correspond à la valeur du courant débité lorsque le module est court-circuité. Pour des niveaux d'ensoleillement élevés, le courant de court-circuit d'un module PV peut être considéré comme équivalent à un photocourant, proportionnel à l'ensoleillement G (W/m^2). Cependant, cela peut induire un écart par rapport aux

mesures réelles. Ainsi, une loi de puissance à exposant α est introduite pour tenir compte de la non-linéarité due au photocourant. Le courant de court-circuit des modules photovoltaïques tend à augmenter légèrement avec l'augmentation de la température du module. Pour l'étude de la performance du module PV, la modélisation de cette variation du courant de court-circuit peut être considérée comme négligeable. Ainsi, le courant de court-circuit I_{cc} du module peut être simplement calculé par la relation suivante :

$$I_{cc} = I_{cc0}(G/G_0)^\alpha \quad \text{I.1.}$$

Où I_{cc0} est le courant de court-circuit du module PV sous l'ensoleillement standard G_0 , tandis que I_{cc} est le courant de court-circuit du module PV sous le rayonnement solaire G ; α traduit les effets non-linéaires dus au photocourant.

I-4-2- La tension en circuit ouvert

La tension en circuit-ouvert d'un module PV correspond à la tension aux bornes du module lorsqu'aucune charge ne lui est connectée. La relation qui relie la tension de circuit-ouvert à l'ensoleillement est représentée par une fonction logarithmique basée sur l'équation de la diode idéale. L'effet de la température sur la tension en circuit ouvert se traduit par une augmentation exponentielle du courant de saturation avec la température [10]. Ceci entraîne quelques difficultés pour reproduire les comportements observés des modules PV en fonctionnement réel. Des conditions supplémentaires ou quelques paramètres de correction doivent être introduits pour tenir compte de la résistance shunt, de la résistance série et de la non-idéalité de la diode. Basé sur le modèle donné par [11] et tenant compte de l'effet de la température, la tension de circuit-ouvert V_{co} pour un ensoleillement et une température donnés, s'exprime :

$$V_{co} = \frac{V_{co0}}{1 + \beta \ln\left(\frac{G_0}{G}\right)^\alpha} \left(\frac{T_0}{T}\right)^\gamma$$

I.2.

Où V_{co0} est la tension en circuit-ouvert du module PV sous l'ensoleillement standard G_0 , V_{co} est la tension de circuit-ouvert du module PV sous le rayonnement solaire G ; γ traduit les effets non linéaires de la température sur la tension et b représente une constante technologie sans dimension du module [11].

I-4-3- la puissance de sortie d'un module PV

Le courant de court-circuit et la tension de circuit-ouvert d'un module photovoltaïque à un instant quelconque peuvent être donnés par les expressions suivantes [12] :

$$I_{cc}(t) = [I_{cc,STC} + K_i(T_m(t) - 25)] \frac{G(t)}{1000} \quad \text{I.3.}$$

et

$$V_{co}(t) = V_{co,STC} - K_v \cdot T_m(t)$$

I.4.

$I_{cc,STC}$ est le courant de court-circuit dans les conditions STC ; K_i (A/°C) est le coefficient de température du courant de court-circuit, $G(t)$ (W/m²) est l'ensoleillement sur le plan des modules PV, $V_{oc,STC}$ est la tension de circuit ouvert dans les conditions STC, K_v (V/°C) est le coefficient de température de la tension de circuit ouvert dans les conditions standard de test ; $T_m(t)$ est la température moyenne d'un module. Elle est donnée par l'expression [12] :

$$T_m(t) = T_{amb}(t) + \left(\frac{T_{NOCT} - 20}{800} \right) \cdot G(t) \quad \text{I.5.}$$

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

$$P_{pv}(t) = V_{co}(t) \cdot I_{cc}(t) \cdot FF$$

I.6.

I-4-4- le facteur de forme FF

Le facteur de forme mesure la déviation de la caractéristique réelle courant-tension (I-V) de la caractéristique idéale. Les modules PV ont généralement une résistance série parasite (R_s) et une résistance shunt (R_{sh}) qui leur sont associées. Les deux types de résistances parasites contribuent à réduire le facteur de forme. L'expression du facteur de forme est donnée par la relation suivante[13].

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

I.7.

$$FF = \frac{V_{con} - \ln(V_{con} + 0,72)}{1 + V_{con}}$$

I.8.

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

$$V_{con} = \frac{V_{co}}{nKT/q}$$

Où n représente le coefficient d'idéalité ($1 < n < 2$), K est la constante de Boltzmann ($K=1,38.10^{23}J/K$), T est la température du module PV exprimée en Kelvin (K) et q est la charge de l'électron ($q = 1,6.10^{-19}C$).

Le facteur de forme est un paramètre sans dimension qui permet de juger de la qualité d'un module photovoltaïque. Il peut également être défini comme le rapport entre la puissance maximale de sortie et le produit entre le courant de court-circuit et la tension en circuit-ouvert du module [14] :

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

I.9.

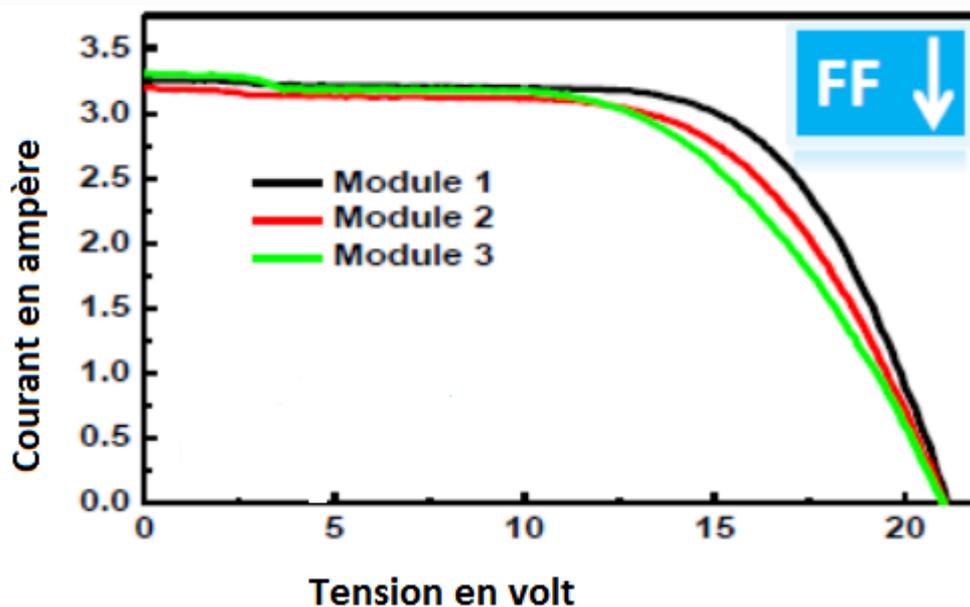


Fig.I. 3. Evolution du facteur de forme [14]

P_{\max} représente la puissance de sortie maximale du module PV, V_{co} est la tension en circuit-ouvert du module PV et I_{cc} est le courant de court-circuit. Le facteur de forme FF, même dans le cas d'une cellule idéale, ne peut dépasser 0,89 [13]. Les équations courant-tension sont régies par les équations de Boltzman sous forme exponentielle. Donc, il ne peut pas exister une courbe de courant-tension rectangulaire. Le paramètre FF dépend de la conception de la cellule, de la qualité de la jonction PN, du matériau, de la résistivité des contacts métalliques.

I-5-Temps de récupération de l'énergie

La fabrication de modules PV, à partir de la production de silicium métallurgique, consomme une quantité d'énergie considérable. Une énergie supplémentaire est nécessaire pour la construction des centrales photovoltaïques. Cette énergie doit être restituée le plus rapidement possible pendant le fonctionnement de la centrale. La période requise pour la récupération d'énergie est le temps de récupération d'énergie (TRE). Lorsque le (TRE) est spécifié, l'emplacement, en particulier l'irradiation annuelle, doit être indiquée. En raison des énormes progrès réalisés en matière d'économie de matériel et d'énergie tout au long de la chaîne de production de panneaux photovoltaïques, ainsi que l'amélioration du rendement de conversion, la durée de vie de la puce électronique pourrait être réduite à une valeur de deux à trois ans, même pour les régions faiblement irradiées. Le TRE des cellules solaires au silicium monocristallin est le double des cellules solaire au silicium polycristallin. Ils ont besoin de beaucoup plus d'énergie dans leur production pour une plus grande pureté en vue d'atteindre une efficacité élevée. Pour la section module et système, les (TRE) sont assez similaires pour les deux technologies de cellules, avec de légers gains du côté plus efficaces du mono-Si. L'efficacité instantanée du système est calculée en tant qu'énergie produite par le système en fonction de la quantité de rayonnement réfléchi sur la surface du module PV. Les panneaux photovoltaïques présentent des différences de rendement résultantes des technologies de production et de la technologie des semi-conducteurs.

I-6-Interconnexion cellulaire

I-6-1-Rubans et fils

Les cellules solaires sont interconnectées en série afin de fournir de l'énergie électrique à un courant modéré et à des niveaux de tension convenables. Etant donné que les pertes de résistance en série dans les connexions augmentent avec la connexion des cellules, une conception à faible courant est préférable. Une cellule solaire d'efficacité estimée à 20% et de taille

156mm×156mm peut fournir 8 à 9 A de courant au point de puissance maximale. L'interconnexion des cellules solaires en série nécessite que le courant de la cellule soit collecté sur la zone de la cellule, et acheminé vers le bord de la cellule, afin de passer d'un intervalle de cellule et atteindre la polarité opposée de la cellule voisine. Dans les modules c-Si courants, les cellules sont interconnectées à l'aide de fils plats en cuivre appelés rubans. Ils sont constitués de cuivre à l'état mou portant un revêtement d'une épaisseur de 10 à 25µm. Les procédés de brassage cellulaire reposent généralement sur la brasure issue du revêtement du ruban et n'introduisent pas de matériau de brasage supplémentaire. Pour l'assurance qualité, il est très important d'assurer une épaisseur uniforme de la couche de brasure des deux côtés du ruban. Un deuxième paramètre mécanique important est l'allongement à la rupture ou à la déformation due à la fracture. En PV comme dans d'autres applications électriques, des qualités de cuivre de haute pureté sont nécessaires pour minimiser les pertes de résistances en série. L'aluminium est considéré comme un substitut potentiel du cuivre dans l'interconnexion des cellules. Sa conductivité électrique est inférieure d'un tiers à celle du cuivre, mais elle est plus économique. Des pertes de résistance en série se produisent également dans les doigts de la cellule. Afin de réduire ces pertes, l'industrie est passée de deux bus barres par cellules à trois et plus. En augmentant le nombre de ruban par cellule, le trajet de courant dans les doigts est raccourci et les valeurs maximales de courant sont réduites.

I-6-2-Structure de l'interconnexion

Dans les conceptions de cellules usuelles, les interconnexions collectent le courant sur la longueur de la cellule solaire, ce qui entraîne une augmentation linéaire du courant dans l'interconnecteur à partir du bord de la cellule vers le bord opposé. Pour un volume donné de cuivre, l'utilisation la plus efficace des matériaux pourrait être obtenue si la densité de courant dans l'interconnecteur est maintenue constante. Ceci est dû à la dépendance des pertes de résistances série du second ordre de la densité de courant.

I-7-Couvertures et encapsulant

I-7-1-Couverture

Les cellules solaires au silicium à base de plaquettes sont généralement recouvertes d'un panneau de verre. Le verre sodocalcique s'est avéré être la solution la plus favorable pour la production en grande série, combinant un coefficient de transmission élevé, une résistance mécanique, une fiabilité et un coût avantageux. Une deuxième propriété très importante du

verre du module est sa résistance mécanique. La plupart des fabricants de module c-Si à base de plaquettes utilisent des feuilles de support en polymère comme couverture arrière, qui consistent généralement en 2 ou 3 feuilles simples laminées avec des intercalaires en polyuréthane (PU). Le film PET d'une épaisseur typique de 150 à 300 microns offre une protection contre les brouillages diélectriques. Une deuxième propriété très importante de la feuille de fond est le taux de transmission de la vapeur d'eau dépendant de la température. La prise d'eau du module à l'équilibre dépend du taux de transmission de la vapeur d'eau et des conditions ambiantes. Une faible consommation d'eau est souhaitable pour une longue durée de vie du module, car elle ralentit la dégradation par hydrolyse et oxydation. Pendant la journée, le rayonnement solaire provoque le réchauffement du module et le taux de transmission de la vapeur d'eau accru facilitera la libération de l'eau du module dans l'air ambiant. Après le coucher du soleil, la température baisse et l'humidité ambiante augmente habituellement, mais le taux de transmission de la vapeur d'eau réduit contrecarre l'absorption d'eau.

I-7-2- Texturation de la surface du verre

La morphologie de surface de toutes les interfaces d'un module solaire est d'une importance particulière pour les performances optiques ainsi qu'électriques du module. Il n'y a pas de doute sur les effets positifs de la texturation de la surface du verre sur ces performances dans les conditions STC [15]. Plus le niveau de texturation est avancé, moins la réflectance sur la face avant du verre est élevée, ce qui entraîne un fort gain d'efficacité. La texturation est utilisée pour diminuer la réflectivité de la surface du module. Cette opération vise à développer en surface un relief micrométrique, généralement de forme pyramidale. La longueur d'onde de la lumière incidente étant inférieure aux dimensions des structures réalisées, les rayons incidents suivent les lois de l'optique géométrique. Toutefois, pour la plupart des interfaces, il n'est pas souhaitable qu'elles soient complètement plates. Aux interfaces, il y'a souvent des textures mises en œuvre pour réduire la réflexion d'une part et augmenter la longueur du trajet des photons à travers le semi-conducteur pour que la probabilité d'absorption soit élevée. La texturation de la face avant de l'encapsulant produit le même effet de piégeage de la lumière externe comme on l'a décrit ci-dessus, mais un effet supplémentaire est pertinent. Cet effet réduit fortement la réflexion de Fresnel, comme illustré à la figure I. 4. Le mécanisme de cette réduction est expliqué pour une structure bidimensionnelle et donc de manière sim-

plifiée. En comparant le même faisceau à la surface texturée, on obtient un angle d'incidence effectif par rapport à la phase pyramidale de 15° .

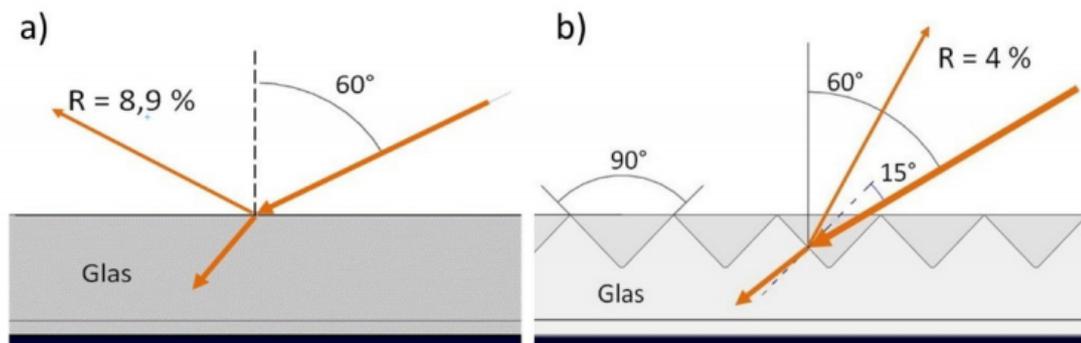


Fig.I. 4. Exemple de comparaison de l'angle d'incidence sur un verre plat et sur une surface texturée

Dans les applications photovoltaïques, la soudure établit un joint électro-conducteur et mécaniquement stable entre les pièces métalliques au moyen d'un métal supplémentaire de point de fusion plus bas, la soudure. Lors du processus de brassage, toutes les pièces sont chauffées au-dessus de la température de fusion de la brasure, sans atteindre le point de fusion des pièces à assembler.

I-7-3- Impact des matériaux encapsulant

L'encapsulation est le mécanisme physique de protection des cellules solaires contre les effets environnementaux/météorologiques tels que l'humidité, la pluie, les rayons ultraviolets (UV) ; il protège aussi la cellule contre les contraintes mécaniques telles que la torsion ou la flexion et les impacts liés à une faible consommation d'énergie. Par conséquent, les modules PV sont scellés et protégés par des matériaux d'encapsulation (thermoplastiques ou silicones à excellente transparence optique), par des coques frontales (verre à faible teneur en fer). Les substrats (feuilles de fond) étaient des films polymères, de la tôle et du verre. Ces matériaux ont des propriétés physiques et chimiques stables et durables qui ne se dégradent pas sous l'action du rayonnement ultraviolet ou de la température, présentent une bonne stabilité dimensionnelle, une faible perméabilité à l'eau (ou aux gaz), un traitement aisé, un faible coût et une compatibilité aux interfaces entre eux. Plus de 80% des modules photovoltaïques (PV)

étaient encapsulés dans des matériaux à base du polymère d'éthylène et d'acétate de vinyle (EVA) [16].

Les matériaux dissipatifs peuvent atténuer les effets thermiques des facteurs climatiques. D'autre part, les propriétés très absorbantes peuvent exacerber les effets de chaleur des facteurs climatiques.[17]. La température des cellules dans un module PV peut être supérieure de quelques degrés à la température arrière, leur différence dépend des matériaux du substrat du module et des niveaux de flux de rayonnement solaire. Historiquement, le copolymère encapsulant éthylène/ acétate de vinyle (EVA) représenté à la **figure I. 5** était couramment utilisé dans presque tous les modules PV. Le copolymère (EVA) présente des avantages tels qu'une transmittance élevée, une résistance aux rayons UV, une bonne adhésion au verre et une résistance relative aux intempéries. Au fil des années, outre l'encapsulant éthylène vinyle acétate (EVA), différents matériaux ont été utilisés dans les modules PV tels que le polyvinylbutyral (PVB) et le caoutchouc de silicone. Un certain nombre d'études ont montré l'avantage relative du silicone encapsulant sur l'EVA [16]. Il a été démontré que les modules encapsulés de silicone surpassent les modules encapsulés de EVA à des niveaux supérieurs à 2%kWh/kWp ; après avoir exposés les modules à toutes les saisons, à des conditions de températures comprises entre environ 95 ° F et -10 ° F et sous le soleil, la pluie et la neige [18]. Il a été constaté que la température de tous les modules revêtus et texturés augmentait de 0,5 à 3° C par rapport au revêtement de surface plane. Cependant, les performances de l'encapsulation dépendront fortement de l'emplacement des modules et de la température à laquelle ils sont soumis[18].

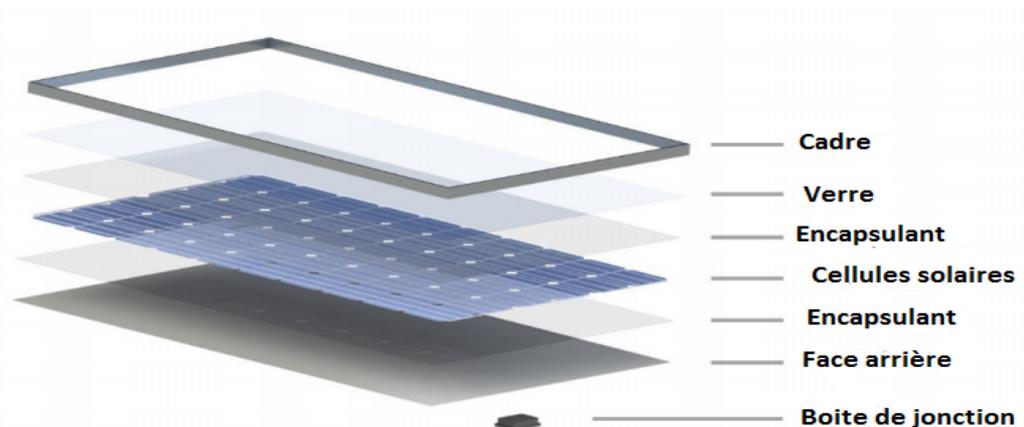


Fig.I. 5. Représentation schématique de la fabrication d'un module solaire typique avec des cellules solaires en silicium cristallin

Le schéma de la figure (fig.I.5) illustre une représentation typique d'un module solaire au silicium cristallin.

Les verres de la surface avant standard actuelles destinés aux applications photovoltaïques ont une épaisseur d'environ 3.2mm et en verre à faible teneur en fer.

I-8-Le rapport de rendement de la cellule au module (CAM)

Le rapport de rendement cellule à module (CAM) peut être défini comme le rendement d'une matrice de cellules interconnectée, mesurée dans une configuration de module en relation avec le rendement moyen de la cellule mesurée au contact de l'air. La valeur du (CAM) dépend fortement du type de cellule incorporé. Pour une cellule solaire très efficace avec une texture antireflet homogène et une réponse élevée dans le spectre de la lumière bleue, la perte de CAM est généralement supérieure à celle d'un matériau à faible rendement. De cellule en module, plusieurs facteurs influent sur le rendement principalement avec un impact négatif. Les pertes électriques résultent principalement des pertes de résistance en série au sein des interconnexions de cellules. Plusieurs effets optiques en interaction peuvent être observés après l'encapsulation. Tout d'abord, des pertes de réflexion se produisent dans chaque matériau. C'est là que les changements se produisent. Deuxièmement, il y'a des pertes d'absorption dans chaque couche située devant les cellules. La lumière réfléchi par la surface de la cellule, qui comprend les zones des doigts et la zone du bus barres ou du ruban, peut être partiellement ou totalement redirigée vers la cellule. En utilisant une feuille de fond hautement réfléchissante, le rayonnement incident dans l'espace cellulaire est diffusé vers l'arrière. S'il frappe la première interface du module, généralement verre-air, il est partiellement ou totalement réfléchi, en fonction de l'angle d'incidence. Une partie de ce rayonnement frappe dans leur zone active et augmente leur courant et leur puissance. Pour les matériaux d'inclusion, il est primordial d'obtenir une absorption négligeable dans la partie pertinente de la réponse spectrale (350-1200nm pour la technologie c-Si). L'indice de réfraction de l'encapsulant influence les pertes de réflexion à l'interface verre-encapsulant et à l'interface silicium antireflet (ARC) encapsulant. Le gain optique dû au couplage optique devient moins pertinent pour une cellule ayant une texture de piégeage de la lumière et un ARC efficaces.

I-9-Influence des facteurs environnementaux sur la performance des modules photovoltaïques

I-9-1- Modèles d'irradiation

Le terme éclairage énergétique fait référence à la puissance reçue par unité de surface et est mesuré en W/m^2 . Lorsque l'éclairage est intégré sur une période donnée (annuelle, mensuelle, quotidienne ou horaire), nous obtenons l'irradiation correspondante sur la surface du récepteur avec l'unité MJ/m^2 . L'unité traditionnelle de $1kWh/m^2$ correspond à $3,6MJ/m^2$. L'orientation de la zone de réception peut être horizontale, normale par rapport aux coordonnées solaires ou définies par l'utilisateur. L'irradiation horizontale globale incidente sur une surface de réception horizontale peut être divisée en une composante de faisceau normale directe et une composante diffuse. Une influence majeure en particulier sur l'irradiation diffuse est la réponse spectrale non uniforme du capteur à semi-conducteur. Elle atteint sa sensibilité maximale dans le proche infrarouge et décroît lentement pour atteindre 20% de cette valeur et plus fortement vers les plus grandes longueurs d'onde. L'éclairage énergétique du faisceau est généralement mesuré dans un angle de vue de $5,7^\circ$ en largeur, qui est centré sur la position du soleil et inclut l'éclairage énergétique. Le rayonnement diffus du ciel est dispersé dans l'atmosphère en dehors de l'angle de vue du faisceau vers la surface du récepteur. Les récepteurs inclinés reçoivent également un éclairage énergétique réfléchi par le sol.

I-9-2-Niveau d'irradiation

L'efficacité du module varie en fonction de l'éclairage énergétique. Des valeurs d'éclairage supérieures à $1000W/m^2$ ne sont atteintes que dans des conditions rares, combinant ciel nuageux et nuages brillants. Avec l'augmentation de l'éclairage énergétique, la tension des cellules augmente, mais les pertes de résistances en série des cellules et des strings augmentent également. Dans les endroits où l'irradiation horizontale globale est modeste, des niveaux d'irradiation faibles de plusieurs centaines de W/m^2 peuvent souvent se produire. Les cellules et les modules sont généralement conçus pour optimiser la puissance et le rendement du module dans les conditions STC, et réagissant de manière très différente aux écarts d'éclairage énergétique par rapport aux conditions STC. N. H. Reich et al. [19] ont montré après leur étude, l'intensité de l'irradiation est décrite de manière logarithmique, les intensités d'irradiation sont généralement préoccupantes pour les systèmes exploités à l'extérieur que par l'intensité d'irradiation la plus droite. Les rendements durant cette période

sont presque constants et les échantillons mc-Si sont plus performants que les cellules pc-Si, comme prévu. Pour certaines cellules, le rendement entre 100 et 1000W/m² est légèrement supérieur à celui des conditions STC. Cette augmentation de rendement vers une intensité plus faible peut s'expliquer par des effets de résistances en série, puisqu'un courant plus faible conduit à une perte de résistance en série quadratiquement inférieure.

I-9-3-Instruments de mesure du rayonnement solaire

La meilleure façon d'évaluer le potentiel solaire sur un site donné est d'effectuer une campagne de mesure des deux constituants du rayonnement solaire sur une période assez longue. Il existe plusieurs types de capteurs permettant de mesurer le rayonnement solaire parmi lesquels on peut citer : le pyranomètre, le pyréliomètre ou l'héliographe. L'irradiation horizontale globale incidente sur une surface de réception horizontale peut être divisée en une composante de faisceau normale directe et une composante diffuse. Le rayonnement diffus du ciel est dispersé dans l'atmosphère en dehors de l'angle de vue du faisceau vers la surface du récepteur.

I-9-3-1 Pyranomètres

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

La figure 6 illustre un pyranomètre.



Fig.I. 6. Pyranomètre pour mesurer le rayonnement solaire

I-9-3-2-Pyrhéliomètres

Ils mesurent le rayonnement solaire direct en incidence normale. Ces instruments sont constitués d'un tube muni de diaphragmes et pointé en permanence vers le soleil grâce à un système de suivi automatique.

I-9-3-3-Héliographes

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

I-9-3-4-Pyranomètre à bande d'ombre rotative

Les données de mesure au sol montrent généralement une précision nettement supérieure aux données d'irradiation obtenues par satellite. Les capteurs d'irradiation appropriés pour les mesures au sol doivent être sélectionnés en tenant compte des conditions générales environnantes pour l'équipement et la maintenance afin d'obtenir et de maintenir la précision nécessaire sur toute la durée de l'opération. Les instruments à thermopile tels que les pyrhéliomètres comme spécifiés dans la norme ISO 960 sont sévèrement affectés par la salissure et nécessitent également des dispositifs de support coûteux et exigent une maintenance, tels que les suiveurs solaires et une alimentation électrique. Ainsi, l'incertitude de l'évaluation des ressources avec les pyrhéliomètres dépend fortement du personnel de maintenance et ne peut pas être déterminée avec précision dans de nombreux cas. En raison de leur sensibilité à la salissure, de leur faible demande en énergie et de leur coût comparativement inférieur, les pyranomètres à bande d'ombre rotative présentent des avantages considérables par rapport aux capteurs à thermopile utilisée dans les conditions de mesure. Un pyranomètre à bande rotative est un pyranomètre monté horizontalement associé à une bande ombrée comme l'indique la figure I. 7. La bande d'ombre est montée sous le capteur selon un angle environ 45° et tourne continuellement environ une fois par minute autour du capteur. De cette façon, il est garanti que pendant la rotation, la bande d'ombres implique une fois une ombre sur le capteur, bloquant le soleil pendant un court instant. Au début de la rotation, le pyranomètre

mesure l'irradiation horizontale (GHI). Dans le cas où le centre de l'ombre tombe sur le centre du capteur, il détecte fondamentalement l'irradiation diffuse horizontale (IDH). Cependant, la bande d'ombre couvre une partie du ciel de sorte que le minimum de la rafale soit inférieur à celui de l'irradiation diffuse horizontale. Ainsi, les valeurs d'épaule sont déterminées et la différence entre la moyenne des valeurs d'épaule et l'irradiation horizontale globale est ajoutée au minimum de la courbe pour obtenir l'irradiation directe horizontale. Par la suite, l'enregistreur de données calcule l'irradiation normale directe (IND) à l'aide de (IHD) et de l'angle réel de la hauteur du soleil, ainsi que le temps et les coordonnées connus de l'emplacement. La distance entre les capteurs de rayonnement et tout obstacle devrait être au moins égale à 10 fois la différence de hauteur entre le capteur et l'obstacle. Au-dessus du plan de détection, aucun obstacle ne doit se trouver dans la plage azimutale du lever et du coucher du soleil toute l'année ; toute obstruction au-dessus de l'horizon affecte les mesures et entraîne des erreurs.

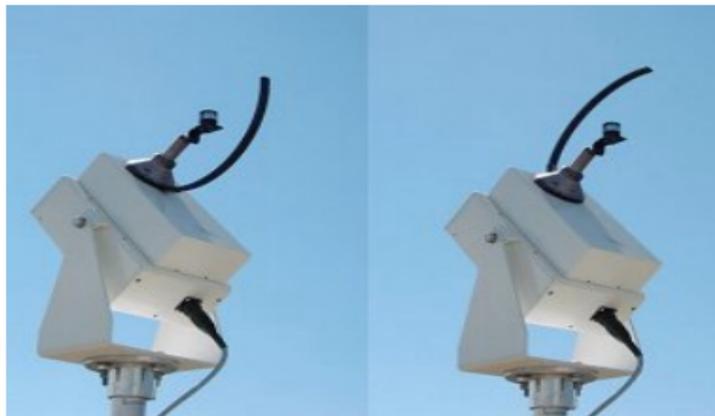


Fig.I. 7. Pyranomètre à bande d'ombre rotative en position normale (gauche) en rotation (droite)

Sur les sites où il n'est pas possible d'éviter les obstructions, les détails complets de l'horizon et de toute obstruction devraient être inclus dans la description de la station pour faciliter une évaluation ultérieure de leur impact. Aucune ombre directe, lumière artificielle ou réflexions des surfaces réfléchissantes ne doit infliger le capteur à tout moment de la journée et de l'année.

I-9-4-Effet de l'humidité

Une augmentation du rendement des panneaux solaires est observée à faible humidité relative. Les gouttelettes de vapeur d'eau en suspension dans l'atmosphère pendant les jours hu-

mides, en particulier celles dont la taille est supérieure à la longueur d'onde du faisceau solaire, peuvent disperser, réfracter ou diffracter la lumière solaire incidente. Par conséquent, les conditions humides peuvent réduire la puissance produite par le module solaire [20]. Une exposition prolongée des panneaux photovoltaïques à l'humidité peut provoquer une pénétration de celle-ci traduisant par une délamination de l'encapsulant. Tan et al. [21] ont étudié expérimentalement la dégradation dans une cellule PV lorsqu'elle est soumise à un environnement humide. Lorsqu'on augmente la durée de l'expérience, l'humidité à l'intérieur de la cellule PV endommage les liaisons adhésives interraciales, ce qui provoque une délamination et une trajectoire d'entrée plus élevée, entraînant ainsi une perte de passivation. L'étude a révélé que le courant de court-circuit présente une baisse plus significative que la tension en circuit ouvert, entraînant une dégradation importante de la puissance maximale de sortie.

Marion et al. [22] ont constaté que le type de module utilisé influence également la performance PV tout en étudiant les effets de l'humidité relative sur l'efficacité du module. Les auteurs ont examiné l'impact de l'humidité relative et comparé les performances entre systèmes photovoltaïques monocristallins et amorphes. L'étude a montré que les modules photovoltaïques amorphes sont plus affectés par la température et l'humidité que les modules photovoltaïques monocristallins. Cette baisse d'efficacité indique que les panneaux photovoltaïques monocristallins sont robustes face aux facteurs climatiques tels que l'humidité et la température. L'humidité peut également influencer le rayonnement solaire entrant, entraînant une réduction de niveau d'éclairement énergétique due à la réflexion, à la diffraction et à la réfraction par les gouttelettes d'eau présentes dans l'atmosphère.

I-10-L'effet de l'orientation

Un angle d'inclinaison parfait du module affecte de manière significative la quantité de rayonnement solaire qui tombe sur la surface du panneau PV. La puissance maximale d'un module ou d'un système PV est fortement affectée par l'angle d'inclinaison optimal qui dépend de plusieurs conditions telles que la latitude géographique, la période d'utilisation, l'environnement, le climat, les poussières, la pollution et d'autres facteurs atmosphériques. Il est signalé que l'angle d'inclinaison optimal par rapport à la latitude locale peut être considéré comme ($\pm 15^\circ$) [24]. Sur la base d'une série d'expérience, les auteurs ont proposé une formule plus précise (à la latitude $\pm 8^\circ$), tandis que d'autres ont suggéré cette latitude de $\pm 2,8$ en fonction des données du rayonnement côtier spécifiques. Cependant, l'exactitude des for-

mules proposées n'est toujours garantie en raison des limites imposées par les conditions géographiques [25].

I-11-La norme photovoltaïque CEI

La présente partie établit les exigences de la CEI 61215 pour la qualification de la conception et l'homologation des modules photovoltaïques (PV) pour les applications terrestres et pour une utilisation de longue durée dans les climats généraux à l'air libre, définis dans la CEI 60721-2-1. La présente norme est destinée à s'appliquer à tous les matériaux de modules à plaque plane au silicium cristallin pour des applications terrestres. Elle ne s'applique pas aux modules utilisés avec un ensoleillement intense, même si elle peut être utilisée pour les modules à faible ensoleillement.

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

- CEI61730 pour la sécurité et la résistance des modules photovoltaïques ;
- CEI61215 pour les modules photovoltaïques à base de silicium cristallin utilisés dans les climats généraux à l'air libre, tels que définis par la norme CEI 60721-2-1 au sol, non destinés aux applications spatiales, ni aux modules utilisant la lumière solaire concentrée ;
- CEI61646 pour les modules photovoltaïques en couches minces ;
- CEI62108 pour les modules photovoltaïques à concentration.

La norme internationale IEC 61215-1 a été établie par le comité d'étude 82 de la CEI : système de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire. Cette première édition de la CEI 61215-1 annule et remplace la deuxième édition de l'CEI 61215, publiée en 2005, dont elle constitue une version technique.

Cette édition de la CEI61215-1 inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à la deuxième édition de la CEI 61215 : 2005 et la deuxième édition de la CEI 61646 : 2008 :

- réorganisation de la série de normes selon une structure cohérente avec les autres normes de la CEI ;

- réécriture de la procédure d'échantillonnage ;
- définition améliorée des exigences de marquage pour la plaque signalétique et la documentation générale ;
- division des critères d'acceptation/de rejet en deux points. Le premier vérifie la puissance maximale initiale dans les STC par rapport aux caractéristiques assignées mentionnées sur la plaque signalétique. Le deuxième définit la perte de puissance au cours de l'essai de vieillissement accéléré ;
- révision de l'essai de tenue à l'échauffement localisé ;
- mise à jour des autres essais pour des raisons d'homogénéité avec les modifications apportées à la CEI 61646 ;
- suppression de la méthode de mesure des coefficients de température et renvoi à la CEI 60891 ;
- définition de la NMOT (Nominal Module Operating Température) comme étant la température nominale de fonctionnement du module mesurée avec le module aux conditions de puissance maximale ;
- réécriture de la norme en utilisant la NMOT à la place de la NOCT (Nominal Operating Cell Température) et renvoi à la future IEC61853-2 pour la procédure d'essai ;
- réécriture de l'essai de robustesse des sorties pour inclure l'évaluation des modules câblés et des boîtes de jonction ;
- stabilisation des modules PV mis en œuvre. Cette procédure remplace la procédure d'exploitation prolongée au rayonnement lumineux de la CEI 61646 ou le préconditionnement selon la CEI 61215.

Une version est mise à jour en 2016. Il est très important de mentionner que le passage des séquences de test de la CEI 61215 définit un niveau de qualité spécifique de la conception du module, des matériaux et de la qualité de la production, car il comprend les contrôles indépendants des mesures de production et d'assurance de qualité. Il ne définit pas une durée de vie spécifique des modules que l'on peut attendre des modules certifiés. Les tests de la norme se concentrent sur l'identification de faiblesses ou de défaillances spécifiques de modules. Par exemple, les défaillances qu'on peut qualifier de défaillances précoces.

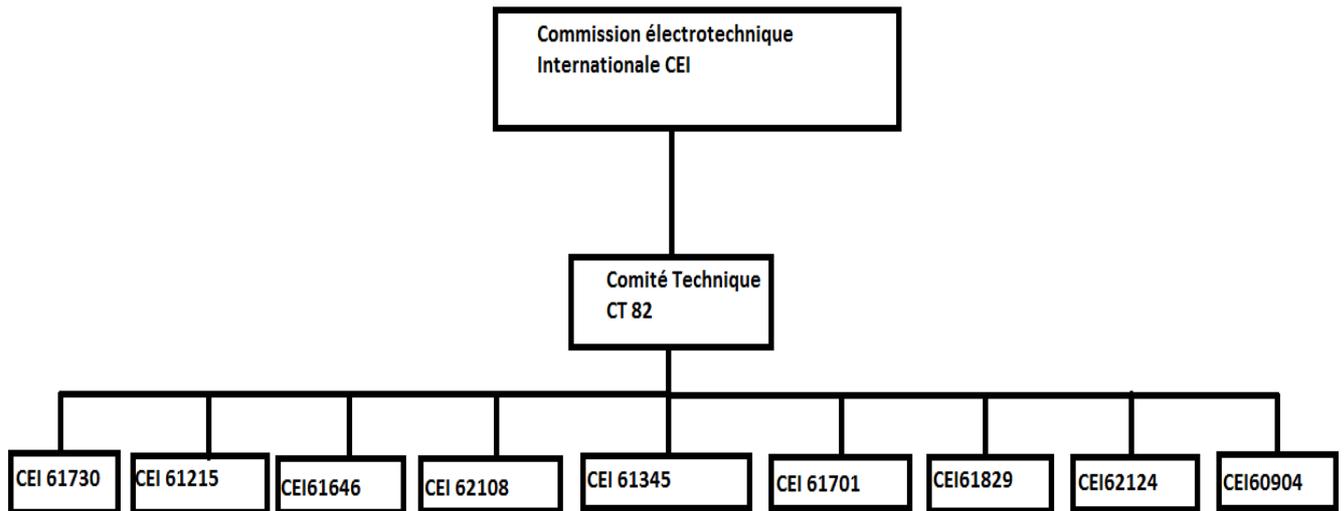


Fig.I. 8. Normes de qualification des modules photovoltaïques

Chacune de ces normes présentent une description spécifique selon le type de module auquel elle est étudiée.

Conclusion

Dans cette partie, une revue des différentes technologies photovoltaïques a été présentée. La technologie cristalline, amorphe, organique, multijonction entre autres sont les principaux types de technologie dominante dans le marché photovoltaïques. L'influence des facteurs de performances, à savoir l'irradiation, la température l'humidité relative etc, sur la dégradation des modules photovoltaïques est prédominante sur les paramètres de sortie des systèmes photovoltaïques. Les tests de certification dans le système IEC conformément aux normes CEI 61215 et CEI 61730 constituent un pilier important de la comparabilité internationale des produits PV et de la définition de normes de qualité, à condition que tous les acteurs de la chaîne de valeur gardent à l'esprit l'objectif et les limitations décrits.

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

férentes séquences d'essai de la norme CEI 61215 ont été présentées. Un accent particulier a été mis sur les séquences qui nous semblent les plus pertinentes relativement à l'environnement de fonctionnement des modules. Ainsi, les procédures relatives aux essais UV, aux essais de cycle thermique, aux essais de la chaleur humide et aux essais humidité-gel ont été développées.

Cependant, il a été noté, malgré le fait qu'elles servent de référence aux fabricants, que les normes de qualification CEI 61215, 61446 et 62108 dédiées respectivement aux modules en silicium cristallin, aux modules en couches minces et aux modules en concentration, ne permettent pas de déterminer les durées de vie des modules à cause de la faible durée des essais, de la faible sévérité des essais et du nombre réduit de modules par échantillon. Néanmoins, chaque essai des différentes normes de qualification est relatif à un mode de défaillance donné.

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

Chapitre II : Etat de l'art sur la dégradation des modules photovoltaïques et Impact des facteurs environnementaux

Chapitre II : Etat de l'art sur la dégradation des modules photovoltaïques et Impact des facteurs environnementaux

II-1-INTRODUCTION

L'objectif de ce chapitre est de faire une étude bibliographique approfondie sur la dégradation des modules PV selon différentes technologies. Les principaux modes et types de dégradation des modules PV sont recensés et présentés dans ce chapitre. Ensuite, les facteurs de dégradation des modules et les méthodes de détection sont étudiés. Enfin, les modes de dégradation présents dans la littérature et les différents résultats sont également recensés et discutés.

II-2-Dégradation des modules photovoltaïques

On définit la dégradation comme étant une détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendré par les conditions de service. Les modules photovoltaïques (PV) sont soumis à une dégradation due au climat qui peut affecter leur efficacité, leur stabilité et leur durée de vie [26]. Cependant, pour être économiquement viables, les modules PV devraient fonctionner de manière fiable pendant 25 à 30 ans dans les conditions environnementales où ils sont installés[27]. Aujourd'hui, de nombreuses études portant sur le retour d'expérience des modules photovoltaïques opérationnels sont menées. Certaines de ces études portent sur les causes de la dégradation[28] ou sur la comparaison des technologies en terme de la dégradation[29]. D'autres ont pour objectif d'évaluer les modes de dégradations en termes de fréquence, de vitesse d'évolution et de degrés d'impact. G. TamizhMani et al. [30] ont expliqué les différents modes de défaillance, causes de défaillances et mécanismes de défaillances du module photovoltaïques pour différentes conditions climatiques. La chute moyenne de puissance par an dans le climat composite s'est avérée être de 14,6% pour les modules amorphes et de 1,7% pour les modules polycristallin, ce qui correspond à une perte de courant de court-circuit ou facteur de forme ou les deux. H. Han et al. [31] ont signalé une dégradation moyenne de 4,42% des performances de 70 modules photovoltaïques au silicium polycristallin installés dans nord de l'Italie, après une exposition de 20 ans. M. Alshushan et al. [32], ont rapporté qu'après 30 ans, la dégradation de la puissance de pointe

moyenne des modules PV au silicium cristallin représentait 13,86% de la valeur initiale des modules installés en Libye. E. Dunlop et al. [33] ont étudié les performances de 40 modules cristallins (mono et poly) après 20-22 ans d'exposition dans les conditions réelles. Ils ont conclu que le module encapsulé avec de l'EVA et une feuille arrière en aluminium Tedlar présentait une dégradation de la puissance moyenne de 14,8%, tandis que le module avec silicone encapsulé présentait une dégradation de la puissance moyenne de 6,4%. Comme pour tous les produits techniques fonctionnant à l'extérieur, les matériaux utilisés pour la fabrication des modules PV sont exposés à des charges influant sur leurs performances et entraînant des effets de dégradation. Les facteurs responsables sont : la température, l'humidité, l'irradiation, la poussière et les chocs mécaniques entre autres comme indiqué à la figure II.1.

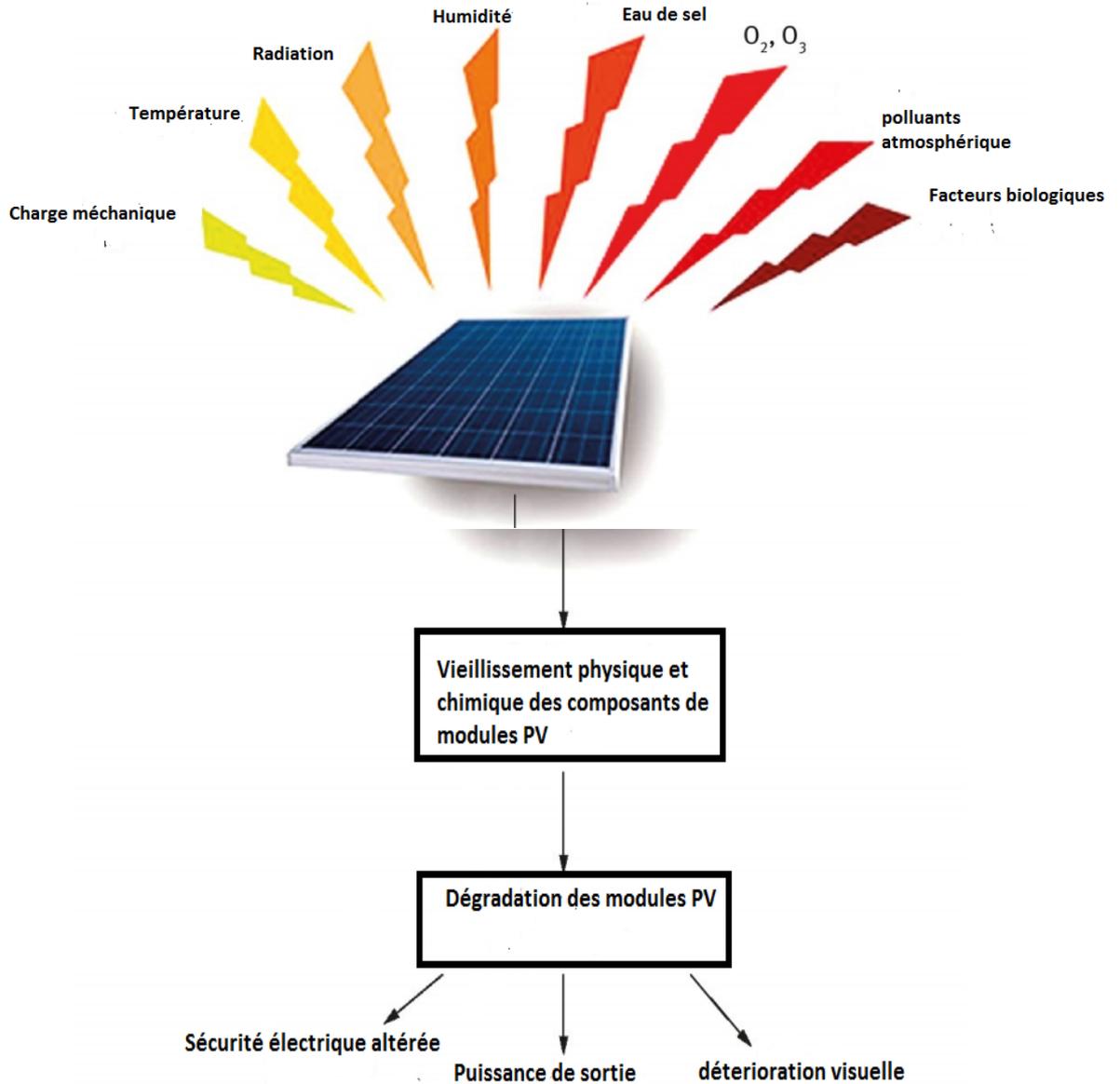


Fig.II. 1. Facteurs responsables des modes de dégradation

II-3- modes de dégradation

II-3-1- Décoloration

La décoloration est l'un des défauts les plus courants des modules solaires. Cet effet est principalement observé chez les modules fonctionnant dans les conditions réelles depuis un certain temps. Elle réduit la lumière solaire atteignant les cellules solaires. La décoloration est très probablement causée par des facteurs internes tels qu'une mauvaise qualité de l'encapsulant ou des facteurs externes tels que la température et humidité élevées. La figure

II. 2 montre un module sur lequel on observe des cellules décolorées. La décoloration est de deux types :

- jaunissement et brunissement de la surface du module ;
- décoloration des doigts de la grille.

Le jaunissement et le brunissement de la cellule peuvent apparaître dans les modules photovoltaïques en raison de la chaleur sèche, de l'humidité et du rayonnement UV élevés. Cela se produit également en raison d'une adhérence insuffisante entre les cellules et les matériaux en verre [34].

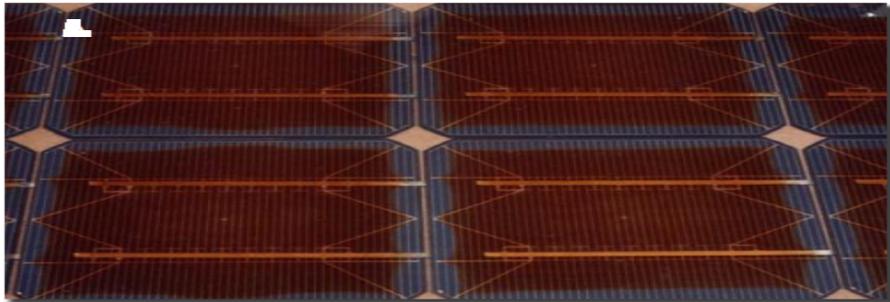


Fig.II. 2. Brunissement du module photovoltaïque

II-3-2- Délamination

La délamination est la séparation de l'encapsulant du verre ou de la cellule. La délamination peut se faire entre le superstrat (verre), le substrat (feuille arrière) et l'encapsulant ou entre l'encapsulant et les cellules. La délamination est plus sévère lorsqu'elle se produit sur les bords du module parce que, en plus de la dégradation de puissance, elle provoque des risques électriques pour le module et l'installation toute entière. La délamination est plus fréquente chez les modules installés dans les climats chauds et humides. La figure II. 3 montre un module avec des cellules délaminées.

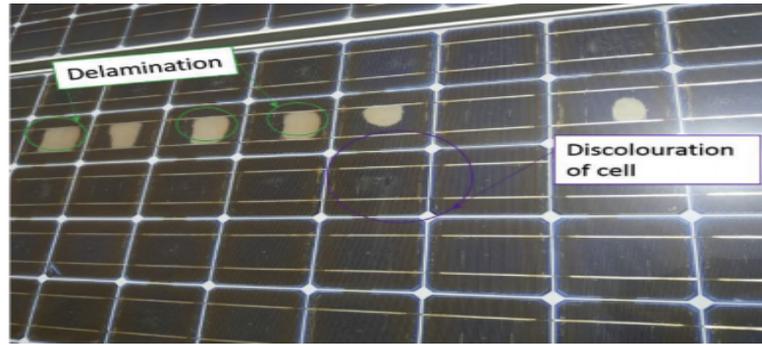


Fig.II. 3. Modules PV avec des cellules délaminées

II-3-3- Fissuration

Les fissures peuvent être détectées lors du test d'inspection visuelle, si elles sont suffisamment grandes. Des micro-fissures se forment lors de la fabrication s'il y a des contraintes mécaniques ou thermiques qui sont appliquées. Ces contraintes peuvent devenir plus grandes lorsqu'elles sont soumises à des conditions supplémentaires dues aux conditions environnementales extérieures, après des années d'utilisation sur le terrain. L'imagerie par électroluminescence détecte très bien les microfissures. Les fissures dans les cellules solaires peuvent réduire la sortie du module. [35]. Après quelques mois de fonctionnement, un certain nombre de modules PV développent un défaut de décoloration appelé « trainée d'escargot » qui se présente sous la forme de rayures foncées irrégulières comme c'est montré à la **figure II. 4**. On constate que ces traces d'escargots apparaissent après 3 à 5 mois d'exposition en plein air[36].

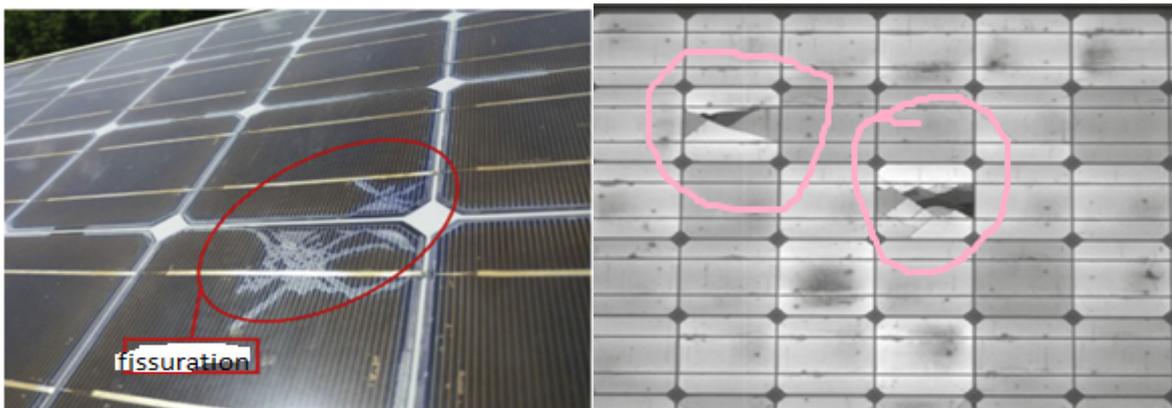


Fig.II. 4. : Cellule avec fissuration

II-3-4-Endommagement du revêtement antireflet (AR)

Les revêtements AR montrent des modifications de la transmittance spectrale principalement dans la page visible élevée (600-700nm). La décantation de la saleté et de la poussière peut entraîner des dommages et une perte de performance du revêtement AR [37].

II-3-5- Points chauds

Quand une cellule solaire d'un module génère moins de courant que le courant de la chaîne du module, un point chaud apparaît sur cette cellule [38]. Cela se produit généralement lorsque la cellule est ombragée, endommagée ou mal appariée électriquement. Les points chauds sont responsables des propriétés de la cellule solaire telles que les shunts locaux, les déformations de la jonction p-n, les impuretés et la résistance à la plaquette comme indiqué à la figure II. 6. En outre, cette caractéristique peut être affectée par la salissure et l'accumulation de poussière [39], la dégradation des cellules, isolation des bords incomplets par des matériaux de module transparents ou par la tolérance du fabricant et l'insolation non uniforme. L'effet de l'ombre partiel peut être considéré comme un cas particulier de défaut. Le phénomène de point chaud peut survenir lorsque la diode de dérivation des cellules ombragées est endommagée/déconnectée. Son courant diminue donc et sa tension devient négative. Les cellules ombragées consomment l'énergie d'autres cellules non ombragées au lieu de le générer, et si ce phénomène persiste, les cellules solaires affectées seront endommagées.

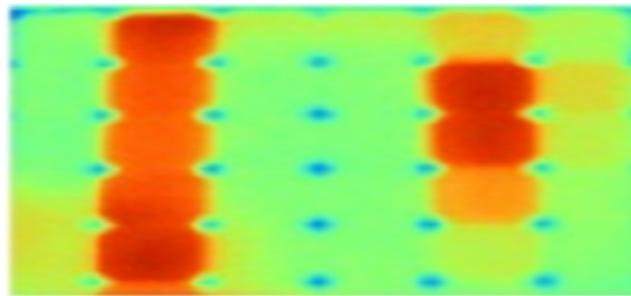


Fig.II. 5. Cellules avec des points chauds

II-3-6-Salissures

La souillure est une forme d'ombrage. Cela peut diminuer les performances du module avec le temps. Cela est dû à la concentration de la poussière. Les salissures sont composées de poussière, de la crasse, de crottes d'oiseaux et de mousse dans certaine situation. Cela affecte négativement le courant de sortie de la cellule.

II-3-7-Oxydation et corrosion des busbars

Il est responsable de la diminution de la production y compris la perte d'adhérence et de décollement, l'instabilité chimique dans les conditions de collecte actuelles et la compatibilité des matériaux. La figure II. 6 indique une cellule avec oxydation et corrosion de busbars

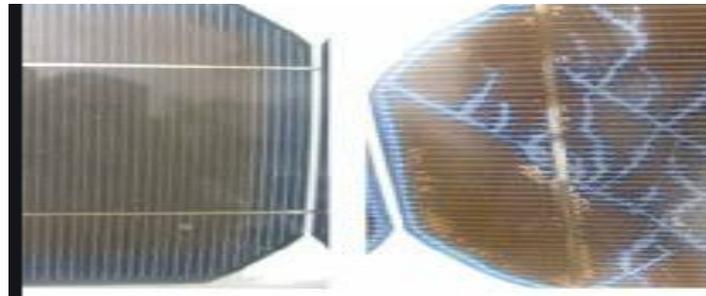


Fig.II. 6. Cellule avec oxydation et corrosion des busbars

II-3-8-Délamination de l'encapsulant

L'encapsulant est composé le plus souvent de d'EVA (Ethylene vinyl Acétate), traité à une température et dans un temps définis pendant le laminage. L'utilisation de matériel à bon marché et le traitement incorrect entraîne une délamination. L'une des principales situations de dégradation des modules PV est la délamination de l'encapsulant. Il se produit soit à l'interface entre l'encapsulant et la surface avant de la cellule solaire soit entre l'encapsulant et le couvercle en verre.[40]. L'encapsulant doit être testé pour l'humidité, la résistivité, l'adhérence, etc..[41].

La réduction de la transparence induite par le rayonnement UV dans les modules laminés avec un gel de silicone s'est avérée bénéfique par rapport aux panneaux stratifiés en EVA. Il est enfin suggéré que les panneaux PV laminés au gel de silicone peuvent avoir une durée de vie de 50ans en raison de la corrosivité réduite, principale source de défaillances des panneaux photovoltaïques.

Les bris de vitre sont généralement causés par des facteurs externes tels qu'un emballage de mauvaise qualité lors du transport, de l'installation etc...

II-3-9-Autres modes de dégradation

II-3-9-1-Echec de la balance du système (EBS)

Les défaillances de composants sont considérées comme la principale raison de l'existence de modules non producteurs dans le champ photovoltaïque. Une défaillance d'un composant

peut entraîner une réduction de la production. Par exemple, un fusible défectueux met la chaîne entière hors service[42].

II-3-9-2-Défaut de la boîte de jonction

Une boîte de jonction est une protection pour le câblage des chaînes aux bornes externes. Ce mode de défaillance peut être dû à une mauvaise fixation de la boîte de jonction sur la feuille arrière, à la pénétration d'humidité, à la corrosion des connexions, à un câblage médiocre entraînant un arc électrique, à un mauvais montage ou à une dégradation thermique.[43].



Fig.II. 7. Défaut de la boîte de jonction

II-3-9-3-Défaut de la diode by-pas

Une diode de dérivation compense les pertes de puissance et la réduction des performances résultant de l'ombrage du module. Elle évite les phénomènes de chauffage par polarisation inverse, les points chauds et la destruction des modules. Leur détection est difficile car ils apparaissent en cas de déséquilibre dans les caractéristiques I-V de la cellule. Il peut être dû à une déconnexion de la diode ou à un montage inversé de la diode [43].



(a)

(b)

(c)

Fig.II. 8. : Exemple de pannes de la boîte de jonction: (a) une boîte de jonction ouverte sur le terrain, (b) une boîte de jonction mal collée sur la feuille arrière, (c) une boîte de jonction mal câblée [43].

II-3-9-4-Défaut de correspondance

Il se produit si les paramètres électriques du module changent par rapport à l'état initial [44]. Cela peut être temporaire, comme l'ombrage de cellules menant à un point chaud. Il peut être aussi permanent, en raison de la présence d'un circuit ouvert ou d'une cellule défectueuse produisant moins de courant, entraînant une dissipation de puissance.

II-3-9-5-Défaut dû à la terre

Il se produit accidentellement par un court-circuit électrique [45]. En effet, il s'agit d'un chemin à basse impédance non voulu entre le conducteur sous tension et la terre. La majorité des systèmes PV sont équipés d'une détection de défaut à la terre et d'une interruption du courant de défaut.

II-3-9-6-Défaut de ligne

Il s'agit d'une connexion de court-circuit involontaire entre deux points de potentiel différents dans un panneau photovoltaïque. Cela se produit entre deux points appartenant à la même chaîne ou entre deux chaînes adjacentes. Il peut être non détecté et entraîne une perte importante [46].

II-3-9-7-Défaut d'arc

Cela est dû à des discontinuités et à une rupture de l'isolation des conducteurs sous tension ou des conducteurs adjacents. Les défauts d'arc en série et en parallèle produisent un bruit haute fréquence dans le courant continu de la chaîne photovoltaïque, tandis qu'un défaut d'arc en parallèle entraîne une chute soudaine de la tension / du courant dans le champ photovoltaïque. Ce type de défaillance est très dangereux pour l'installation et peut provoquer un incendie.

II-4-Dégradation due à la lumière LeTID

Un nouveau mécanisme de dégradation (LeTID, dégradation due à la lumière et à la température élevée) a vu le jour. La dégradation LeTID induit des pertes de puissance relatives pouvant atteindre 10% sur une échelle de temps de plusieurs centaines d'heures d'injection de porteurs et à des températures appropriées sur le terrain [47]. La LeTID conduit à une caracté-

téristique de durée de vie fortement dépendante de l'injection après dégradation et comporte une phase de régénération comme indiquée à la figure II. 9

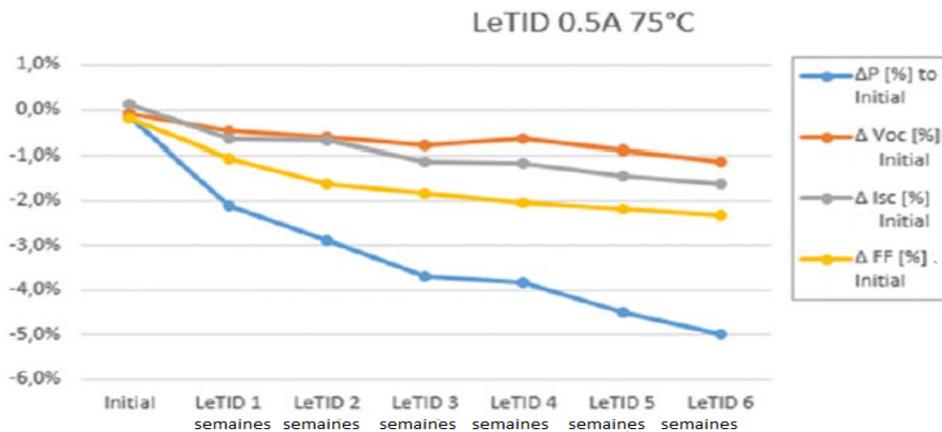


Fig.II. 9. Influences des paramètres du module sur les tests LeTID d'un module mono après 6 semaines à PI Berlin

II-5-Dégradation induite par le potentiel (PID)

Il semble que le PID ait été signalé pour la première fois par le laboratoire (JPL) en 1985 à la fois pour les modules à base de silicium cristallin (c-Si) et pour les modules à couches mince au silicium amorphe (a-Si). Cette « nouvelle maladie » du module photovoltaïque, mise en évidence en 2010, commence à toucher de plus en plus de modules photovoltaïques. La dégradation induite par le potentiel a été observé pour la première fois sur modules de technologie cristalline [48]. Le premier symptôme de ce phénomène est une dégradation rapide et inexplicable de la puissance. Cette diminution du rendement des modules pouvant atteindre plus de 20% en quelques mois, n'est ni due à un vieillissement classique des modules, ni à une mauvaise installation du module. Les modules individuels dans les systèmes PV sont souvent connectés en série afin d'augmenter la tension du système. La différence de potentiel de la chaîne ainsi formée peut parfois atteindre quelques centaines de volts. Afin de protéger les personnes contre les chocs électriques, toutes les structures métalliques des modules sont souvent mises à la terre. La **figure II. 10** montre un système avec un potentiel flottant. Ainsi, il peut arriver des courants de fuite dus à un défaut d'isolation entre la structure et les couches actives (cellules PV). De ce phénomène peut découler un potentiel susceptible de dégrader les caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques. Ce phénomène connu sous le nom de Potentiel Indice Dégradation (PID) se caractérise par la dégradation progressive des

performances des modules photovoltaïques, à base de silicium cristallin, due à la présence d'un courant électrique induit au cœur même du module. J. O et al[49] ont montré que les principales solutions au problème des PID consistent à modifier les propriétés chimiques et physiques du vêtement antireflet (ARC) à la surface de la cellule.

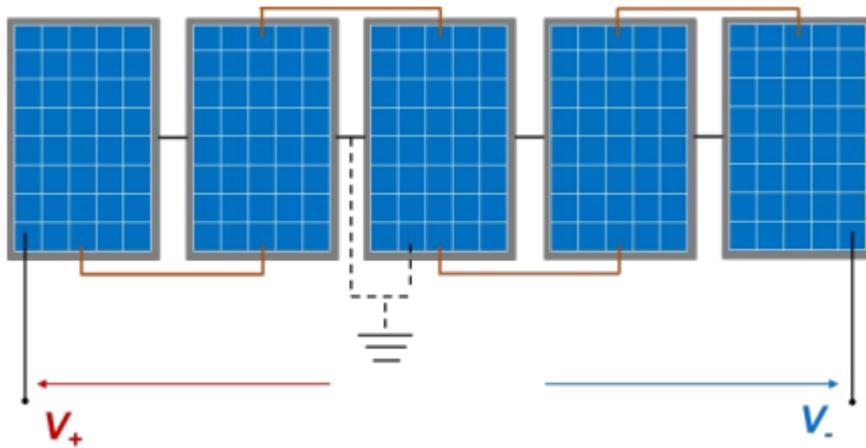


Fig.II. 10. Schéma simplifié d'un système à potentiel flottant (cadres mis à la terre)

II-6-Les facteurs responsables des modes de dégradation

II-6-1-Effet de la température

Les coefficients de température des modules sont spécifiés en chauffant le module PV à une température prédéterminée (généralement 80°C). En effet, l'effet de la température du module sur les performances du module varie en fonction des matériaux de la cellule. Par exemple, à un éclairement énergétique de 1000W/m², les puissances maximales des trois modules dépendent relativement peu de la température par rapport aux modules monocristallins et multicristallins [50]. De plus, il a été constaté que la cellule solaire tandem a-Si a une puissance de sortie supérieure à celle des autres, même après un fonctionnement de longue durée au cours duquel la température varie de 25°C à 80°C [51]. Le rendement maximal du monocristallin (78%) a été atteint à haute température 49,9° C. Mais le rendement maximale pour les PV amorphes est de 61,6%, ce qui correspond à la température la plus basse (40,9° C) où la variation de rendement par degrés Celsius est de -0,010 pour les monocristallins et de -0,030 pour les amorphes [52]. La figure II. 11 représente la variation de la température en fonction du rendement et de la technologie.

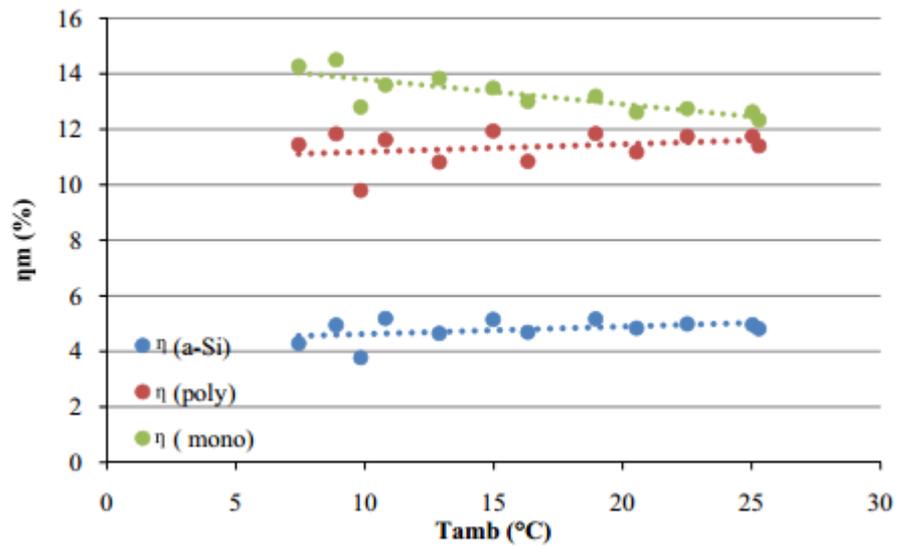


Fig.II. 11. Relation entre la température et le rendement mensuel [53]

D'autre part, il a été remarqué que le montage du module sur un système de suivi rend les températures arrière horaires du module PV solaire supérieures à la température des modules montés sur un support fixe. Cela est dû au fait que les modules avec le système de suivi reçoivent plus de rayonnement solaire et que par conséquent, leur température arrière est plus élevée, comme indiqué sur la **figureII.12**.

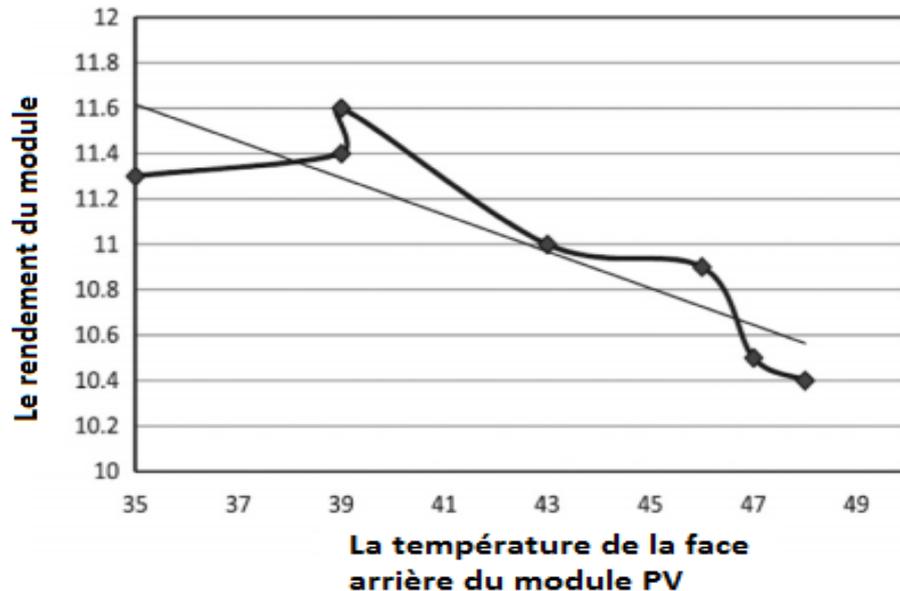


Fig.II. 12. Rendement en fonction de la température de la face arrière [54]

II-6-2-Effet de l'humidité

L'humidité peut également influencer le rayonnement solaire entrant, entraînant une réduction de niveau d'éclairement énergétique due à la réflexion, à la diffraction et à la réfraction par les gouttelettes d'eau présentes dans l'atmosphère. Une augmentation du rendement des panneaux solaires est observée à faible humidité relative. Les gouttelettes de vapeur d'eau en suspension dans l'atmosphère pendant les jours humides, en particulier celles dont la taille est supérieure à la longueur d'onde du faisceau solaire, peuvent disperser, réfracter ou diffracter la lumière solaire incidente. Par conséquent, les conditions humides peuvent réduire la puissance produite par le module solaire [20]. Une exposition prolongée des panneaux photovoltaïques à l'humidité peut provoquer une pénétration d'humidité qui se traduit par une délamination de l'encapsulant. C. Tan et al. [21] ont étudié expérimentalement la dégradation dans une cellule PV lorsqu'elle est soumise à un environnement humide. Lorsqu'on augmente la durée de l'expérience, l'humidité à l'intérieur de la cellule PV endommage les liaisons adhésives interraciales, ce qui provoque une délamination et une trajectoire d'entrée plus élevée, entraînant ainsi une perte de passivation. L'étude a révélé que le courant de court-circuit présente une baisse significative de la tension que la tension de circuit ouvert, entraînant une dégradation importante de la puissance maximale de sortie. F. Touati et al. [22] ont constaté que le type de module utilisé influence également la performance PV tout en étudiant les effets de l'humidité relative sur l'efficacité du module. Les auteurs ont examiné l'impact de l'humidité relative et comparé les performances entre systèmes photovoltaïques monocristallins et amorphes. L'étude a montré que les modules photovoltaïques amorphes sont plus affectés par la température et l'humidité que les modules photovoltaïques monocristallins. Cette baisse d'efficacité indique que les panneaux photovoltaïques monocristallins sont robustes face aux facteurs climatiques tels que l'humidité et la température.

II-6-3-Impact du rayonnement UV

Un facteur important responsable de la dégradation des modules PV est l'effet des rayons UV du rayonnement solaire. Il a également été démontré que les formulations d'EVA qui jaunissent/ brunissent de l'acide acétique, avec une exposition aux rayons UV qui corrode les liaisons de soudure et les contacts électriques. La décoloration de l'EVA pouvait être résolue par différentes formulations d'EVA (c'est-à-dire l'utilisation de différents additifs) et par verre anti-UV. Il convient de noter que la corrélation entre le comportement de décoloration et les

conditions d'irradiation UV ne fournit pas seulement le paramètre de la modélisation, elle a également de nombreuses significations pratiques. Il existe de nombreux écarts d'irradiance et de distribution spectrale entre les sources de lumière artificielle et naturelle, et la lumière terrestre varie en fonction des emplacements géographiques (altitude, latitude, etc.), de la saison ou de l'heure. La relation entre la réponse à la dégradation et l'intensité des UV et la longueur d'onde a été étudiée pour de nombreux auteurs. La figure II. 13 résume les facteurs et les modes de dégradations.

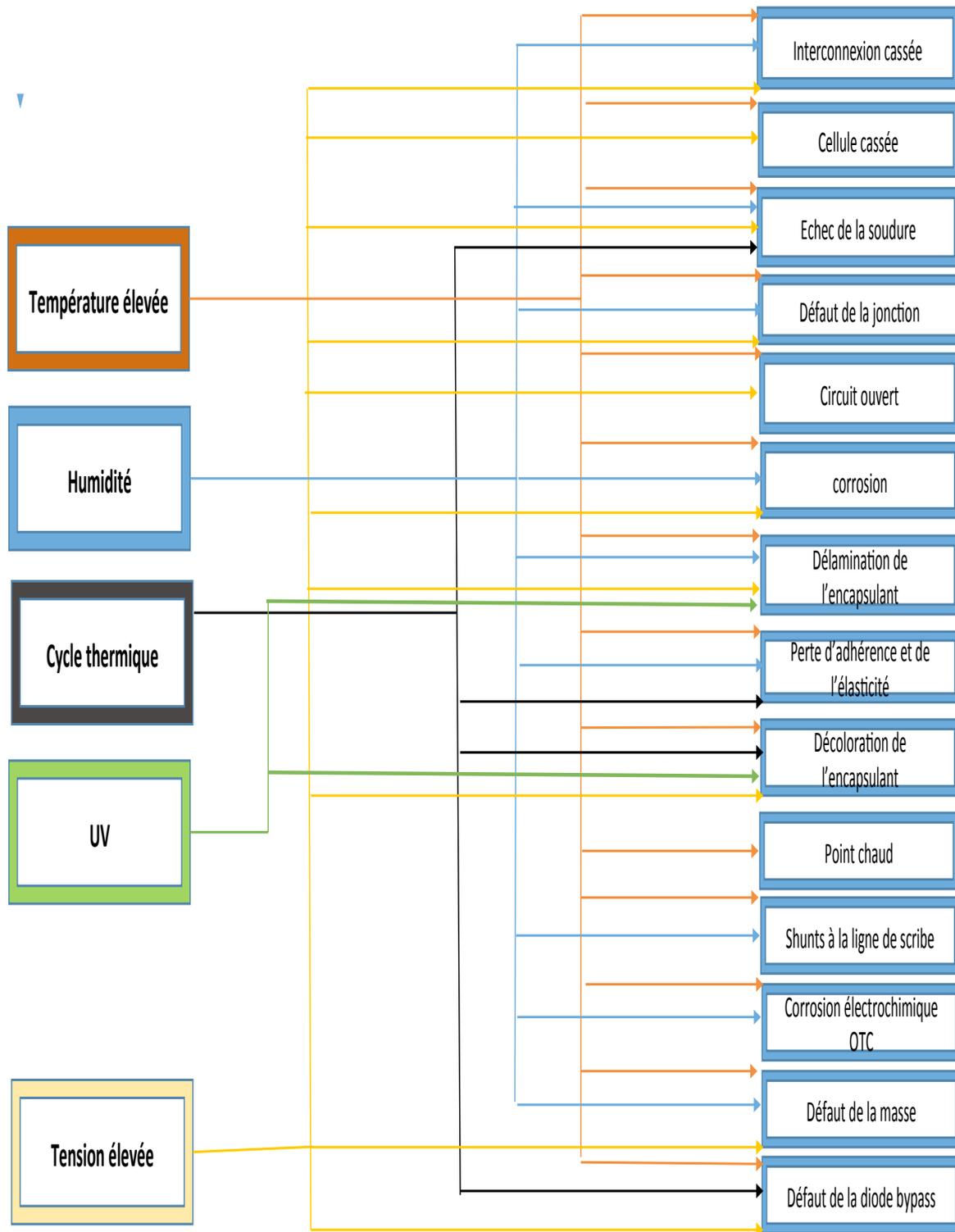


Fig.II. 13. Facteurs responsables des modes de dégradation

II-7- Moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque

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

- L'inspection visuelle
- La thermographie infrarouge
- La technique d'inspection par ultrasons
- L'électroluminescence
- La caractéristique I-V ou P-V

II-7-1-Inspection visuelle

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

II-7-2-Thermographie infra rouge

L'imagerie thermique infrarouge est une technique non destructive permettant d'identifier les défauts des modules vieilliss au champ qui ne sont pas observés lors de l'inspection visuelle. L'imagerie infrarouge extérieure détecte les points chauds soumis à un chauffage excessif. Elle s'effectue à l'aide d'une caméra sensible au rayonnement infrarouge allant de 3 à 5 μ m de longueur d'onde. En utilisant le concept de génération de chaleur localisée due à l'effet

joule en raison de mauvais contacts de cellules shuntées et de court-circuit. Comme indiqué à la figure II. 14, cela se produit parce que les cellules solaires qui génèrent moins de courant que d'autres cellules connectées en série deviennent polarisées en inverse et commencent à se comporter comme des résistances et dissipent la chaleur. Cette chaleur dissipée conduit à un gradient de température qui, pendant l'imagerie thermique apparaît sous forme de points chauds. En outre, il peut y avoir d'autres raisons pour les ponts chauds, elles sont liées aux irrégularités au cours du processus de fabrication, telles que la soudure médiocre des interconnexions de cellules ou la défaillance de la diode de dérivation, ce qui peut entraîner une augmentation de la température. La thermographie peut être effectuée à l'obscurité ou sous éclairage. Dans le cas du test à l'obscurité, les cellules sont généralement en condition de circuit ouvert. Grâce à cette technique, les petits défauts peuvent être détectés. Des images thermiques sont capturées sur les côtés avant et derrière du panneau photovoltaïque pour les points chauds lorsque le système fonctionne à pleine charge [55], [56].

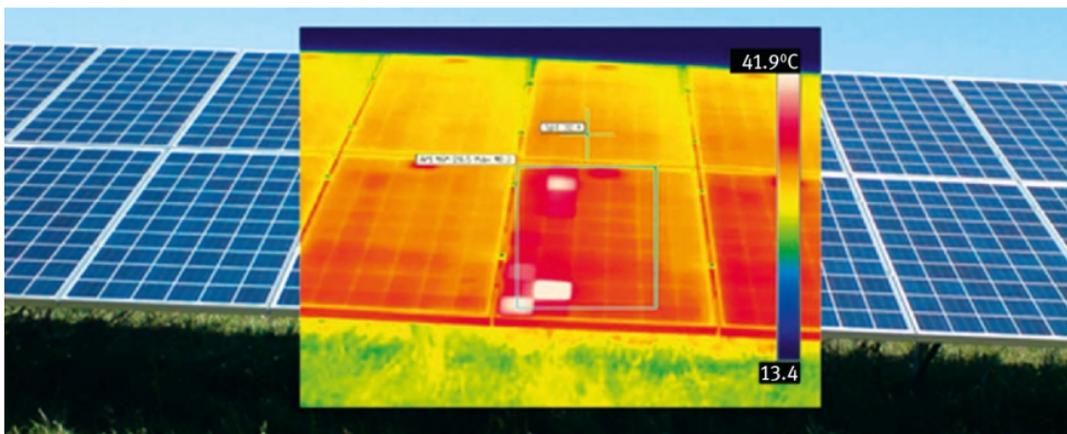


Fig.II. 14. Investigation par thermographie d'un système photovoltaïque

II-7-3-Technique d'inspection par ultrasons

L'inspection par ultrasons se divise en deux catégories : écho méthode à impulsions et méthode de transmission. Le module PV est balayé dans les deux méthodes en déplaçant le transducteur à ultrasons accompagné de l'ensemble indicateur X-Y sur le panneau PV. Dans la méthode par impulsion, les défauts sont identifiés en réfléchissant les impulsions ultrasonores à partir des défauts, puis ces impulsions sont enregistrées à partir des défauts, puis ces impulsions sont enregistrées. Dans le cas du procédé de transmission permettant de détecter les défauts, un balayage d'énergie ultrasonore est effectué sur le module PV en faisant passer

le signal ultrasonore à travers celui-ci. Au cours du processus de balayage, certains des signaux s'atténuent en raison de la présence de défauts dans le module, puis le signal atténué est enregistré. Par conséquent, cette manière, le procédé de transmission localise l'emplacement X-Y et la taille du défaut [56]. Il a été démontré que la fréquence de résonance décroît alors que la bande passante augmente quand une fissure apparaît dans une cellule.

II-7-4-Imagerie par électroluminescence

Les cellules solaires sont conçues pour générer des porteurs de charge libres en utilisant l'énergie des photons absorbés. Ce processus peut être inversé dans une certaine mesure. Si une tension externe est appliquée à une cellule solaire, les porteurs de charge se recombinent. Une petite fraction de ces processus de recombinaison est radiative, conduisant à une émission d'infrarouge qui culmine autour de 150nm [57]. Les défauts des cellules solaires liés à la structure cristalline (joints de grains, dislocations du réseau), aux impuretés précipitées ainsi que les fissures cellulaires réduisent localement la recombinaison radiative et semblent sombre. Les matrices de photodiodes InGaAs présentent une meilleure réponse spectrale mais offrent une résolution inférieure. Les images EL d'un module PV peuvent révéler des informations complètes sur l'intégrité mécanique et en partie sur la fonctionnalité électrique des cellules solaires. Le motif du défaut permet d'identifier l'origine du défaut, ce qui peut être attribué à la cristallisation du silicium, à la fabrication de cellules ou à la fabrication de modules, en ce qui concerne la production. Les régions complètement sombres causées par des fissures se produisent plus souvent entre un jeu de busbar externes et le bord de la cellule, car elles ne sont liées qu'à un seul jeu de busbar. Les régions entre les busbars sont mises en contact avec les busbars des deux côtés. En raison de cette redondance, elles ne paraissent complètement sombres que lorsque les deux connexions sont interrompues. Certaines fissures ne déconnectent que partiellement la métallisation, ce qui permet de réduire le courant. L'intensité du signal EL diminue le long des doigts du busbar jusqu'au point situé à la distance maximale du busbar ou de busbar adjacents. Si une fissure interrompt le doigt, la distance à ce point peut augmenter, entraînant un noircissement distinct et croissant. La figure II. 15 montre des images EL d'un module poly-Si. Dans ces cellules, les dislocations du réseau et les joints de grains rendent plus difficile la détection des fissures, en particulier lorsqu'elles ne déconnectent que partiellement la métallisation. Dans les cellules solaires mono-

Si, les fissures ont tendance à suivre les axes des cristaux, ce qui conduit souvent à des chemins en diagonale et à des formes de fissures en croix. Une plaquette monocristalline sans dislocations sur le réseau et sans joints de grains facilite les fissures.

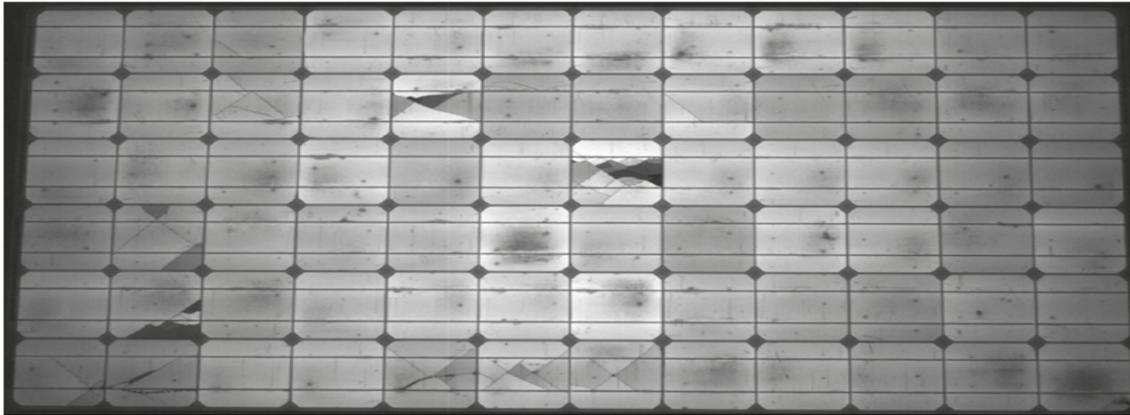


Fig.II. 15. Images électroluminescentes avec plusieurs défauts reconnaissables.

II-7-5-Détection de défaut par laser

Un système de courant induit par faisceau laser rapide de grande surface est utilisé pour identifier tout défaut préliminaire pouvant apparaître dans le module au cours du processus de fabrication. Il fournit une cartographie du photocourant du module en effectuant un balayage complet de la surface du module à l'aide d'un faisceau laser HeNe focalisé, ayant une longueur d'onde de 633nm. Le faisceau laser est haché puis concentré sur le module à l'aide d'une cellule motorisée. Le photocourant résultant du module en fonction de la position du faisceau laser forme une image indiquant le courant de sortie utile généré dans le module [58]. Communément, le photocourant de sortie est détecté par verrouillage dans l'amplificateur et la mesure avec le courant induit par faisceau laser est effectuée dans des conditions d'obscurité.

II-7-6- Mesure des caractéristiques

La courbe I-V comprend un ensemble de points de fonctionnement particulièrement importants, appelés paramètres I-V, qui font référence à la puissance et à l'efficacité maximales de la cellule, aux courant de court-circuit et de tensions de circuit ouvert. La méthode de diagnostic de défaut basée sur la caractéristique I-V est la première méthode introduite par D. Stellbogen et al. [59], dans laquelle la procédure de détection des défauts d'un système PV

est proposée. Il consiste à comparer les paramètres électriques réels aux résultats attendus à partir des caractéristiques I-V. La déconnexion défectueuse dans le système est étudiée. Des tests expérimentaux ont démontré l'applicabilité de la procédure pour détecter certain défaut du système PV [60]. Cependant l'analyse de la forme de la caractéristique I-V du système PV ne permet pas toujours de détecter la présence de défauts. Par exemple, l'ombre partielle d'une ou deux cellules d'une chaîne ne peut pas être détectée par l'apparition d'un pic dans la caractéristique I-V. Pour cette raison, W. Chine et al. [61] ont proposé une méthode basée sur l'analyse de la variation du courant en fonction de la tension de la caractéristique I-V afin d'évaluer automatiquement la chute de la puissance de sortie du système PV causée par différents facteurs de perte. Il a été démontré que l'apparition d'un pic de la caractéristique du différentiel du courant par rapport à la tension est efficace pour diagnostiquer la chute de puissance d'un système PV. S. Caplanis et al. [62] ont calculé les FF, R_s et R_{sh} à partir des caractéristiques I-V, l'analyse de tels indicateurs donne une indication de la dégradation progressive de 11% sur une période de plus de 20ans. Une méthode basée sur l'estimation des paramètres clés d'un module PV est proposée par W. Chine et al. [63]. La méthode permet de détecter et localiser les défauts survenus sur le module PV en comparant l'I-V partiellement mesuré avec celui estimé. Selon les auteurs, la technique peut donner de bons résultats si l'éclairement énergétique est supérieur à 500W/m^2 . De plus, les paramètres calculés sont utilisés non seulement pour détecter les défauts de longue durée (vieillesse, délamination, etc.), mais également pour créer une courbe I-V de référence lorsqu'un défaut impromptu se produit (par exemple, ombrage, diode de claquage, etc.). Le travail qui a été effectué dans [64] présente une nouvelle méthode pour diagnostiquer la baisse de puissance de sortie dans le système PV. Cette méthode est basée sur l'ajustement de la relation I-V. Les performances de la méthode de diagnostic proposée sont évaluées et vérifiées à l'aide d'une expérience de laboratoire et de tests sur le terrain. La méthode peut être utilisée pour détecter le défaut de l'ombrage partiel. [65] a développé une nouvelle méthode de détection des pannes basée sur des mesures électriques simples. Les auteurs ont analysé la première et la seconde dérivation de la caractéristique I-V respectivement pour détecter les possibles défauts de la résistance série R_s et la diode bypass. La méthode est simulée et validée expérimentalement, bien que l'application de la méthode soit limitée.

II-7-7-Approche par algorithme de détection de défaut

L'objectif principal du système de détection des défauts est de déterminer quand et où un défaut s'est produit dans l'installation du système photovoltaïque considéré. L'algorithme de diagnostic des défauts est basé sur l'analyse de l'écart type entre les données mesurées et théoriques de la puissance.

CONCLUSION

Ce chapitre a permis de définir et de recenser les différents modes de dégradation. Ensuite les facteurs environnementaux conduisant à différents modes de dégradations sont détaillés dans cette partie. Les méthodes de détection de la dégradation à savoir : l'inspection visuelle, la caractéristique IV, la thermographie, l'électroluminescence, entre autres, ont été présentés et analysés dans cette partie.

Cependant, en dehors de l'influence de ces facteurs environnementaux, il y'a aussi le milieu dans lequel le module est exposé. En Afrique par exemple, particulièrement en Casamance qui est une zone forestière, la plupart des systèmes installés dans la zone sont exposés à l'ombrage qui est un autre facteur de dégradation de performances. C'est pourquoi, le chapitre III est utilisé pour apporter plus d'analyse et une évaluation plus fine de l'impact de l'ombrage sur la performance des modules photovoltaïques.

Chapitre III : Impact de l'ombrage partiel sur les performances des modules photovoltaïques au silicium cristallin

Chapitre III : Impact de l'ombrage partiel sur les performances des modules photovoltaïques au silicium cristallin

III-1-Introduction

Pendant leur fonctionnement, les panneaux photovoltaïques peuvent être totalement ou partiellement ombragés, ce qui peut entraîner une baisse significative des performances. L'ombrage est l'un des facteurs les plus influents dans la production d'énergie photovoltaïque [66]. Les ombres intermittentes causées par des nuages rapides ou des obstructions intégrées, sont plus difficiles à prévoir avec un impact intermittent sur les pertes [67]. L'ombrage complet ou partiel d'un module PV affecte directement les performances du système PV [68]. Il existe des méthodes pour détecter les défaillances des modules et en particulier les défauts d'ombrage partiels [67].

L'objectif de ce travail est de caractériser l'impact de la transmittance de l'ombrage partiel et de sa surface relative en fonction de la technologie et des paramètres de performance du module.

III-2-Phénomène d'ombrage sur les modules photovoltaïques

Les performances du module photovoltaïque dépendent de la superficie, de la technologie et du rayonnement solaire [69]. Puisque qu'il est généralement impossible d'éviter l'ombre des nuages, de la saleté entre autre, il est important d'étudier le type d'ombre (transmittance) et la surface relative de l'ombre [70]. Les cellules solaires cristallines des modules sont obligées de fonctionner sous un ombrage partiel avec des pourcentages relatifs de la cellule couverte : 25%, 50%, 75% et 100%. Cependant, l'ombrage d'une cellule ou d'un groupe de cellules n'a pas suffisamment d'impact sur la puissance de sortie d'un module photovoltaïque [71]. Une partie de l'énergie est dissipée sous forme de chaleur par la cellule ombrée. La durée de la chute de puissance est liée au type d'ombre sur le module PV telle que la saleté, l'environnement du bâtiment, les feuilles, la poussière, etc comme indiqué à la figure **III.1**. L'impact de l'ombre peut provoquer des points chauds sur le module PV et entraîne une dégradation de celui-ci [72]. P. Rajput et al. [73] ont montré que le rendement énergétique des modules PV avec des points d'ombrage avait été estimé (opaque 10,4%, semi-transparent

10,62%). Pour éviter ce phénomène de dissipation, les fabricants intègrent des diodes de dérivation au niveau de chacune des 18 cellules [74]. De nombreux travaux ont été réalisés dans la littérature et ont montré l'effet de l'ombrage sur les performances des modules PV. Les principales études présentées dans la littérature ont utilisé des résultats de simulation sans tester les données expérimentales issues de la surveillance réelle de systèmes photovoltaïques [68]. La plupart des méthodes de diagnostic reposent sur la comparaison des données contrôlées avec les résultats de simulation des systèmes photovoltaïques [75]. De plus, certaines analyses de pannes ont comparé les données avec les mesures réelles. D'autres travaux sont basés sur des données analysées statistiquement à l'aide de méthodes d'apprentissage [76]. D'aucun se sont concentrés sur l'angle de configuration optimale du système sous l'ombrage partiel [77]. D'autres travaux ont porté sur la position de l'ombrage sur le module [74].



Figure.III. 1. Module avec ombrage partiel

III-2-1- L'ombrage partiel des modules PV

Un autre type d'ombrage partiel est appelé auto-ombrage. Il est causé par la rangée du système précédente de modules PV. Une planification minutieuse minimisera l'effet de l'auto-ombrage, mais il est impossible de l'éviter. L'auto-ombrage dépend principalement de l'angle d'élévation solaire, (b) de la distance minimale (d) et de l'angle d'inclinaison (β) comme indiqué à figure III.2

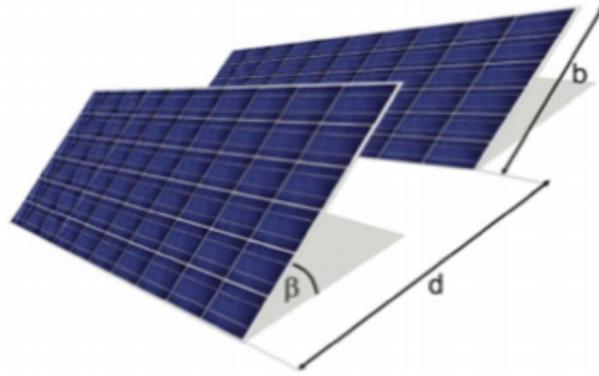


Figure III. 2. Auto-ombrage provoqué par la rangée précédente du module PV

III-2-2-Encrassement des panneaux photovoltaïques

L'accumulation de poussière peut provoquer l'encrassement des panneaux solaires. Dans la plupart des cas, les surfaces des panneaux sont lavées par les précipitations. Cependant, la saleté peut parfois rester même après de fortes pluies. La partie la plus critique d'un module est le bord inférieur, en particulier avec des inclinaisons faibles, où l'encrassement se produit au bord du cadre. Cette saleté accumulée provoque l'ombrage des cellules et réduit ainsi la puissance disponible d'un module généralement dans la plage de 1%. Toutefois, le courant est rétabli si les modules sont nettoyés[78]. L'ombrage due à la salissure est divisé en deux catégories: les ombrages mous tels que la pollution de l'air et les ombrages durs lorsque la poussière s'accumule et bloque la lumière du soleil [78]. La relation entre les pertes dues à l'énergie photovoltaïque et la masse encrassée a fait l'objet de recherches approfondies. K. Brown et al. [79] ont montré une relation proportionnelle linéaire entre les deux variables. D'autre part, d'autres études [80] ont montré que lorsque de nouvelles particules de poussière se déposent sur les particules existantes, la masse de sol augmente et la surface devient alors très sale, mais ne provoque plus d'obstruction de la lumière. La relation entre la masse de salissure et les pertes dues à l'énergie photovoltaïque est affectée par l'emplacement géographique, car différentes transmissions de lumière sont affectées par les différentes poussières [81]. Comme les grosses particules ont un rapport surface / volume en coupe inférieur à celui des particules fines, elles obstruent moins de lumière. De plus, la composition et la forme de la particule de poussière affectent les caractéristiques d'absorption et de diffusion de la particule.

III-3-Principe de fonctionnement des cellules ombragées

Additionner les tensions dans le cas d'un assemblage série de cellules PV est aisé si toutes les cellules sont identiques et qu'elles travaillent sous les mêmes conditions d'ensoleillement et de température. Néanmoins, dans les conditions réelles de fonctionnement, si les cellules sont légèrement différentes ou ne sont pas uniformément éclairées, le comportement électrique n'est pas facilement prévisible et dépend des caractéristiques de chaque cellule et des conditions d'éclairement. Si pour un éclairement solaire et une température ambiante donnés, le courant traversant une cellule est supérieur à son courant de court-circuit, alors la cellule fonctionne en mode inverse avec une tension négative. Dans ce cas, la puissance excessive est dissipée dans la cellule ombragée et la cellule ou l'encapsulation de la cellule en plastic peuvent être irrémédiablement endommagées et peuvent conduire à un court-circuit dans la cellule. Cet effet est appelé point chaud. Quand la cellule solaire fonctionne en sens direct (mode normal de fonctionnement), la tension de circuit ouvert est de l'ordre de 0,6V pour les cellules cristallines alors que dans le sens inverse (polarisation inverse), les tensions peuvent atteindre plus de -20V [82]

III-4-Impact de l'ombrage partiel sur les performances des modules photovoltaïques au silicium cristallin

Supposons qu'une cellule ne reçoit qu'un éclairement énergétique moyen de 200W/m^2 en raison de l'ombrage partiel de la chaîne, alors que toutes les autres cellules reçoivent 1000W/m^2 . La cellule ombragée ne contribue à la tension de chaîne que dans la plage de faible courant de la chaîne. Lorsque le courant de chaîne dépasse le courant de court-circuit de la cellule faible, cette cellule fonctionne en polarisation inverse, ce qui réduit progressivement la tension totale de la chaîne. Seulement après avoir dépassé la tension de claquage de la cellule ombrée, le courant de chaîne serait récupéré. Pourtant, ce n'est pas souhaitable, car la cellule ombragée va chauffer fortement. Outre cette perte de puissance excessive, la génération de chaleur dans la cellule solaire partiellement ombragée est un problème grave. Cette dissipation peut se produire de manière inhomogène dans l'espace, entraînant des concentrations extrêmes de densités de courant et de génération de chaleur à certains endroits. Ces points chauds peuvent détruire les matériaux du module polymère (agent d'encapsulation, feuille de la surface arrière) et la cellule solaire elle-même, et peuvent incendier des matériaux. En raison de ces pertes de puissance et de ces risques de dommages irréversibles, les cellules solaires nécessitent une protection qui limite leur tension de polari-

sation inverse maximale aux valeurs inférieures à la tension de claquage spécifié. Une option serait d'équiper chaque cellule d'une diode de protection. Cette diode doit être connectée de manière inversée à la diode de la cellule solaire de manière à devenir conductrice lorsque la tension de polarisation de la cellule solaire dépasse la tension seuil de la diode de protection. Cette mesure limite la perte de puissance maximale de la chaîne et évite les points chauds sur la cellule solaire, étant donné que la diode protectrice peut dissiper suffisamment de puissance en toute sécurité. En pratique, les diodes de protection intégrées de cellules se sont révélées trop coûteuses pour la plupart des applications. Pour les modules regroupant 60 cellules, un compromis est donc choisi en divisant la chaîne principale en trois sous-chaînes, typiquement. Chaque sous-chaîne est contournée par une diode qui devient conductrice en cas de polarisation de tension négative sur cette sous-chaîne comme montré à figure III.3 .

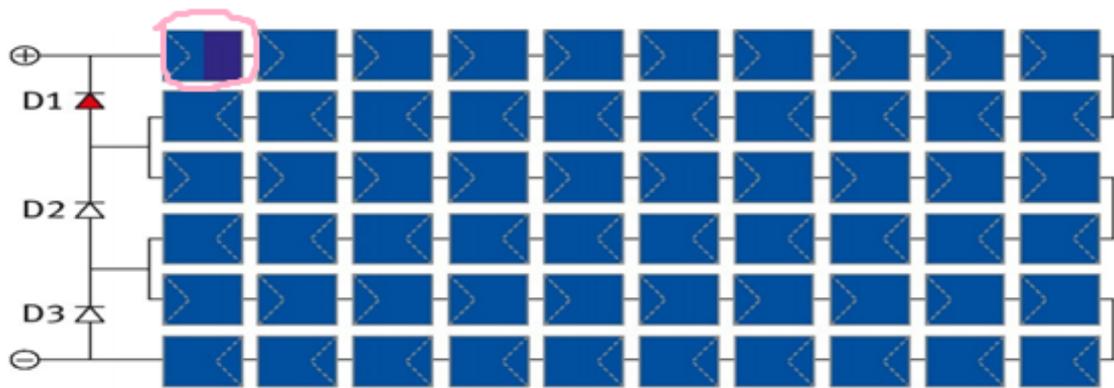


Figure III. 3. schéma d'une interconnexion commune d'un module avec trois diodes by-pass et une cellule solaire partiellement ombragée qui active la diode by-pass supérieure

Si la diode devient conductrice, la sous-chaîne supérieure ne fournit plus d'énergie à la charge externe, ce qui entraîne une perte de puissance de l'ensemble du module. La figure III.4 montre les courbes IV pour cette condition d'ombrage partiel avec la diode. Dès que le courant de court-circuit de la sous chaîne faible est dépassé, la diode de dérivation prend le relais. La puissance résultante en ppm du module atteint 176W, ce qui correspond à 62% du boîtier entièrement éclairé.

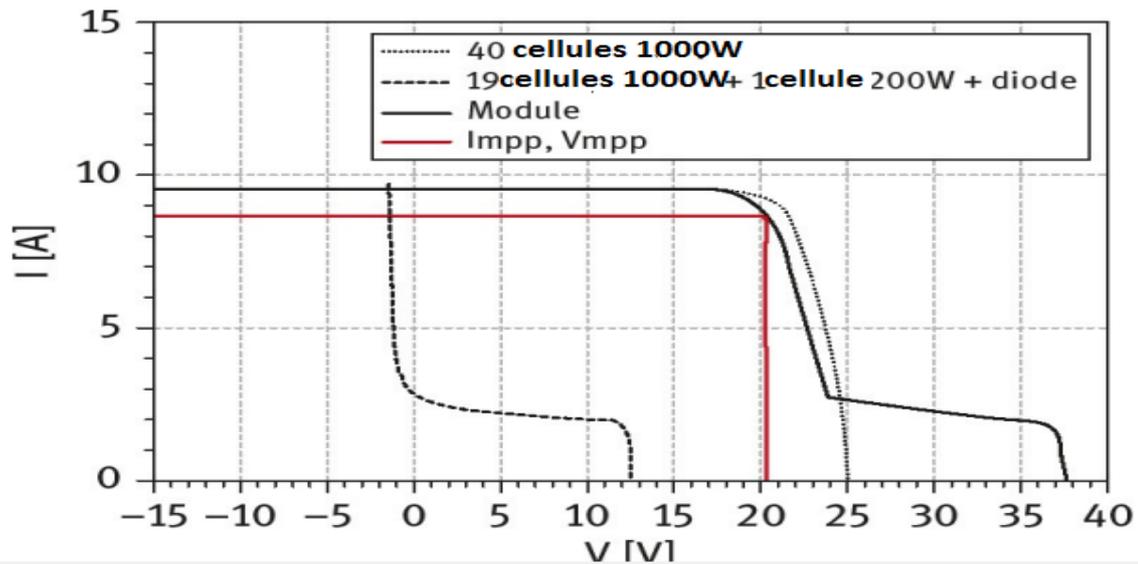


Figure.III. 4. Courbes I-V calculées pour deux sous-chaînes fonctionnant entièrement, les valeurs maximales du point de puissance maximale sont indiquées [83]

Deuxième conséquence de la diode de dérivation de sous chaîne, seule la tension de 19 cellules en fonctionnement complet est appliquée en tant que tension de polarisation inverse à la cellule partiellement ombragée. Tant que cette tension est bien inférieure à la tension de claquage de chaque cellule, aucun point chaud critique ne se produit. Pour un fonctionnement en toute sécurité, la spécification de la tension de claquage des cellules doit être supérieure à la tension de polarisation inverse provenant de la sous-chaîne résiduelle.

III-5-Presentation du site

Evaluer l'impact de l'ombrage partiel sur les performances des modules photovoltaïques requiert des mesures à la fois des paramètres électriques associés aux modules. Notre site de mesure est installé à l'université Assane Seck de Ziguinchor. Il est composé de deux technologies: monocristalline polycristalline.

III-6-Etude expérimentale et méthodologie

Les caractéristiques des modules utilisés sont présentées dans le tableau1. Dans ce travail, nous avons utilisé deux modules PV : mc-Si 85W et pc-Si 125W. Les modules sont chacun composé de 36 cellules. Actuellement, la méthode généralement utilisée pour réduire les pertes de puissance dues à l'ombrage partiel consiste à diviser le module en plusieurs groupes de cellules. Le module qui fait l'objet de notre travail est composé de deux groupes de cellules composés chacun de 18 cellules. Chaque groupe est protégé par une diode de dérivation

et par conséquent on a deux diodes de dérivation pour chaque module. Ce sont des configurations que l'on trouve le plus souvent sur le marché.

III-6-1-Présentation des modules

Il y a deux modules photovoltaïques, un monocristallin et un polycristallin représentés à la figure III.5.. Ces modules fonctionnent sous un ombrage partiel sur des surfaces et des transmittances différentes. L'équipement utilisé est composé d'un analyseur IV-400 qui permet de produire les caractéristiques I-V pendant un intervalle de temps de 5min avec un pyromètre mesurant l'ensoleillement indiqué à la figure III.6. Les exigences électriques des modules photovoltaïques sont données dans le **tableau III.1**.



Figure III. 5. Module mono et poly testé à l'aide de l'analyseur I-V

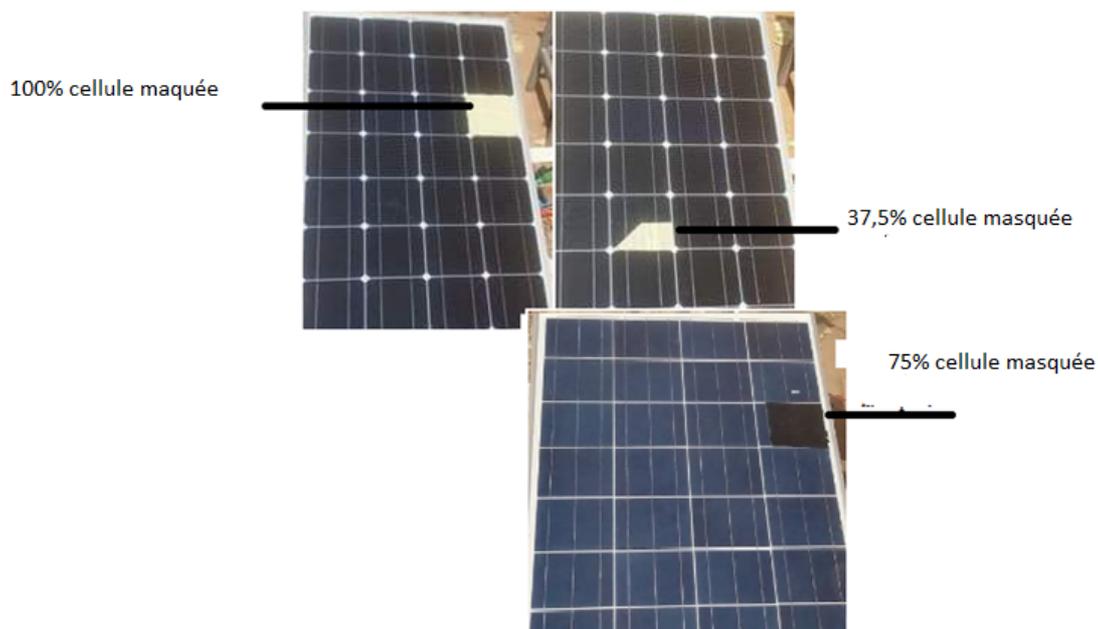


Figure III. 6. Module mono et poly sous test en ombrage partiel

Taleau.III. 1. Caractéristiques des modules photovoltaïques

Technologie de la cellule	Monocristallin	Polycristallin
Puissance maximale (Pmax)	85W	125W
Courant de court-circuit	5,15A	7,89A
Tension de circuit ouvert Vco	22,2 V	22 ,0V
PPM courant	4,80A	7,14A
Tolérance de sortie	5%	5%

NOCT	45°C	45°C
Dimension	1195mm541mm30mm	1200mm530mm35mm

III-6-2-Présentation de l'analyseur de modules photovoltaïques I-V 400

I-V 400 effectue la mesure de la caractéristique principale du champ I-V d'un seul module ou d'une chaîne de module. L'instrument mesure avec la caractéristique I-V la température du module et l'ensoleillement en (W/m^2). Les données acquises sont ensuite traitées, puis extrapolées dans les conditions de test standard (STC) afin de les comparer aux données nominales rapportées par le fabricant du module, en déterminant immédiatement si le système ou le module testé présente les caractéristiques déclarées par le fabricant. Le courant ou la tension de sortie du module est mesuré selon la méthode des 4 bornes, ce qui permet de rallonger les câbles de mesure ne nécessitant pas de compensation de leur résistance, en fournissant toujours des mesures précises. La tension de sortie maximale est mesurée à 1000V DC. La mesure maximale du courant de sortie est de 10A CA. La mesure de l'irradiation solaire (W/m^2) est réalisée avec une cellule référence. La puissance de sortie et la puissance nominale du module sont mesurées. L'affichage numérique et graphique de la courbe I-V est disponible. L'inclinomètre mécanique est intégré pour détecter l'angle d'incidence de l'irradiation solaire, comme indiqué à la figure III.7 . Notre méthode consiste à mesurer les caractéristiques I-V et P-V de chaque module dans différentes conditions d'ombrage pendant un intervalle de temps de 5mn.

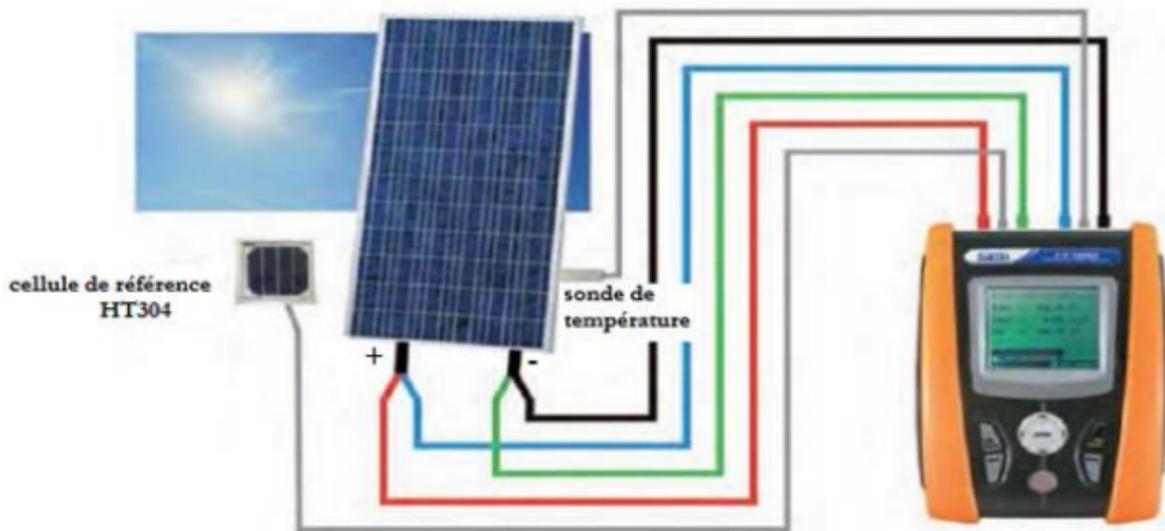


Figure III. 7. Présentation de l'analyseur IV-400

III-7-Méthodologie

La méthodologie utilisée dans cette partie du travail repose sur l'organigramme de la figure III.8.

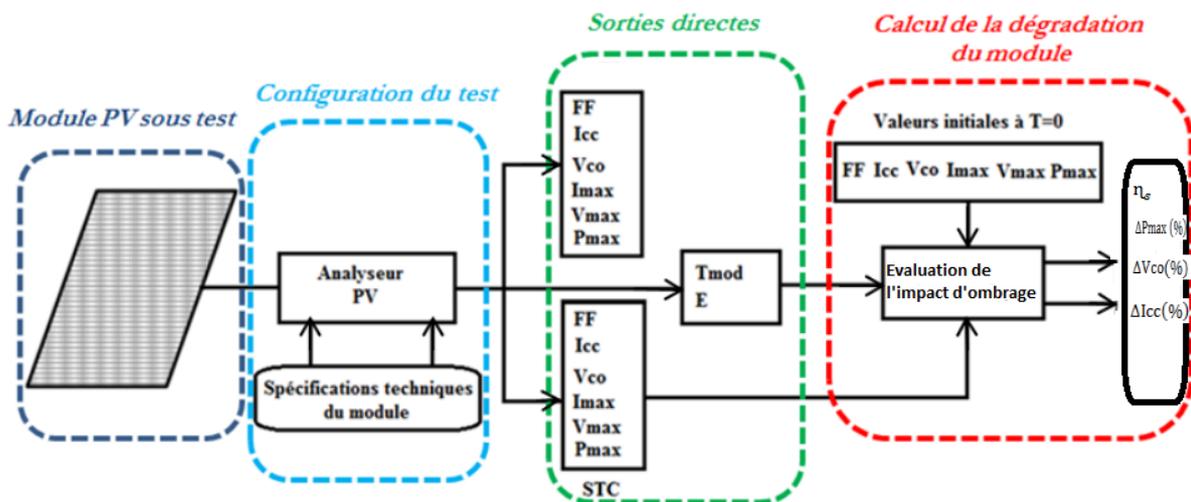


Figure III. 8. Méthodologie

Afin d'étudier l'impact de l'ombrage en fonction de la technologie, nous avons procédé comme suit : nous avons utilisé un module pc-Si, un module mc-Si et un I-V 400.

En faisant varier le taux d'ombrage de chaque cellule de 25% à 100% pour un pas de 25% en fonction de la technologie utilisée, les résultats sont stockés sur un ordinateur PC qui collecte les données. Pour la mesure de la transmittance, un spectrophotomètre est utilisé pour mesurer la transmittance des divers matériaux utilisés pour masquer les cellules.

Les paramètres de performance (courbe I-V et P-V, I_{cc} , V_{co} et P_{max}) sont mesurés dans les conditions STC.

L'influence de l'ombrage sur la caractéristique du module PV peut être prise en compte par le coefficient d'ombrage η_s

$$\eta_s = \frac{P_s}{P_t \frac{A_s}{A}} \quad \text{III.1.}$$

Avec P_s , la puissance du module avec ombrage, P_t la puissance du module sans ombrage ; A_s est la zone éclairée du module et A la surface totale du module.

Cette étude porte sur l'évaluation des paramètres P_{max} , I_{cc} et V_{co} sur chaque technologie en utilisant le taux d'ombrage partiel en fonction des relations suivantes.

$$\Delta P_{max} (\%) = \frac{P_{max,N} - P_{max,sc}}{P_{max,N}} \times 100 \quad \text{III.2.}$$

$$\Delta V_{co} (\%) = \frac{V_{co,N} - V_{co,sc}}{V_{co,N}} \times 100 \quad \text{III.3.}$$

$$\Delta I_{cc} (\%) = \frac{I_{sc,N} - I_{sc,sc}}{I_{sc,N}} \times 100 \quad \text{III.4.}$$

III-8-Résultats et discussion

III-8-1-L'impact de la transmittance de l'ombrage partiel

La poussière peut être répartie de manière non isotrope sur un module PV, de sorte que les différents facteurs d'ombrage peuvent ne pas être distribués de manière isotrope. Cela peut affecter l'amplitude de la transmittance de ces facteurs d'ombrage ainsi que la réponse spectrale de différentes natures d'ombres et de transmittances différentes. Les différents matériaux utilisés pour couvrir partiellement la cellule ont les transmittances, dans le visible, comprises entre (0 et 100%). La figure **III.9** indique la transmittance de ces matériaux en fonction de la longueur d'onde dans le visible avec une valeur constante de l'angle d'inclinaison. La figure **III.9** montre que la transmittance $T=0$ est la moins importante. L'ombrage partiel a été réalisé artificiellement sur différents modules de technologie diffé-

rentes (monocristalline et polycristalline); les résultats obtenus pour différentes transmittances y sont indiqués.

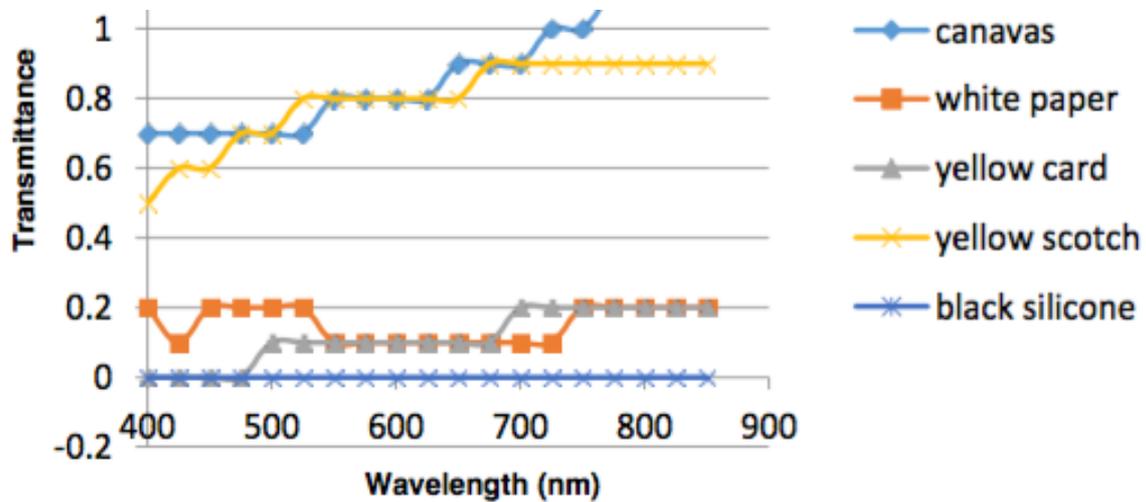
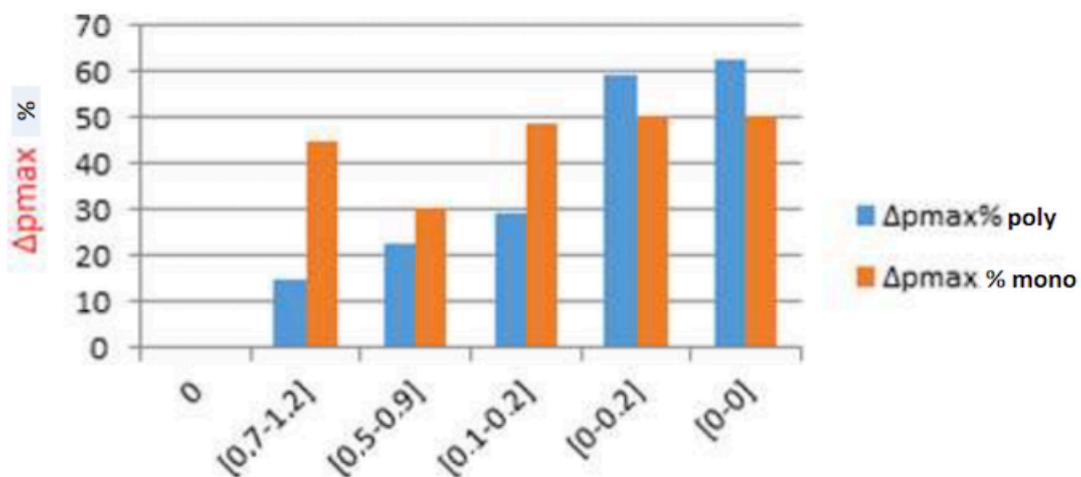


Figure III. 9. Transmittance des matériaux utilisés en fonction de la longueur d'onde dans le visible

Dans le visible, la transmittance de ces différents matériaux varie en fonction de la longueur d'onde. Elle est comprise dans l'intervalle de [0, 1]. Ces différentes valeurs relatives à la longueur d'onde et à la nature des matériaux sont observées sur la figure III.9 .

III-8-2-L'impact de l'ombrage partiel sur les caractéristiques I-V et P-V



Transmittance

Figure III. 10. Perte de puissance en fonction de la technologie et de la transmittance

La perte puissance est relative à la transmittance de l'ombrage et de l'intensité de l'irradiation.

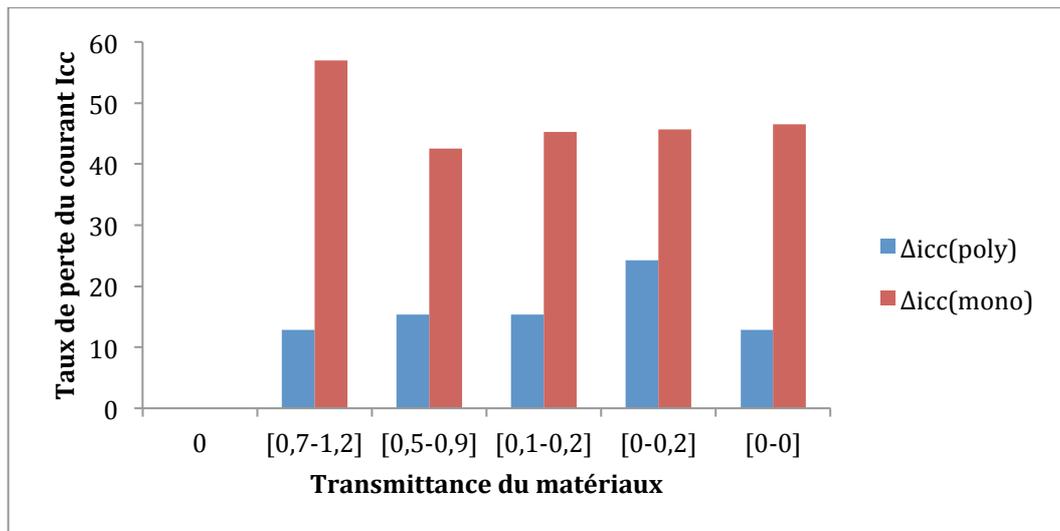


Figure III. 11. Taux de variation du courant de court-circuit en fonction de la transmittance et de la technologie.

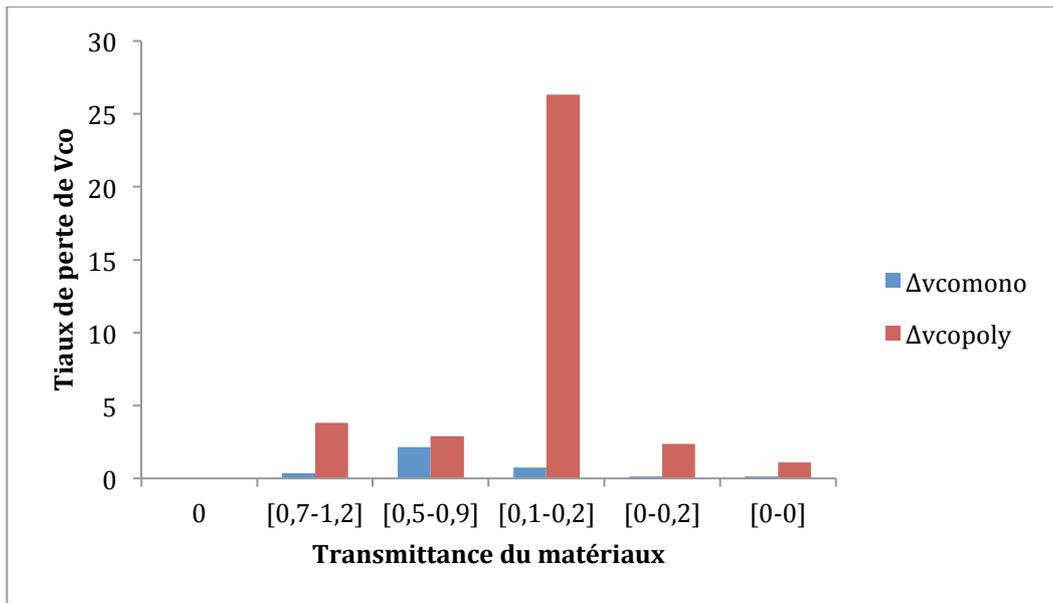


Figure III. 12. Taux de variation de la tension de circuit ouvert en fonction de la transmittance et de la technologie.

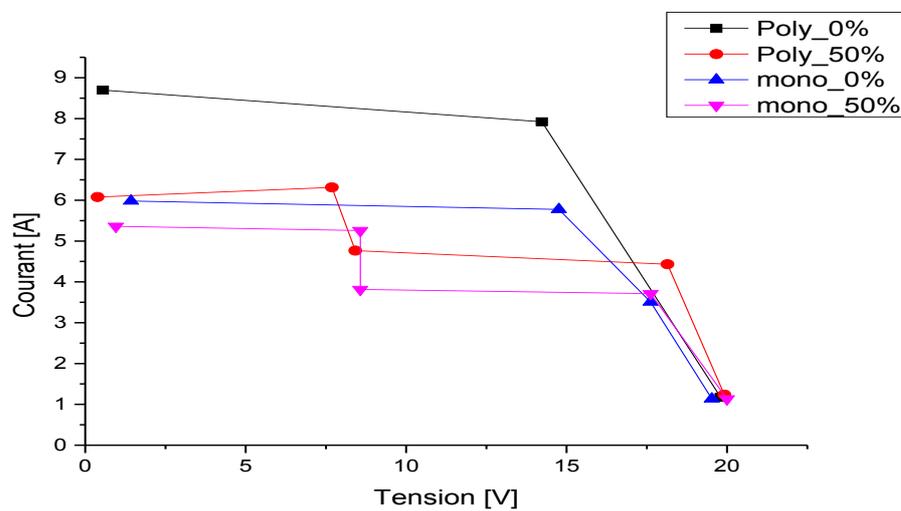


Figure III. 13. Caractéristique I-V en fonction de la technologie et de la surface relative d'ombrage

La perte d'énergie causée par l'ombrage sur les modules PV n'est pas proportionnelle à la surface d'ombre, c'est-à-dire qu'elle peut être beaucoup plus élevée. Ces résultats sont confirmés à la figure III.14 .. Le courant de court-circuit diminue considérablement quand la surface d'une cellule couverte est de 50%. On constate, la chute du courant de court-circuit est beaucoup plus accentuée pour le module polycristallin qu'au module monocristallin pour la surface de cellule est couverte à 50%. La dissipation de puissance dans les modules PV ombragés est également bénéfique pour réduire le nombre de cellules par diode de dérivation ou le nombre de modules PV par chaîne.

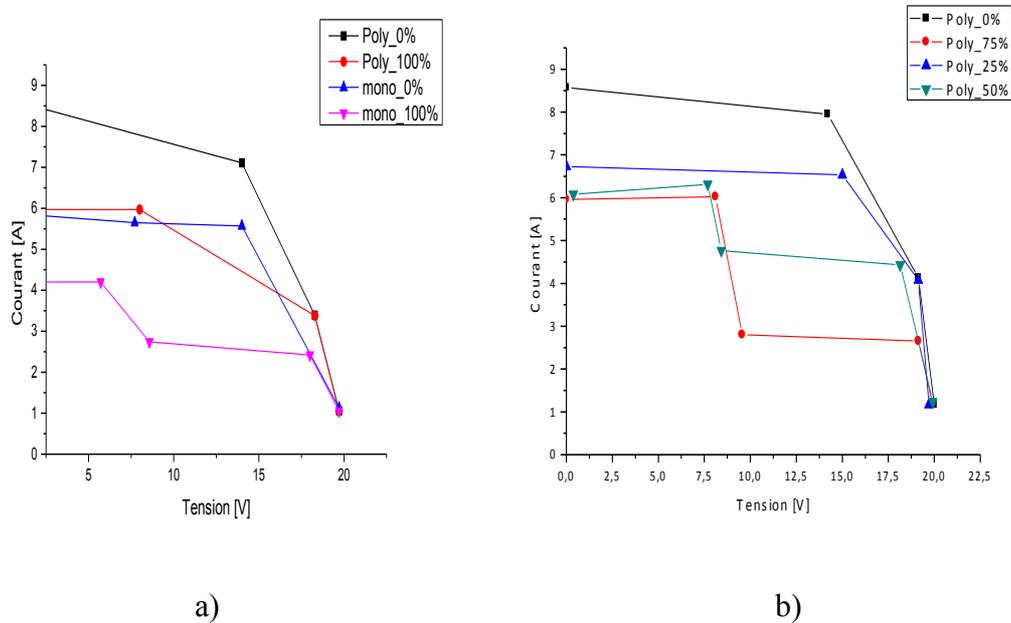
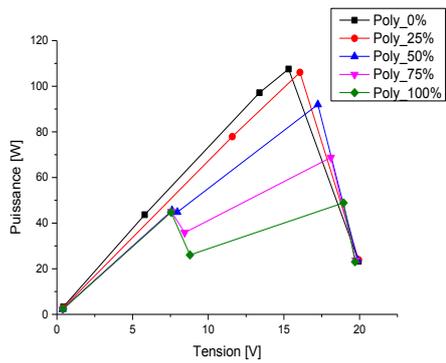
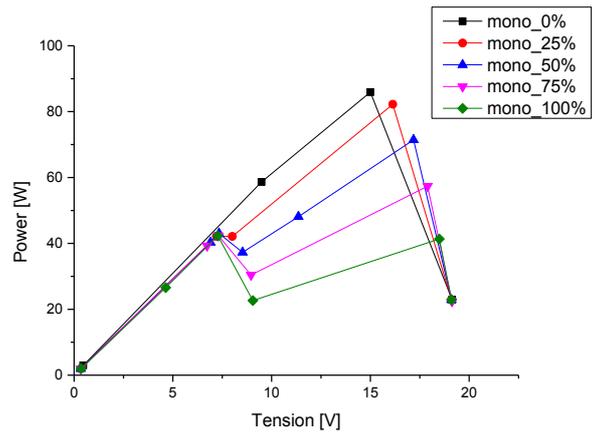


Figure III. 14. Caractéristiques I-V en fonction du taux d'ombrage

La légère pente présentée à la figure III.14 entre 10 et 18V pour les différents scénarios d'ombrage montre que l'ombrage de la cellule n'est pas homogène.



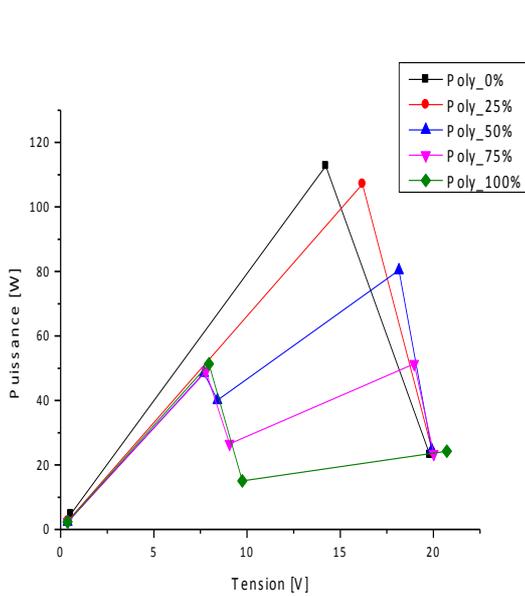
a)



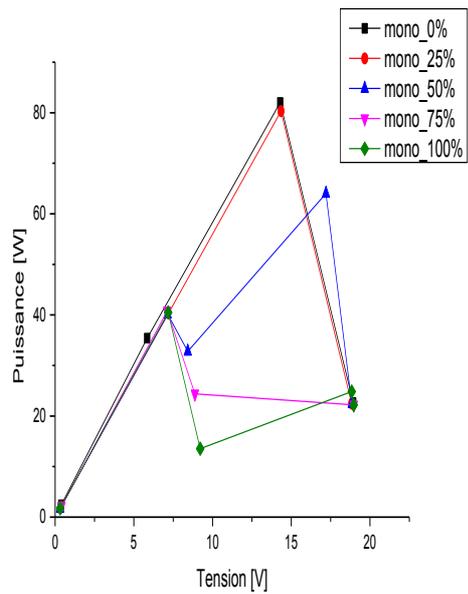
b)

Figure III. 15. Puissance de sortie en fonction de la tension pour différents taux d'ombrage a) module poly, b) module mono

Une ombrage partielle peut donner lieu à des maxima locaux et globaux , comme illustré à la figure III.16 .



a)



d)

Figure II. 16. Variation de la puissance en fonction de la tension pour différents taux d'ombrage à une valeur de transmittance ($T=0$), a) module poly et a) module mono

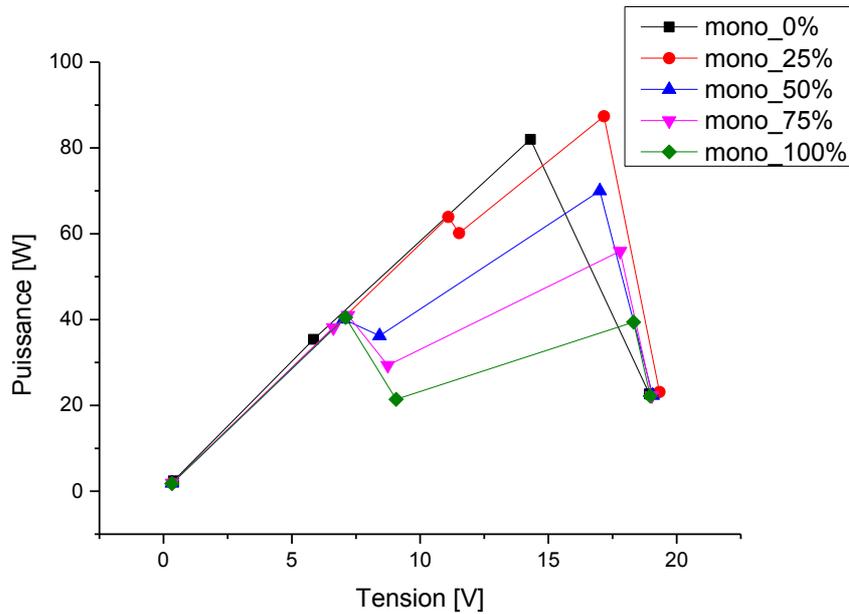


Figure III. 17. Puissance de sortie du module mono en fonction de la tension pour différents taux d'ombrage à une transmittance de [0 ; 0,2]

La perte de puissance est proportionnelle à la surface relative d'ombre sur le module. Par exemple, une perte de puissance de 4,46% due à l'ombrage a été observée dans le module polycristallin où seulement 25% de la cellule solaire du module est ombrée, tandis que pour le module monocristallin, cette perte est de 2,43%.

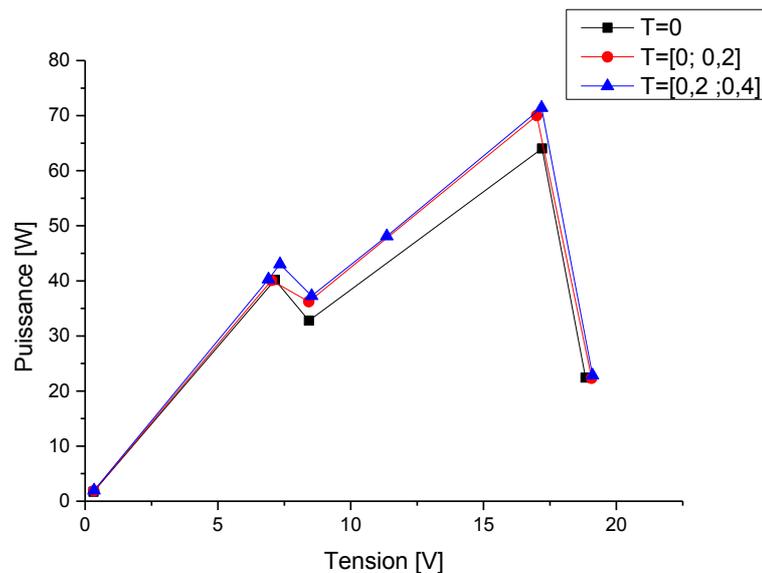


Figure III. 18. Puissance de sortie en fonction de la tension pour différentes transmittances avec un facteur d'ombrage de 50% du module monocristallin

Ces taux d'ombrage peuvent non seulement réduire la puissance de sortie des modules PV, mais aussi générer de multiples pics locaux de points de puissance maximale.

La puissance maximale (P_{max}) du module varie en fonction de la transmittance de l'ombre et du pourcentage de surface masquée sur la cellule. Pour un matériau donné, en variant le taux d'ombrage de la cellule de 0% à 100%, dans les conditions STC, le point de puissance maximale (PPM) dans les STC apparaît sur deux pics suivant la surface d'ombrage. Il y a l'apparition de deux points de P_{max} alors que la puissance passe de 64,69 à 30,14W. V. Quaschnig et al. [84] ont montré que, pour un taux d'ombrage de 75% d'une cellule, la perte de performances est réduite de 70 à 55% en utilisant des diodes de dérivation. Une diminution notable du taux de dégradation des performances est observée pour le module multicristallin. Cette baisse de performance significative a été observée par D. Jordan et al. [85]. Les résultats ont montré que pour une transmittance d'ombrage nulle, la chute de puissance est respectivement de 41,52W et 61,35W pour le monocristallin et le multicristallin et pour une surface éclairée égale à 99,31% de la surface totale du module. Les pertes de puissance sont la plupart des cas réduites en ajoutant une diode de dérivation ou une diode de blocage au module PV [86]. Ces résultats sont comparables à ceux trouvés par certains auteurs qui montrent que sur une surface éclairée de 83,3% de la surface totale du module, la puissance de sortie diminue de 7,1W ce qui représente 5,7% de la puissance du module non ombragé. Les résultats ont montré que pour une transmittance comprise entre 0 et 0,2 ; les pertes de puissance sont beaucoup plus importantes pour le poly que pour le monocristallin. Ils sont passés de 52,15 à 45,20W pour le multicristallin et de 45,35 à 33,43W pour le monocristallin pour une zone éclairée de 97,22% de la surface totale du module. Pour une transmittance comprise entre 0,3 et 1,2, les pertes de puissance sont beaucoup plus remarquables pour le module au silicium monocristallin. La V_{co} a un taux de dégradation presque nul. Les pertes de performances pour la puissance maximale sont estimées à 51,82% pour le mc-Si et à 52,83% pour pc-Si uniquement pour l'ombrage partiel de 2,78% de la surface totale du module.

III-8-3- Evaluation du taux de perte de performance P_{max} , I_{cc} , V_{co} et η

L'estimation des paramètres de puissance est déterminée par les équations (III.2; III.3 et III.4) pour les paramètres de performance et par l'équation (III.1) pour le facteur d'ombrage.

Pour chaque paramètre, la valeur standardisée est comparée à la valeur initiale avant l'ombrage de la technologie considérée. La différence exprimée en pourcentage représente le taux de perte de performance du paramètre considéré, comme indiqué à la figure III.19 .

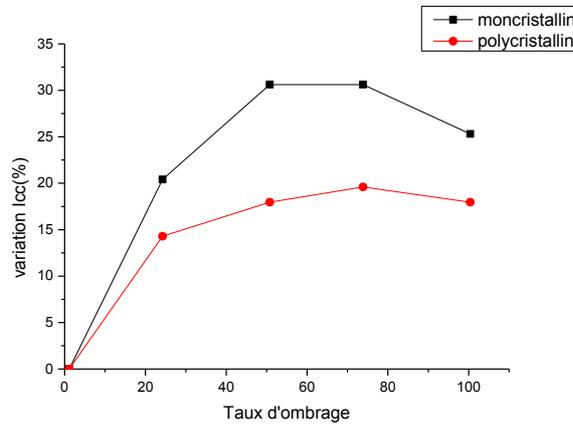


Figure III. 19. Variation du courant de court-circuit en fonction de la surface éclairée et de la technologie.

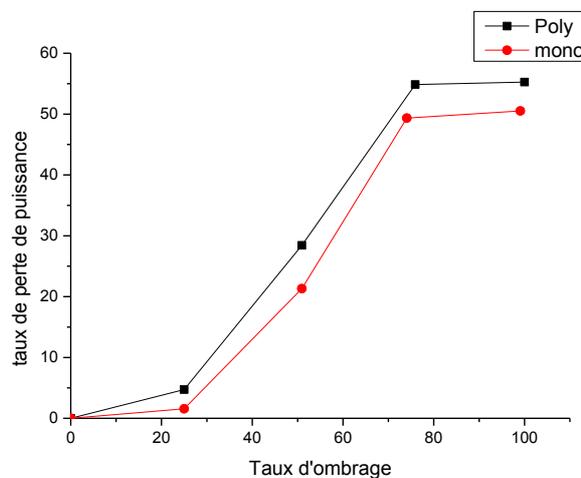


Figure III. 20. Variation du taux de perte de puissance en fonction de la surface d'ombrage de la cellule pour différentes technologies.

Le **tableau III.2** indique la variation de la puissance maximale en fonction de la surface relative couverte.

Taleau.III. 2. Variation de la puissance maximale en fonction de la surface relative couverte

Taux d'ombrage de la cellule, T= 0	0%	25%	50%	75%	100%
Monocristallin Puissance (watt)	82,01	80,31	64,038	40,76	40,49
Polycristallin Puissance (watt)	112,70	107,13	80,39	51,37	51,35

Les pertes de puissance du module varient en fonction de la surface éclairée et de la technologie. Les résultats ont montré que la technologie pc-Si subit beaucoup plus de perte de puissance que la technologie monocristallin en ombrage partiel. Les figures **III.20** et **III.21** montrent respectivement les pertes de puissance et le facteur d'ombrage. Le facteur d'ombrage de l'équation **III.1** ainsi que les valeurs calculées du facteur d'ombrage pour chaque étape sont illustrées à la figure **III.22** et représentent le rapport entre la partie éclairée sur la surface totale du module. On voit nettement l'évolution de la puissance de sortie du module en fonction du taux d'ombrage de la cellule (surface totale du module éclairé). Le pas de perte de puissance n'est pas le même pour un pas de taux d'ombrage constante. On constate que la perte de puissance passe respectivement de 82,01 à 80,31 W ; 112,70 à 107,13W pour le module monocristallin et polycristallin quand la cellule est ombragée à 25% avec une transmittance de 0%. Cette baisse de puissance est aussi observée pour le courant de court-circuit pour chaque technologie. Cette perte de puissance est d'une part due à l'augmentation de la résistance série ou la diminution de la résistance shunt.

En outre, elle peut être due à l'activation de la diode bypass, elle est dans la plupart des cas la cause de la baisse drastique de la perte de puissance.

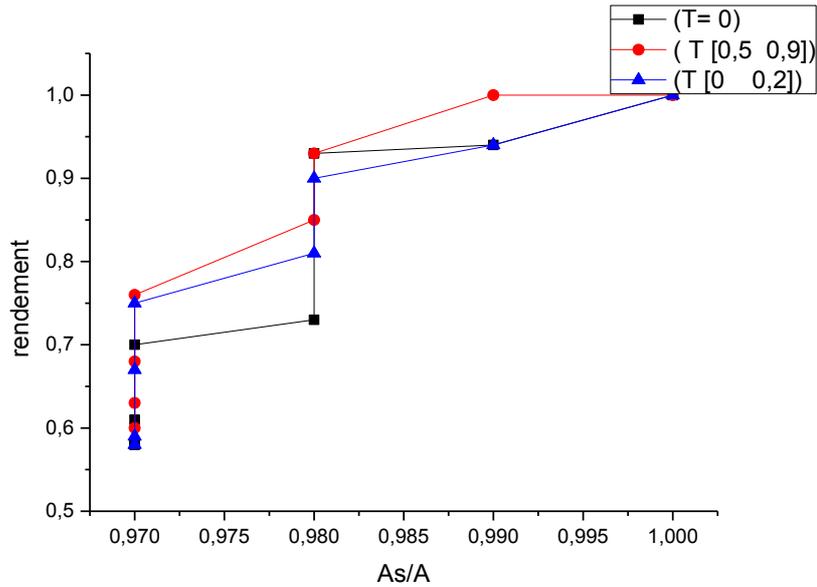


Figure III. 21. Facteur d'ombrage en fonction du ratio A_s/A

Le coefficient d'ombrage de l'équation (III.1) est représenté dans la figure III.22 les valeurs calculées du facteur d'ombrage pour chaque étape sont représentées sur cette figure. Elles représentent le rapport entre la partie éclairée sur la surface totale du module.

III-9-Conclusion

Une étude expérimentale visant à évaluer la performance, la perte de puissance de la technologie cristalline sous l'ombrage partiel est présentée dans ce travail. Les résultats montrent que la perte de puissance du module varie en fonction de la nature de l'ombre, de la surface éclairée, de la technologie utilisée. Cette étude pourrait sensibiliser les fabricants sur l'impact de l'ombrage sur la performance afin de prendre une décision pour les futures générations de modules photovoltaïques.

Chapitre IV: Etude comparative de l'impact des conditions environnementales sur les performances des modules photovoltaïques

Chapitre IV : Etude comparative de l'impact des conditions environnementales sur les performances des modules photovoltaïques

IV-1-Introduction

L'énergie produite par un module photovoltaïque déployé pendant une durée importante dans les conditions réelles dépend en grande partie des principaux composants du module photovoltaïque et des conditions climatiques [87]. Dans ce chapitre, notre travail porte dans un premier temps sur l'impact des facteurs environnementaux comme la durée d'exposition d'une part et le type de climat d'autre part. Dans un second temps, elle porte sur l'impact de la technologie sur les performances. Les technologies cristallines et amorphes qui font l'objet de ce travail, représentent une grande partie du marché dans nos zones d'étude.

IV-2- Présentation des sites d'étude et des systèmes étudiés

Dans cette étude, vingt (20) modules en multicristallin (mc-Si) installés dans deux (2) sites de zones climatiques différentes sont présentés. Le premier site constitué de 10 modules est un système de pompage installé en Casamance (Sénégal). Le deuxième site qui est installé à l'université de Cologne (Allemagne) est constitué de 10 modules et destiné à l'électrification du laboratoire solaire de Cologne. La durée d'exposition des deux systèmes est respectivement de 6 à (14) ans.

IV-2-1- Site et le système d'étude de la Casamance

IV-2-1-1-Site de la Casamance

La Casamance est située entre $16^{\circ} 50'$ de longitude nord et $12^{\circ} 20'$ et $13^{\circ} 10'$ de latitude ouest. Elle présente un climat chaud et humide avec deux saisons principales : une saison des pluies du mois de Juin au mois de Novembre et une saison sèche du mois de Décembre au mois Mai. Le Sénégal a un potentiel solaire avec des heures d'ensoleillement moyennes annuelles d'environ 3000 heures et une radiation horizontale globale moyenne de $5,7 \text{ KW/m}^2/\text{j}$. La température moyenne en Casamance est de 28°C . Les précipitations annuelles atteignent environ 1500mm/an en Casamance. La figure IV.1 indique les caractéristiques météorologiques annuelles du site de la Casamance.

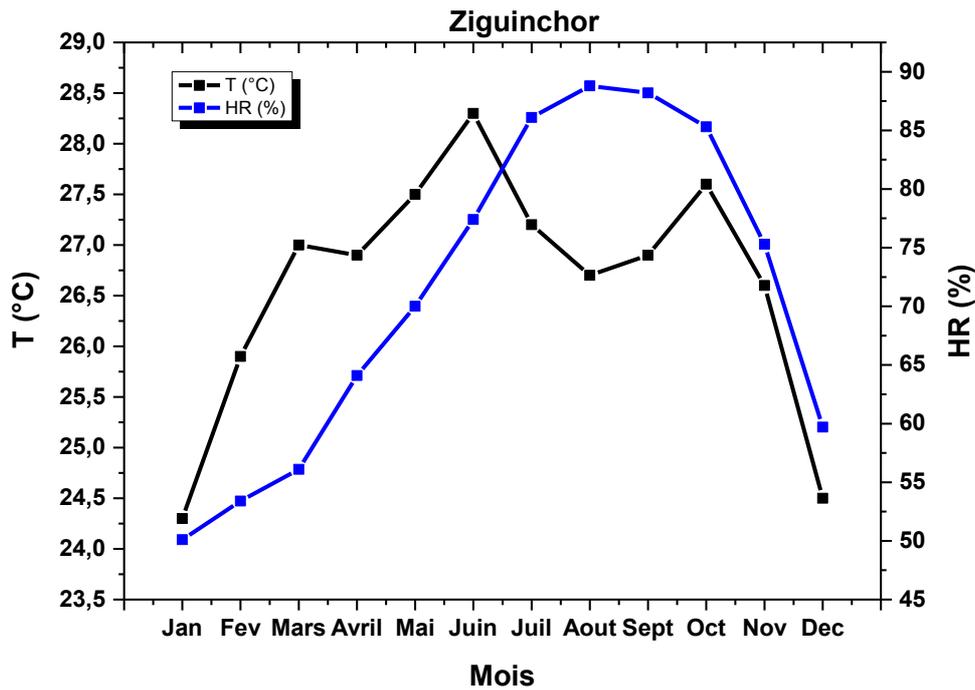


Figure IV. 1. Evolution de la température et de l'humidité relative (moyenne mensuelle) en Casamance

L'analyse de la figure IV.1 révèle que la température moyenne mensuelle en Casamance varie entre 24°C et 28, °C. On note que la température maximale est atteinte en juin avec 28°C alors que la température minimale est atteinte au mois de janvier avec 24°C. Pour l'humidité relative moyenne, elle prend des valeurs extrémales au mois de Juin et au mois de Septembre avec des valeurs respectives de 50,1% et 88,8%. Ceci est expliqué par le fait que cette période correspond à l'hivernage dans la zone.

IV-2-1-2- Système photovoltaïque installé en Casamance (Sénégal)

La figure IV.2 présente la situation géographique et le système PV en Casamance au Sénégal. Le Système PV étudié est composé de 5 modules photovoltaïques au silicium polycristallins. Les modules ont fonctionné pendant 6ans. Ainsi, les paramètres de performances (V_{oc} et I_{sc} , FF et P_{max}) sont mesurés dans les conditions de test standard (STC) et présenté par le **tableau.IV.1.**



Figure IV. 2. Présentation et situation géographique du système en Casamance

Tableau.IV. 1. Caractéristiques des modules installés en Casamance.

<i>Caractéristiques</i>	<i>Valeurs</i>
Technologie	Silicium polycristallin
Numéro Série	Y1125P-17b
Puissance maximale (P_{max})	125Wp
Tension maximale (V_{max})	17.5V
Courant maximal (I_{max})	7.14A
Courant de court-circuit (I_{cc})	7.89A
Tension de circuit ouvert (V_{co})	22V
Tension maximale du système module	600V

IV-2-2-Site et système d'étude de Cologne en (Allemagne)

IV-2-2-1- Présentation du site d'étude de Cologne en (Allemagne)

Le deuxième site d'étude se trouve à Cologne en Allemagne où on trouve un climat sub-océanique humide et pluvieux, influencé par l'océan Atlantique. Les précipitations sont abondantes et la température descend au-dessous de 0°C pour des périodes plus ou moins longues. Cologne, est une ville située dans l'ouest de l'Allemagne ; dans l'état du Rhin du-Nord-Ouest, , le climat est tempéré, humide et pluvieux, influencé par l'océan Atlantique de sorte que les hivers sont froids mais pas gelant, alors que l'été est doux. En janvier, la température moyenne est de 2,5°C et en juillet de 19°C. Les précipitations sont relativement abondantes, environ 8000 millimètres par an, mais au-dessus, elles sont fréquentes et bien distribuées au fil des saisons. Cependant, les saisons les plus pluvieuses sont l'été. Le vent souffle assez souvent et peut être intense de Novembre à Mars. Le laboratoire solaire de l'institut des sciences appliquées de Cologne est situé aux coordonnées suivantes : 50° 56' Nord et 6° 59'E comme indiqué à la figure IV.3.).



Figure.IV. 3. Localisation du système en Cologne sur google maps

La figure IV.4 montre l'évolution de la moyenne mensuelle de la température et de l'humidité au cours du temps à Cologne. On constate, une évolution de température allant respectivement de 2,3°C à 18°C au mois de Janvier et au mois de juillet. Cependant, l'humidité relative varie entre 69,4% à 83,2% durant l'année.

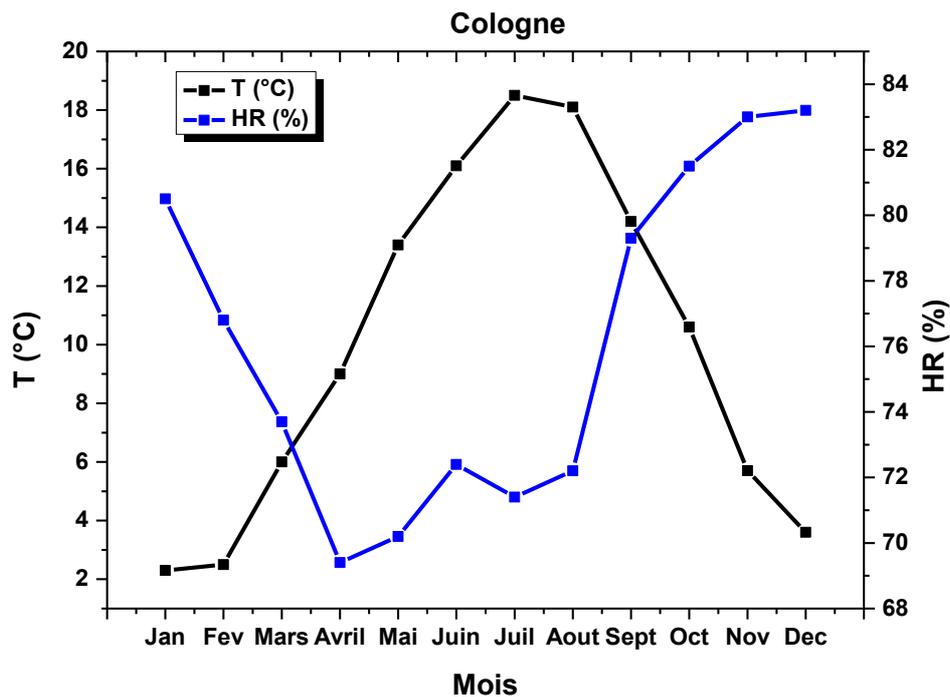


Figure IV. 4. Variation de la moyenne mensuelle de la température et de l'humidité relative à Cologne

IV-2-2-2- Champs photovoltaïques du laboratoire solaire de Cologne (Allemagne)

La figure IV.5 présente le système photovoltaïque de Cologne qui est constitué de 10 (dix) modules PV en silicium polycristallin. Ils sont intégrés sur le toit du laboratoire de l'Institut polytechnique de Cologne. Les caractéristiques techniques des modules PV fournies par le fabricant sont données dans le tableau 2. Elles correspondent aux conditions standards de test (STC).



Figure IV. 5. Champs photovoltaïque du laboratoire de l'Institut polytechnique de Cologne

Tableau.IV. 2. Caractéristiques des modules installés à Cologne.

Caractéristiques	Valeurs
Technologie	Silicium polycristallin
Puissance maximale (P_{max})	150Wp
Tension maximale (V_{max})	33,4V
Courant maximale (I_{max})	4,49A
Courant de court-circuit (I_{cc})	4,97A
Tension de circuit ouvert (V_{oc})	42,2V

IV-3-Méthodologie

L'inspection visuelle, la mesure de la caractéristique I-V à l'aide de l'analyseur IV-400, la thermographie et l'électroluminescence sont les principales méthodes d'évaluation de la dégradation de performance des modules PV utilisées dans ce travail. L'analyse de la dégradation de chaque module PV a été étudiée selon les étapes suivantes : échantillonnage, inspection visuelle, caractérisation I-V, thermographie et Electroluminescence. La figure **IV.6.** présente l'organigramme de la méthodologie adoptée.

- Echantillonnage : il consiste à prélever un échantillon représentatif pour chaque site d'étude. Dans notre cas, 6 (six) modules ont été utilisés en Casamance de 10 modules en Cologne.

-Inspection visuelle : elle consiste à vérifier les différents modules de l'échantillon pour identifier à l'œil nu les différents défauts. Cette procédure a été appliquée aux 6 modules de la Casamance et aux 10 modules de Cologne ;

- Caractéristique I-V : elle consiste à déterminer la courbe de variation entre le courant délivré par le module et la tension à ses bornes. Cette courbe permet d'extraire les caractéristiques et les paramètres de performance tels que la tension de circuit ouvert, le courant de court-circuit, la tension maximale, le courant maximale et la puissance maximale ;

-Thermographie : elle permet de cartographier la variation de la température sur la surface du module et identifier l'existence de gradient de température et par conséquent les points chauds (hot spot) ;

-Electroluminescence : elle permet d'identifier les défauts à partir du rayonnement émis par les cellules après injection d'un courant proportionnel au courant de court-circuit du module. Elle permet d'identifier les fissures et les cassures invisibles à l'inspection visuelle. ;

Pour évaluer la dégradation des modules, nous nous sommes intéressés à deux paramètres : la dégradation globale (DG) et le taux annuel de dégradation (TAD).

La dégradation globale (DG) de chaque paramètre de performance comme la puissance maximale (P_{max}), le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension de circuit ouvert (V_{co}) et le facteur de forme FF a été évaluée à partir de la relation (VI.1.) [88] :

$$DG(\%) = \frac{Y_0(t) - Y_n(t)}{Y_0(t)} * 100$$

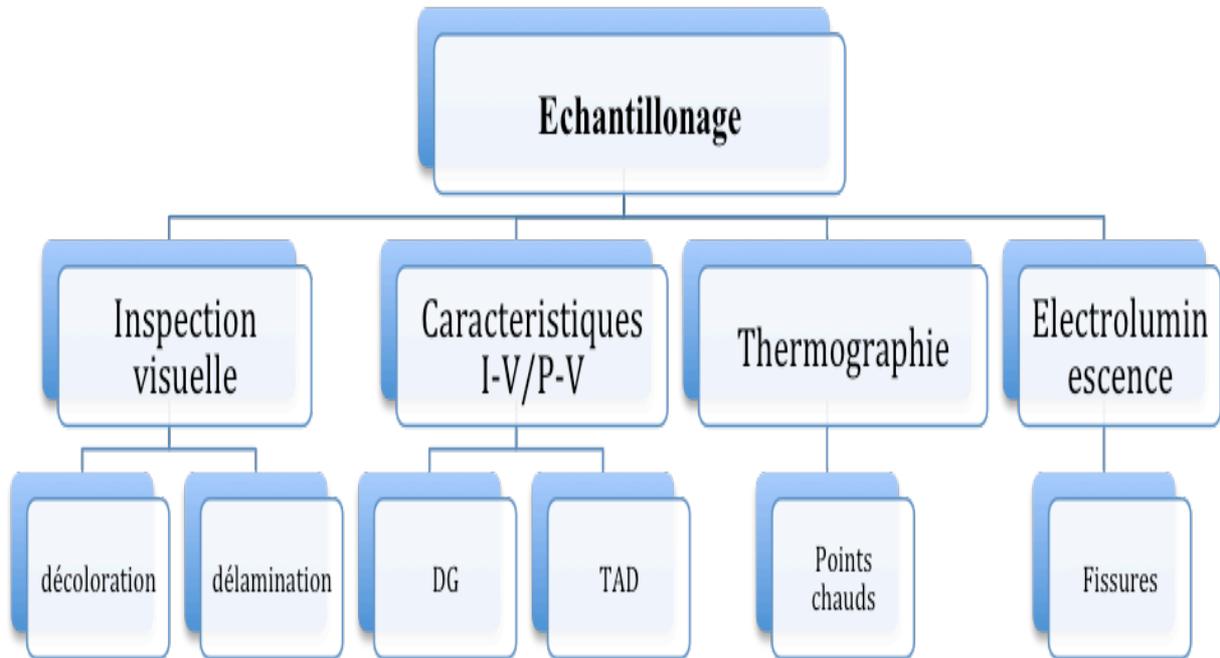
IV.1.

Où $Y(t_n)$ et $Y(t_0)$ représentent respectivement la valeur du paramètre considéré dans les conditions STC aux instants t_n et t_0 ; t_0 représente le temps initial correspondant à la première mise en service du module.

Le taux annuel de dégradation (TAD) du module photovoltaïque est donné par la relation suivante :

$$TAD(\%) = \frac{DG}{\Delta t}$$

IV.2



s

Figure IV. 6. Présentation de la méthodologie

IV-4- Résultats et discussion

IV-4-1-Résultats de l'inspection visuelle

L'inspection visuelle des modules photovoltaïques sur les deux sites révèle la présence de fissuration des cellules, de souillure et la décoloration.

Pour les modules en Casamance, on a noté la présence de fissuration de cellules, de la souillure et la décoloration comme la montre la figure **IV.7**). On a noté que 33,33% des modules présentent des fissures sur l'ensemble des modules (**Tableau IV.3**).

Les fissures sur les cellules de la figure **IV.7**) sont dues à un manque de maintenance et à l'impact des contraintes mécaniques (chutes d'arbres et des vents forts) relatives à l'environnement de la zone forestière.

Pour Cologne, il n'a pas été noté de fissuration sur l'ensemble des modules. Cela peut s'expliquer par le fait que ces modules sont bien entretenus et ne sont pas soumis à des contraintes mécaniques intenses. L'absence de fissures malgré l'existence d'épisodes de grêle traduit la bonne qualité de module conformément à la norme IEC 61215 (IEC 61215 :2005).



Figure IV. 7. Système PV installé en Casamance avec des cellules fissurées

La décoloration est un changement de couleur des cellules qui peut virer du noir au jaune généralement [50]. Elle est principalement causée par des facteurs externes tels que la température, l'humidité et les rayons UV [89]. La décoloration est un mode de dégradation présent sur 33,33% de l'ensemble des modules exposés en Casamance. En effet la Casamance est caractérisée par un climat chaud et humide, facteurs prépondérants de la décoloration. Elle représente le mode de dégradation dominant sur les modules en Casamance.

Pour les modules exposés à Cologne, l'inspection visuelle a surtout montré la présence de cellules décolorées. Elle est observé sur 80% de modules étudiés **tableau IV. 3**. Contrairement à la Casamance, Cologne est caractérisé par un climat humide et tempéré. L'existence des cellules décolorées pourrait être expliquée par la qualité de l'encapsulant, la durée

d'exposition ou la lamination utilisée lors de la fabrication des modules. La figure **IV.8** montre des cellules décolorées identifiées sur les modules à Cologne.

Les souillures sont composées de poussière, de crottes d'oiseaux et de mousse dans certaines situations. Elle modifie les propriétés optiques et par conséquent diminue le courant de sortie. La souillure est une forme d'ombrage. Elle peut diminuer les performances du module. Elle est favorisée par le manque de maintenance des modules. La souillure est prépondérante sur les modules en Casamance. Quant aux modules de Cologne, la souillure est quasi-inexistante.

Cela s'explique par le manque de maintenance et l'environnement forestier de la Casamance alors que les modules de Cologne sont installés en milieu urbain et très bien entretenus de manière régulière. La figure **IV.9** indique des cellules avec de la souillure sur les modules en Casamance. Le **tableau.IV.3** présente la synthèse des différents modes de dégradations décelées sur les modules respectivement exposés en Casamance et à Cologne.

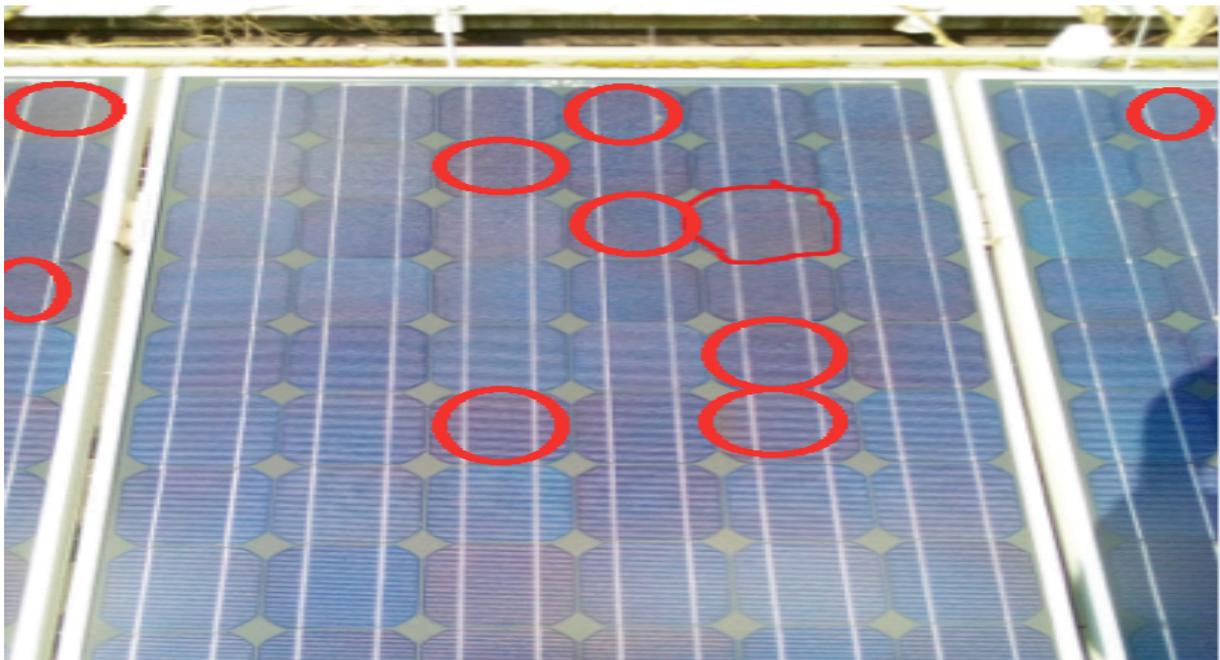


Figure IV. 8. Décoloration, et souillure sur les deux sites



Figure IV. 9. Décoloration et Souillure observées sur les modules en Casamance

Tableau.IV. 3. Synthèse des résultats de l'inspection visuelle des modules testés en Casamance et à Cologne

Sites	Fissure/cassure	Décoloration	Salissure	Délamination
Casamance pourcentage (%)	33,33%	33,33%	50%	0%
Cologne pourcentage (%)	0%	80%	0%	0%

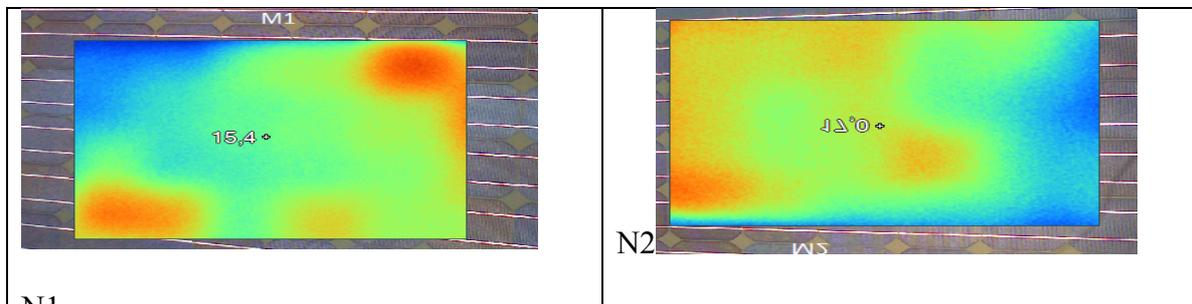
IV-4-2-Résultats de la thermographie infra rouge

L'imagerie infrarouge extérieure détecte les points chauds soumis à un chauffage excessif et des points froids. La technique consiste à utiliser une caméra sensible au rayonnement infrarouge. Les modules de Cologne ont été analysés en utilisant une caméra thermique TiRx dont les caractéristiques sont présentées dans le **tableau.IV.4**. Les principaux résultats obtenus par imagerie infrarouge sur les modules en Cologne sont présentés. Pour ce qui est de la thermographie, on note la non homogénéité et une disparité de la température sur toute l'étendue des modules. Ce gradient varie de 15,4°C à 30,9°C sur l'ensemble des modules. Cela traduit la présence des points chauds et des points froids. Les gradients de température observés sur les différents modules sont différents malgré que ces derniers soient identiques (technologie, fabricant, caractéristiques) et exposés sur le même site. Comme indiqué à la figure **IV.10**, les

modules (N1, N6 et N8) ont presque la même valeur du gradient de température, avec une valeur minimale 15,4°C. Sur ces modules on peut remarquer la présence des ponts chauds et des points froids qui peut caractériser la présence des défauts sur ces derniers. Ces défauts peuvent se traduire sur le courant de court-circuit de ces modules. On note également cette même disparité de température avec un gradient beaucoup plus important avec les modules (N6, N7 et N10). Cette importante valeur de gradient de la température met en évidence la présence des points chauds et points froids visibles sur les modules. La valeur maximale de gradient de ces modules est de 30,9°C. Ces points chauds peuvent se traduire par la réduction de la production des modules. La figure IV.10 .. présente les résultats obtenus par imagerie infrarouge des 10 modules exposés à Cologne.

Tableau.IV. 4. Caractéristiques de la caméra thermique TiRx

Caractéristiques	Valeurs
Type	TiRx
Plage de température	-20°C ; +100°C
Pixel	160*120
Plage d'humidité relative	10 à 90%



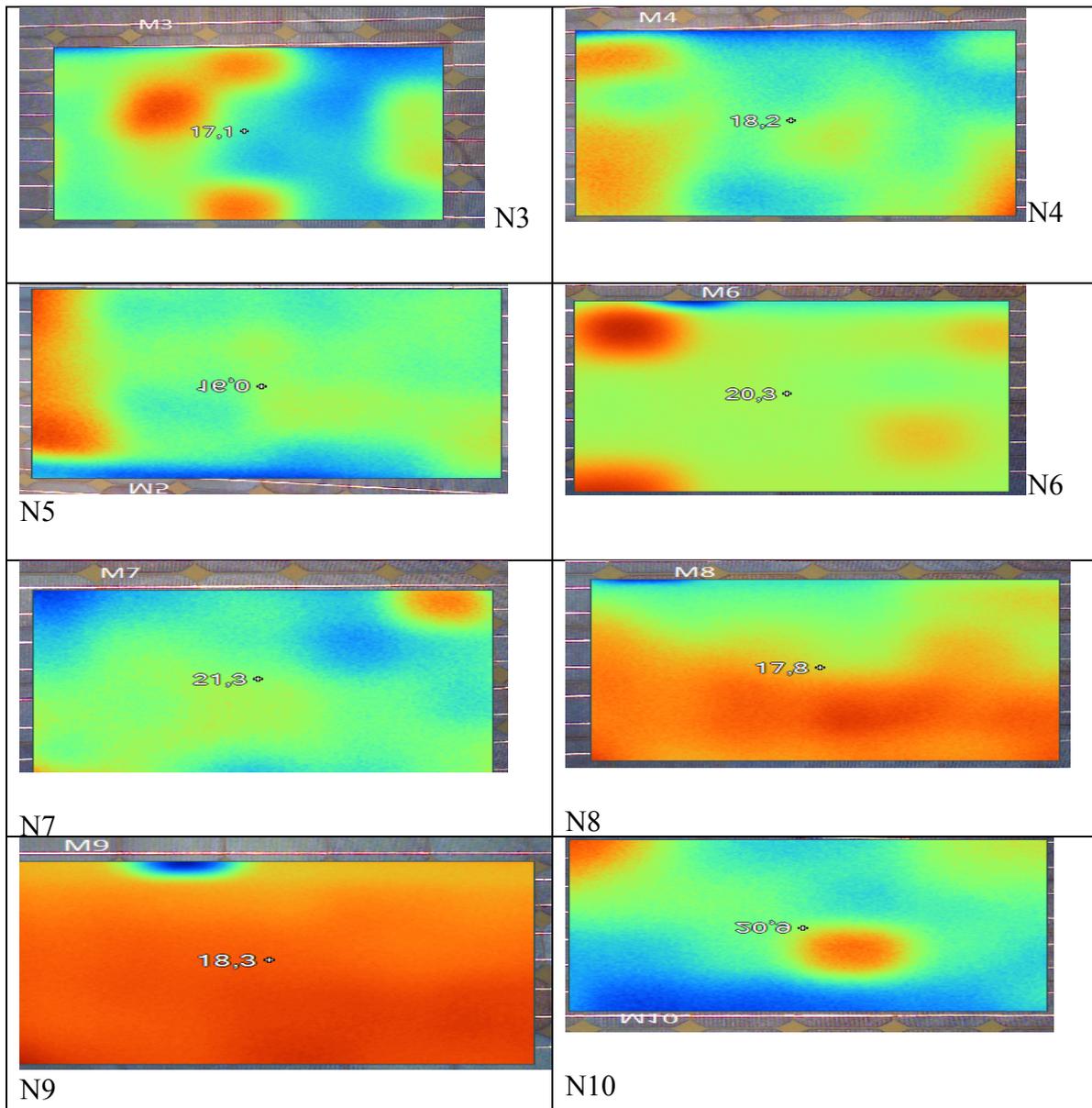


Figure IV. 10. Image par infrarouge des 10 modules du site de Cologne

IV-4-3- Caractéristiques I-V et détermination de la dégradation

Les caractéristiques I-V et P-V de chaque module sont mesurées après quelques années de fonctionnement (6ans en Casamance et 14 ans en Cologne) et comparées aux caractéristiques initiales fournies par le fabricant. Pour les modules de la Casamance, l'analyseur I-V400 est utilisé et MP160V-I pour les modules en Cologne. La figure IV.11 montre les caractéristiques I-V de l'échantillon composé de 6 modules en Casamance.

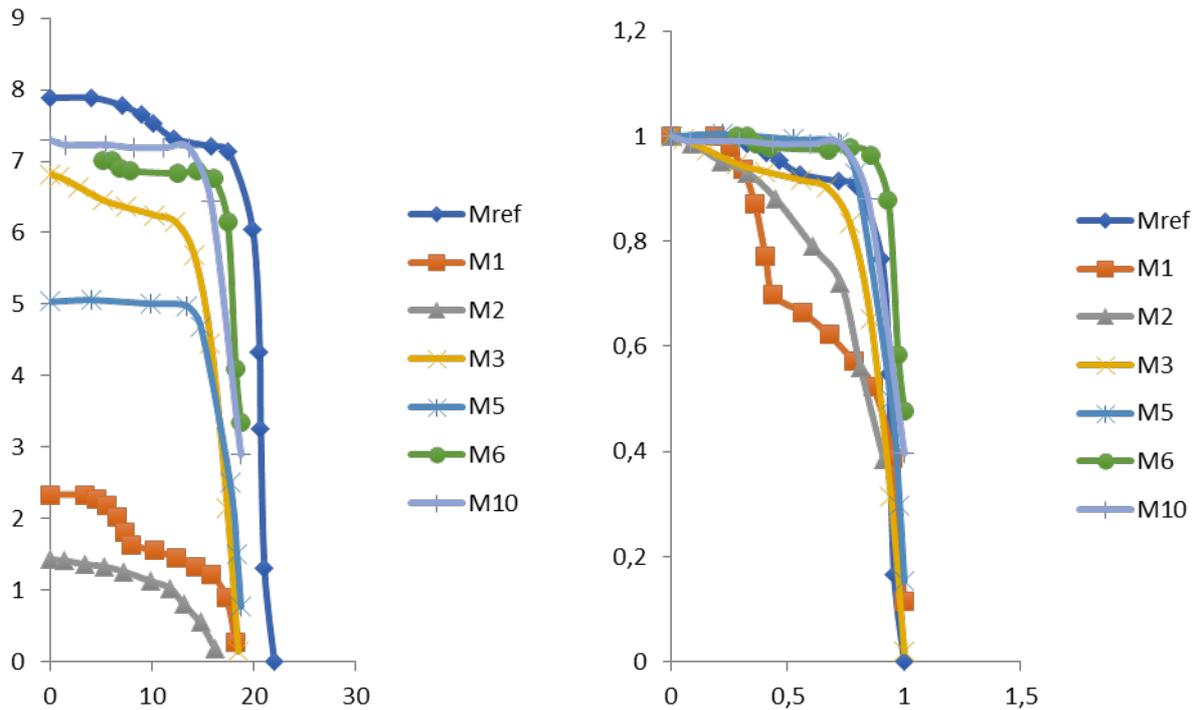
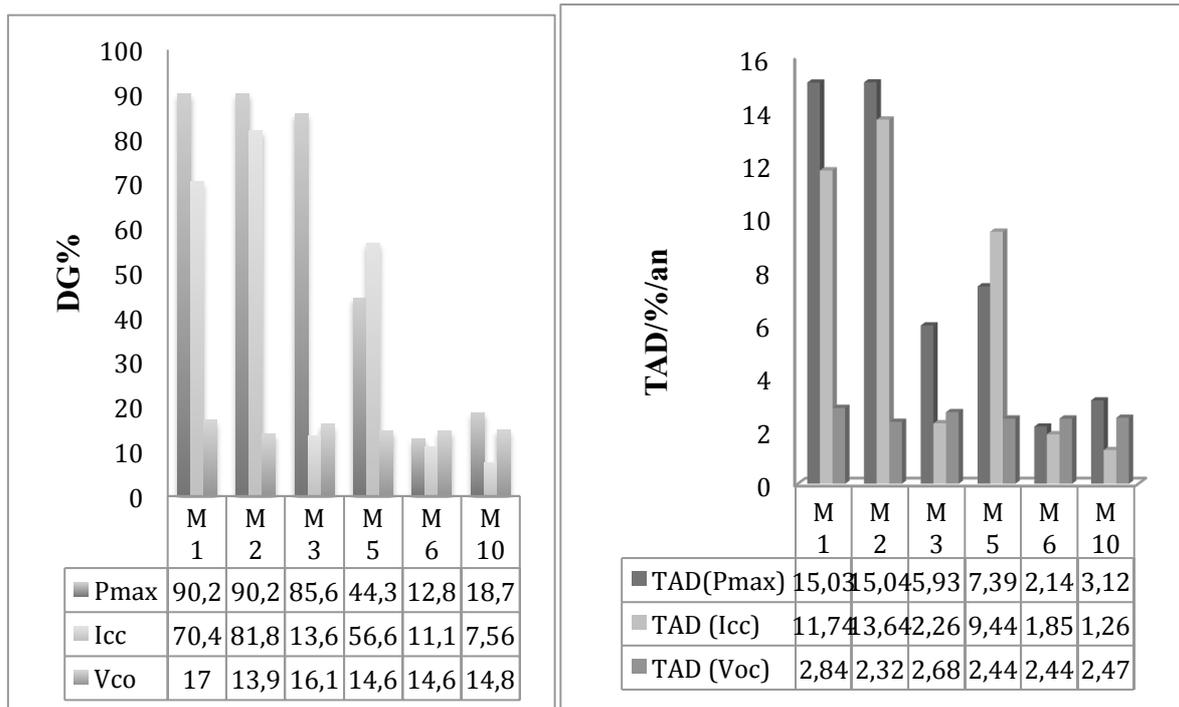


Figure IV. 11. Caractéristiques I-V des différents modules étudiés en Casamance : brutes (a) et normalisées (b)

La figure montre **IV.11. a** l'évolution de la caractéristique des 5 modules par rapport au module référence (M_{ref}). On peut remarquer que les allures sont conformes à celles d'un module PV. Les modules peuvent ne pas subir les mêmes contraintes mécaniques dans le même milieu. Ainsi pour faire une comparaison plus approfondie, une normalisation des caractéristiques I-V s'impose (**Figure.IV.11. b**). La normalisation de la caractéristique I-V des modules installés en Casamance a montré :

- Une augmentation de la résistance série, et cette augmentation n'est pas constante pour tous les modules. Cette augmentation est caractérisée par la pente de la caractéristique I-V (**figure.IV.11. b**),
- Une réduction du facteur de forme pour tous les modules, celle-ci est beaucoup plus accentuée pour le module M2,
- Une baisse de la puissance maximale pour tous les modules et plus particulièrement le module M2.

Pour mieux quantifier les résultats, le taux de dégradation annuel du courant de court-circuit, de la tension de circuit ouvert et de la puissance maximale des modules a été évalué. La figure IV.12.) présente le taux annuel de dégradation de ces trois paramètres pour les modules de l'échantillon. Ces résultats présentés à la figure IV.12 sont obtenus à partir de la relation (IV-2)



a)

b)

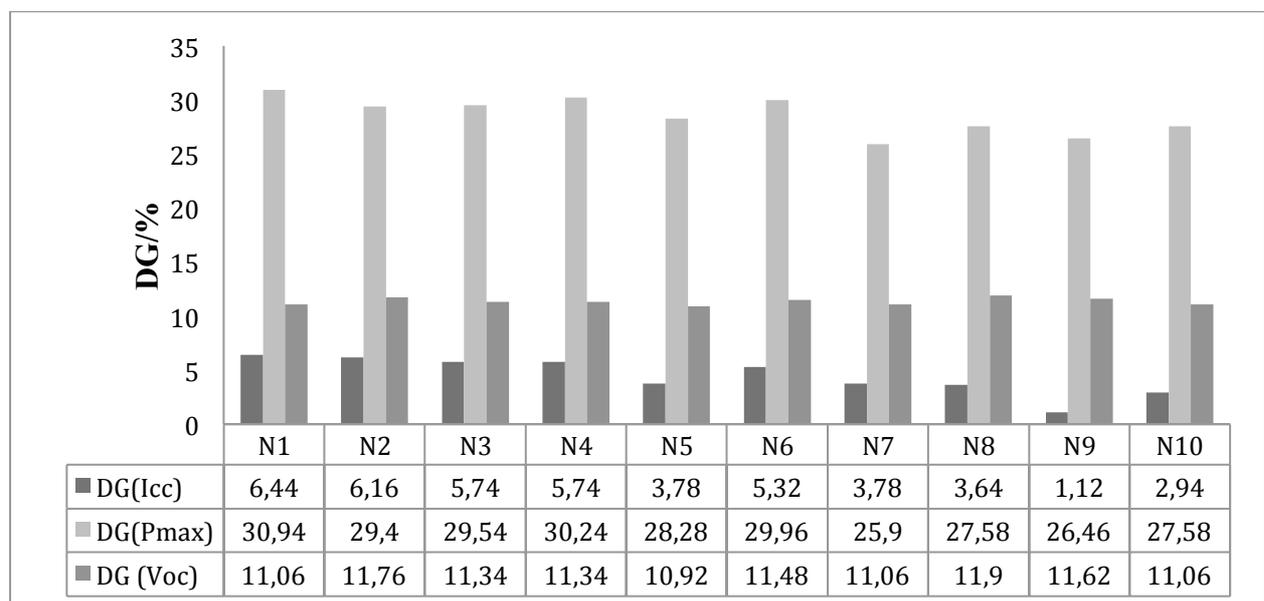
Figure IV. 12. Dégradation des paramètres de performance des modules installés en Casamance a) dégradation globale b) taux annuel de dégradation

On constate une baisse de performance pour tous les modules de l'échantillon par rapport à la référence. Le module M2 présente un taux de dégradation annuel du courant de court-circuit qui varie de 1,26%/an à 13,64%/an. On note une grande disparité entre les taux de dégradation du courant de court-circuit des différents modules. D'autres études dans la même région ont montré une variation du taux annuel dégradation du courant de court-circuit allant 0,8%/an et 3,2%/an. Les valeurs élevées du taux annuel de dégradation du courant de court-circuit des modules M1 (13,64%/an) et M2 (11,74%/an) peuvent être expliquées d'une part

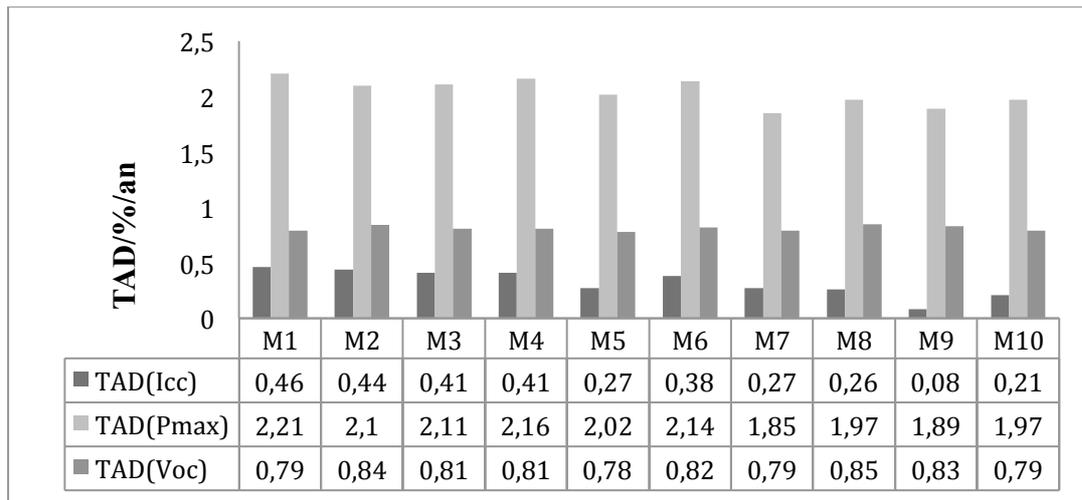
par les contraintes mécaniques subies par ces derniers durant leurs premières années d'exposition, la qualité de l'encapsulant, par la pénétration de l'humidité pendant la durée d'exposition entraînant l'endommagement des liaisons adhésives [21]. D'autre part, leur qualité et les défauts de fabrication peuvent être à l'origine des causes de la valeur élevée de la dégradation. Le taux annuel de dégradation de la puissance maximale a pour valeur moyenne 4,66%/an sur l'ensemble des modules à l'exception des modules M1 et M2 qui ont respectivement de 15,03%/an et 15,04%/an.

La dégradation annuelle de la tension de circuit ouvert est presque constante, elle est égale à une valeur moyenne de 2,5%/an pour l'ensemble des modules étudiés. Cette valeur élevée est due à des défauts au niveau de la jonction et des chocs mécaniques.

De la même manière, on a évalué le taux de dégradation annuel de la puissance maximale des modules en Cologne comme indiqué à la figure IV.13 et les résultats détaillés sont présentés par le tableau.IV.5. L'analyse a montré que ces modules, une fois exposés dans les conditions réelles ne subissent pas la même dégradation (DG et TAD) sur leurs paramètres de performance.



a)



b)

Figure.IV. 13. Dégradation des paramètres de performance des modules installés en Cologne a) DG et b) TAD

Tableau.IV. 5. Evaluation des paramètres de performances pour les modules de Cologne.

Module N°	$\Delta I_{cc} \%$	$\Delta V_{co} \%$	$\Delta P_{max} \%$	TAD- $P_{max} \%/an$	DGI _{cc} %/an	DGFF%/year
1	6,46	11,12	31,02	2,21	0,46	0,036
2	6,23	11,78	29,44	2,10	0,44	0,035
3	5,83	11,42	29,67	2,11	0,41	0,035
4	5,81	11,42	30,32	2,16	0,41	0,035
5	3,82	10,94	28,39	2,02	0,27	0,036
6	5,43	11,58	30,03	2,14	0,38	0,035
7	3,82	11,09	25,94	1,85	0,27	0,037
8	3,62	11,91	27,64	1,97	0,26	0,036
9	1,20	10,75	26,46	1,89	0,08	0,037
10	3,01	11,09	27,70	1,97	0,21	0,036

Le module N1 présente le taux de dégradation de puissance maximale le plus élevé avec 2,21%/an. Le plus faible taux de dégradation de la puissance maximale est obtenu avec le module N7 et s'élève à 1,85%/an. Ces résultats ont confirmé ceux trouvés par G. Tamizhmani et al. [30] dans le climat composite avec un TAD de la puissance maximale de 1,7%/an. H. Han et al.[31] ont montré une dégradation moyenne de 4,42%/an après 20 ans d'exposition au nord de l'Italie. Les causes de ces dégradations peuvent être diverses. On peut citer les conditions climatiques extrêmes dans lesquelles les modules sont exposés en l'occurrence la température et l'humidité, les défauts de fabrication et la qualité des modules. Par ailleurs ces modules peuvent rester à une température donnée dans le lieu de fabrication en circuit-ouvert. Une fois sur le terrain, ils sont exposés à une température différente que celle du lieu de vente.

Pour le taux annuel de dégradation du courant de court-circuit de l'ensemble des modules, il prend des valeurs qui varient respectivement entre 0,08%/an et 0,46%/an pour le module M9 et N1. En outre, la tension de circuit-ouvert n'a presque pas subi une dégradation. Comme dans le cas de la plupart des études de la littérature, la dégradation de la tension de circuit-ouvert reste quasiment nulle pendant les 10 premières années d'exposition. Les résultats ont

montré que des modules identiques peuvent être installés dans le même site durant la même période, présentant un taux de dégradation annuel différent

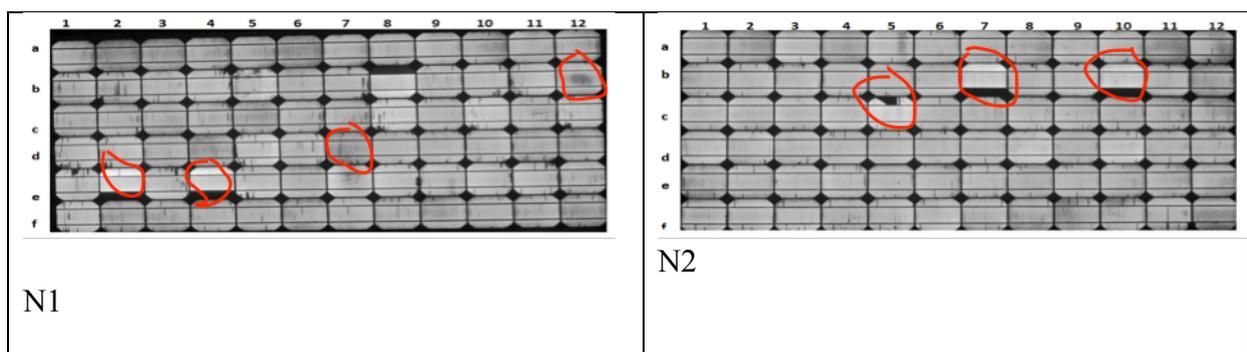
IV-4-4- Résultats de l'imagerie par l'électroluminescence

Cette partie est consacrée à la présentation des résultats obtenus par imagerie électroluminescence sur les 10 modules polycristallins qui ont fonctionné pendant 14ans à Cologne.

Les résultats de l'imagerie par électroluminescences EL d'un module PV peuvent révéler des informations complètes sur l'intégrité mécanique et en partie sur la fonctionnalité électrique des cellules solaires.

En outre, l'imagerie par électroluminescence complète les résultats obtenus à l'inspection visuelle. Bien que les microfissures soient dans la plupart du temps partielles (coupures partielles des busbars, des fingers, de la cellule), elles doivent toujours être détectées car pouvant évoluer dans le temps et réduire considérablement les performances du module.

La figure IV.14 présente les résultats obtenus par imagerie électroluminescence. On peut déjà y identifier quelques défauts comme le montre les images de la même figure.



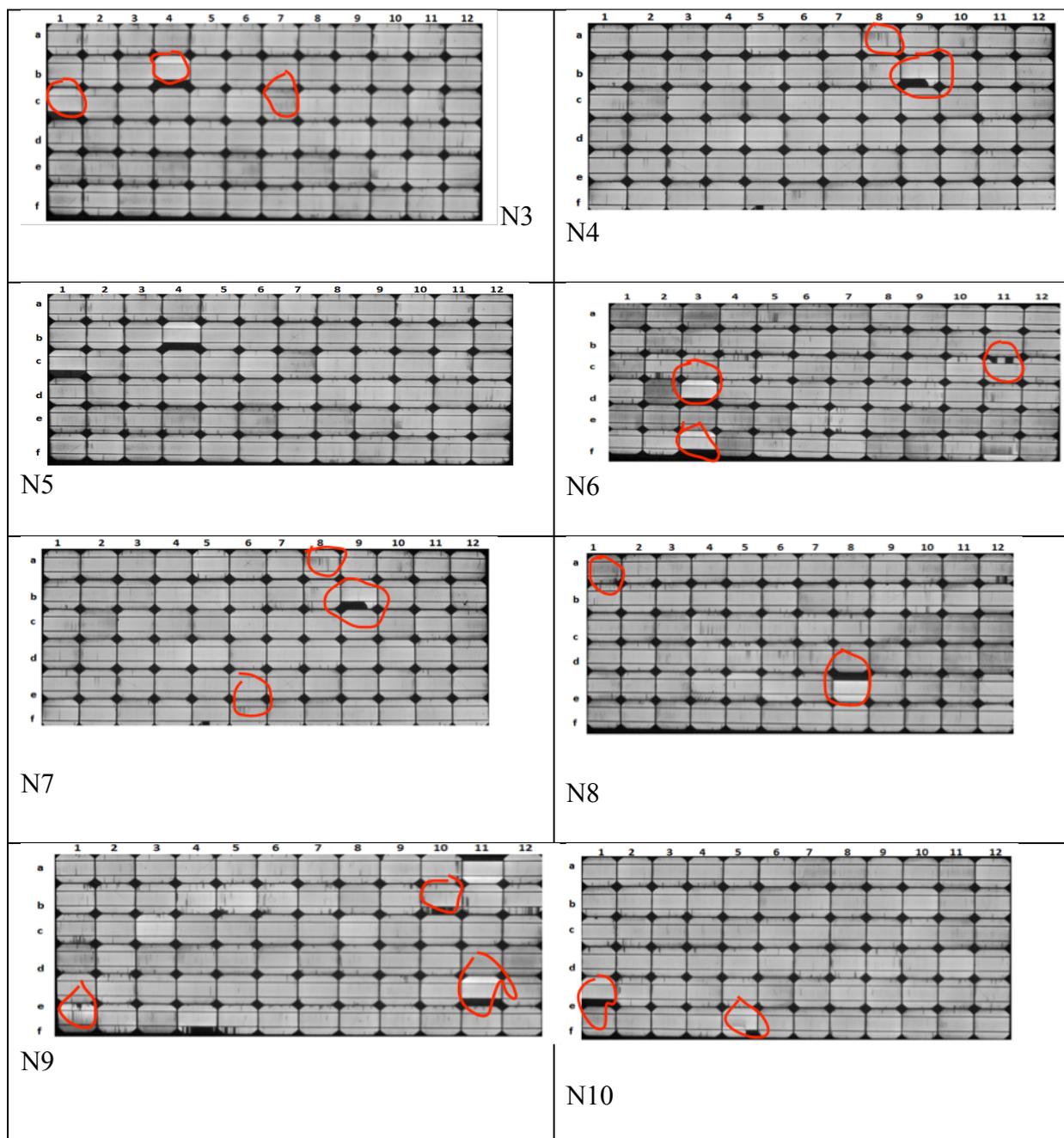


Figure.IV. 14. Image des 10 modules par électroluminescence

Une analyse approfondie des résultats de l'imagerie par électroluminescence a permis d'identifier les principaux défauts présentés dans le tableau **tableau.IV.6**. Les défauts identifiés avec l'imagerie par électroluminescences sont les suivants :

- Dégradation des interconnexions (busbars et fingers)
- Corrosion

- Défaut de moulage
- Striation ring
- Crack -45°
- Crack +45°
- Crack dentric

La figure IV.15 présente les résultats de l'analyse quantitative des défauts observés sur les modules. Elle représente la fréquence d'apparition des différents défauts sur l'ensemble des modules.

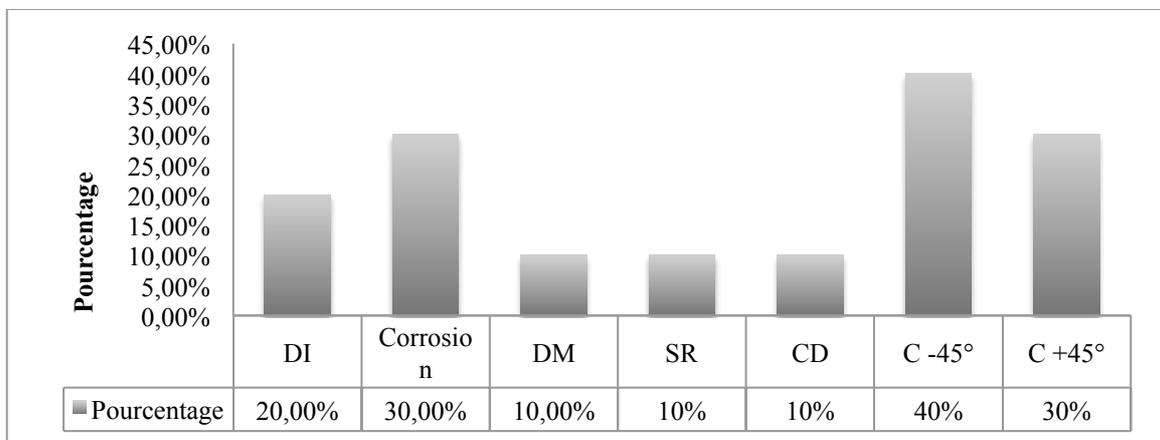
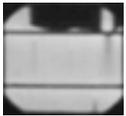
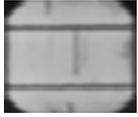
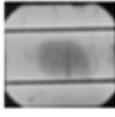
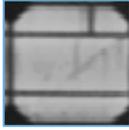


Figure IV. 15. Pourcentage des défauts observés par EL sur le système

Tableau.IV. 6. Résultats de l'électroluminescence.

Défauts	Modules	Cellule	Indication de la cellule correspondante
Dégradation des interconnexions	N6 et N8		N6 (2d) ; N8 (1a)
Corrosion	N1, N2 et N6		N1(2f) ; N2 (8b) ; N6 (3f)
Défaut de moulage	N1		N1 (11f) ;
Striation ring	N2		N2 (12b) ;
Crack Dentric	N4		N4 (5e)
-45° crack	N1, N3, N7, N9,		N1 (10b) ; N3 (9a) ; N7 (3e, 7e et 12e) ; N9 (3e et 12 ^e)
+45° crack	N1, N7 et N9		N1(2e) ; N7 (7e) N9 (7e)

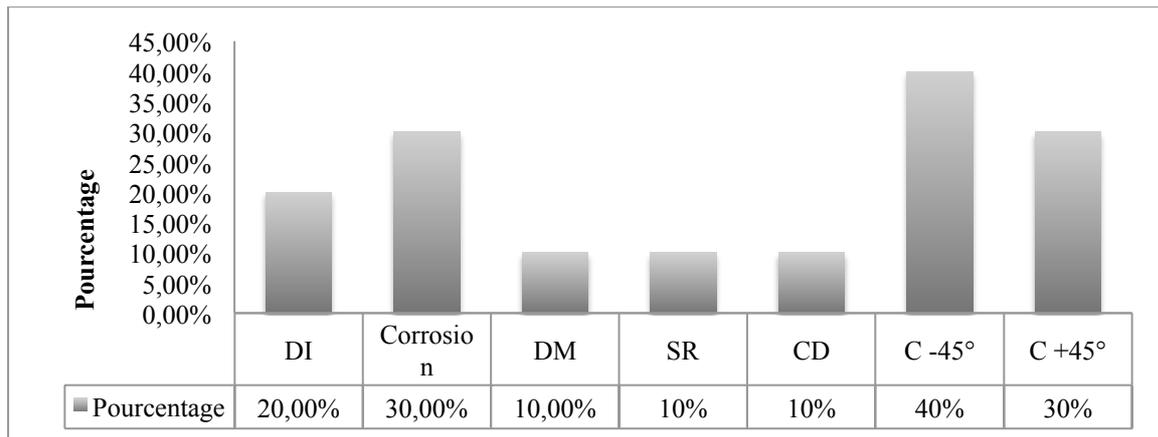


Figure.IV. 16. Pourcentage des défauts observés par EL sur le système

Les résultats de l'analyse quantitative des défauts observés sur les modules ont montré que le crack-45° est le défaut le plus présent sur les modules avec un taux de 40% suivi du crack +45° avec un taux de 30%. Ces cracks sont dus à des contraintes mécaniques et thermiques survenues lors de la fabrication mais également aux conditions environnementales extrêmes sous lesquelles les modules sont exposés [43]-

Pour la corrosion, elle apparaît de manière significative avec 30%. Elle est généralement due à la pénétration de l'humidité, de l'oxygène et de l'eau dans le module [20].

On peut également noter que la dégradation partielle des interconnexions n'est pas négligeable avec un pourcentage de 20%. Elle peut être due à de multiples causes telles que les défauts de fabrication (défauts de soudures, alignements), la qualité des interconnexions, la corrosion et la délamination dans une certaine mesure.

On identifie certains défauts mineurs tels que le défaut de moulage, striation ring avec un pourcentage d'environ 10%.

Après avoir présenté les résultats avec l'imagerie par électroluminescence des 10 modules, nous allons passer à une comparaison des dégradations des performances des modules en fonction des conditions environnementales.

IV-4-5-Comparaison de la dégradation des performances des modules en fonction des conditions environnementales

Dans cette partie, nous comparons l'impact de l'environnement sur la dégradation des modules photovoltaïques. Cette comparaison porte sur les paramètres électriques de perfor-

mances des deux systèmes en l'occurrence le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension de circuit ouvert (V_{co}) et la puissance maximale (P_{max}). Cette comparaison porte sur les modules au silicium polycristallin installés en Casamance après 6 ans de fonctionnement et les modules installés en Cologne après 14 ans de fonctionnement. Les indicateurs de comparaison sont la dégradation globale et le taux annuel de dégradation (TAD) des différents paramètres de performances en l'occurrence I_{cc} , V_{co} et P_{max} . Pour chaque site, la valeur moyenne de la dégradation globale et du taux annuel de dégradation des différents paramètres électriques est considérée. La figure IV.16 présente une comparaison des valeurs moyennes de la dégradation globale et du taux annuel de dégradation des différents modules de la tension de circuit-ouvert, du courant de court-circuit et de la puissance maximale sur les deux sites de Cologne et de Casamance.

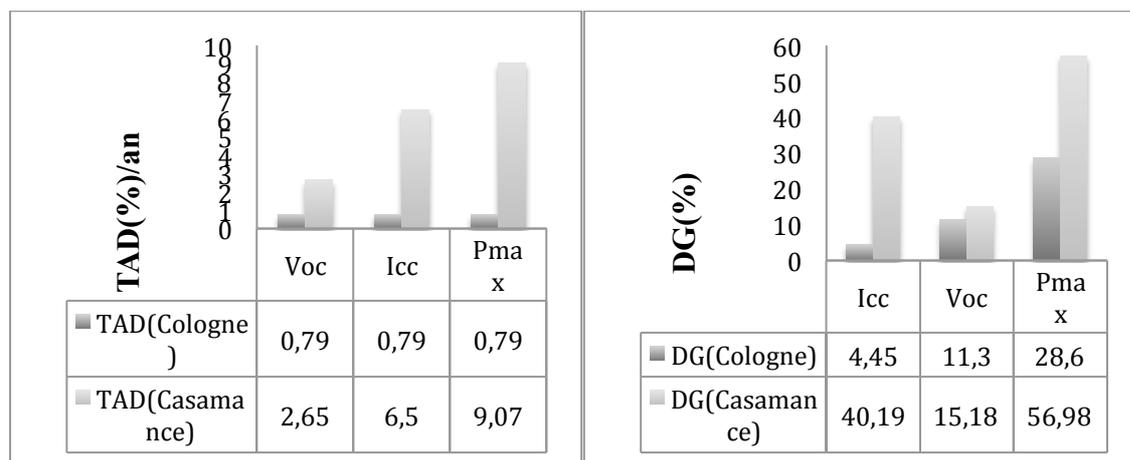


Figure IV. 17. Comparaison des valeurs moyennes du taux annuel et de la dégradation globale des deux sites

La figure IV.17 montre que la dégradation globale est plus élevée en Casamance pour tous les paramètres. Elle montre que pour P_{max} , elle est de 56,98% en Casamance contre 28,6% en Cologne. Pour le V_{co} , elle est de 15,18% en Casamance contre 11,3% en Cologne. Enfin, elle est pour le I_{cc} de 40,19% en Casamance contre 4,45% en Cologne. Ainsi pour affiner l'étude, nous nous intéressons à la comparaison du taux annuel de dégradation des modules PV sur les deux sites.

Le taux annuel de dégradation moyen du courant de court-circuit des modules installés en Casamance est élevé, elle est de l'ordre 6,5%/an) contre 0,79%/an pour les modules de Co-

logne. En effet, cela peut être expliqué principalement par l'influence des facteurs environnementaux (choc mécanique dans une zone arboroforestière) et le manque de maintenance des modules sur le site. Elle peut être à l'origine de pertes de courant électrique. De la même manière, la même tendance est observée pour la tension de circuit-ouvert et la puissance maximale. La tension de circuit-ouvert a un taux annuel de dégradation moyen de 2,65%/an et 0,79%/an respectivement pour les modules en Casamance et Cologne. En outre, le taux annuel de dégradation moyen de la puissance maximale est largement plus élevé pour les modules en Casamance que pour les modules en Cologne avec des valeurs respectives de 9,07%/an et 0,79%/an. Cette différence notable ne peut être expliquée que par les contraintes mécaniques susceptibles de se produire dans cette zone forestière du côté de la Casamance et l'entretien permanent des modules de Cologne.

Cependant, on peut noter que c'est au niveau de la tension de circuit ouvert que la différence entre les taux annuel de dégradation moyen est beaucoup moins importante pour les deux sites.

La figure **IV.18** représente une comparaison des pertes de performances après quelques années d'exposition dans deux conditions climatiques différentes. Les courbes I-V normalisées en utilisant (I_{cc} et V_{co}) des deux systèmes traduisent l'évolution des performances des deux systèmes. D'après la figure **IV.18** le module M1 et N7 subissent une diminution du facteur de forme entraînant ainsi une diminution de la résistance shunt. Cette baisse de la résistance shunt peut être observée à partir de la pente de la courbe au voisinage du courant de court-circuit. La forte baisse du facteur de forme et du courant de court-circuit des modules (M1, M2, N7 et N10) suggère des problèmes de transmission optique (ombrage) et une augmentation de la résistance série qui n'ont pas été détectés durant l'inspection visuelle. Ainsi, ce problème de transmission optique peut être dû à l'ombrage ou à la décoloration qui est l'un des modes de dégradation le plus représentatif observé durant l'inspection visuelle avec un taux de 80%. En outre, l'activation des diodes bypass pour les modules (M1, M2 et M10) illustre la présence des points chauds confirmés par la thermographie et qui n'apparaît pas à l'inspection visuelle. Par conséquent, dans un premier temps, les modules N3 et N10 sont du même fabricant, exposés dans les mêmes conditions environnementales et mettent en évidence des défauts différents. Dans un second temps, les modules N1 et M7 sont de fabricants différents, exposés dans deux milieux différents et mettent en évidence des modes de dégra-

dation identiques. Les résultats ont montré que la dégradation de la puissance maximale est beaucoup plus accentuée pour les modules de la Casamance avec un taux de dégradation annuel de la puissance maximale qui vaut 9,07%/an. Néanmoins, pour les modules de Cologne, le taux de dégradation est de 0,79%/an. Cela peut être expliqué par les conditions climatiques de Cologne où il pleut durant 9 mois sur 12. Ces modules ne subissent pas le phénomène de salissure, des contraintes mécaniques et l'impact des températures élevées, de la qualité et de l'adhésion de l'encapsulant entre autres. On constate également une augmentation de la résistance série et une diminution de la résistance shunt pour tous les modules. En général, la dégradation des modules les rend sensible à la pénétration des contaminants (eau ou humidité). La rétention d'eau dans la boîte de jonction augmente la conductivité électrique du matériau. En effet, la corrosion attaque les connexions métalliques des cellules photovoltaïques en augmentant les courants de fuite qui se traduisent par une augmentation de la résistance série [88].

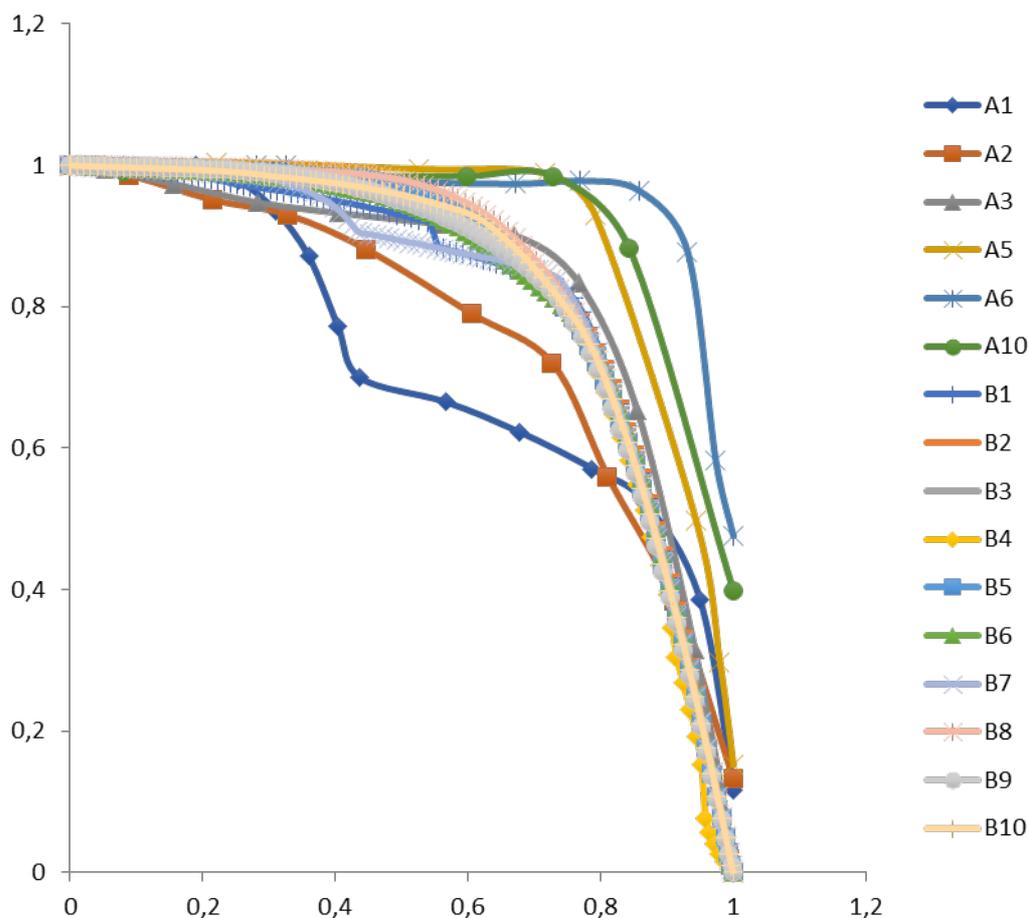


Figure IV. 18. Courbes P-V normalisées après 6 ans en Casamance (A) et 14 ans en Cologne (B)

IV-5- Etude comparative de la dégradation des performances en fonction de la technologie.

Cette partie est consacrée à l'étude de l'impact de la technologie sur la dégradation des performances modules photovoltaïques. Il s'agit de comparer les pertes de performance de trois modules photovoltaïques de technologies différentes. L'un des modules étudié est au silicium (C) cristallin et les deux autres au silicium amorphe (A et B). Ces trois modules ont été exposés sur le même site à Cologne et pendant la même durée de 5ans.

Cette comparaison portera sur les indicateurs de performance en l'occurrence la dégradation globale (DG) et le taux annuel de dégradation (TAD). Les modules étudiés sont montés sur un support en aluminium avec une inclinaison de 14°sud. Les spécifications techniques des modules PV expérimentés, telles que la puissance maximale (P_{max}), la tension maximale (V_{max}), le courant maximale (I_{max}), la tension à vide (V_{co}) et le courant de court-circuit (I_{cc}), sont présentés par les **tableaux.IV.7.** et **IV.8.** Ainsi, les paramètres de performance (V_{co} , I_{cc} , et P_{max}) sont mesurés dans les conditions de test standard (AM 1.5 ,1000W/m², 25°C).

Tableau.IV. 7. Caractéristiques donné par le fabricant du module monocristallin

Technologie	Monocristallin
Puissance maximale (P_{max})	240+/- 3%
Tension de circuit ouvert (V_{co})	36.72V
Courant de court-circuit (I_{cc})	8.74A
Courant maximal (I_{pm})	8.31A
La tension maximale (V_{mp})	28.89 V
Tension maximale autorisée	1000 VDC
Courant inverse maximal admis	12.5 A

Tableau. IV. 8. Caractéristiques données par le fabricant du module amorphe

Technologie	Amorphe STRONG 125
Puissance maximale (P_{nom})	125Wp
Tension de circuit ouvert (V_{oc})	59,3V
Courant de circuit ouvert (I_{sc})	3,22A
Tension maximale V_{mp}	44.0V
Courant maximale (I_{mp})	2.84A
Maximum Reverse current	-

IV-5-1-Etude expérimentale

La plate-forme utilisée dans cette étude est présentée à la figure **IV.19** . Elle est installée au laboratoire solaire de l'Université TH-Köln (CIRE). Tous les tests sont effectués dans les conditions standard de test (STC) correspondant à AM 1,5 une température 25°C et un ensoleillement 1000W/m². La figure **IV.18** présente les conditions environnementales du site d'étude (Cologne) en l'occurrence la variation annuelle de l'ensoleillement et de la vitesse du vent. On note que l'ensoleillement est maximale aux mois de Juin et juillet avec une valeur de 4,8kWh/m²/j. Cependant, cette irradiation est très faible pour les périodes (Janvier-Février) et (Novembre-Décembre) avec un ensoleillement moyen de 0,8kWh/m²/J. On peut noter que la vitesse du vent varie entre 3 et 4m/s pendant toute l'année.

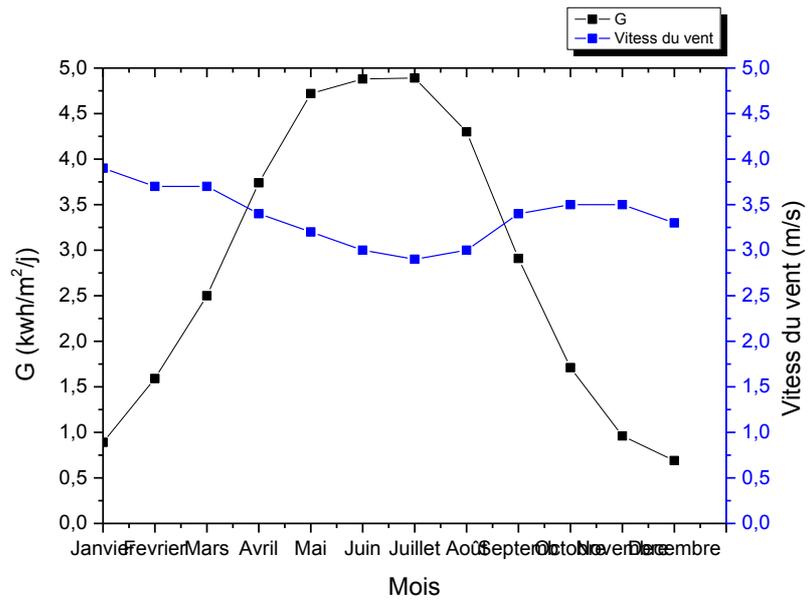


Figure.IV. 19. Variation moyenne annuelle de l'irradiation et de la vitesse du vent à Cologne

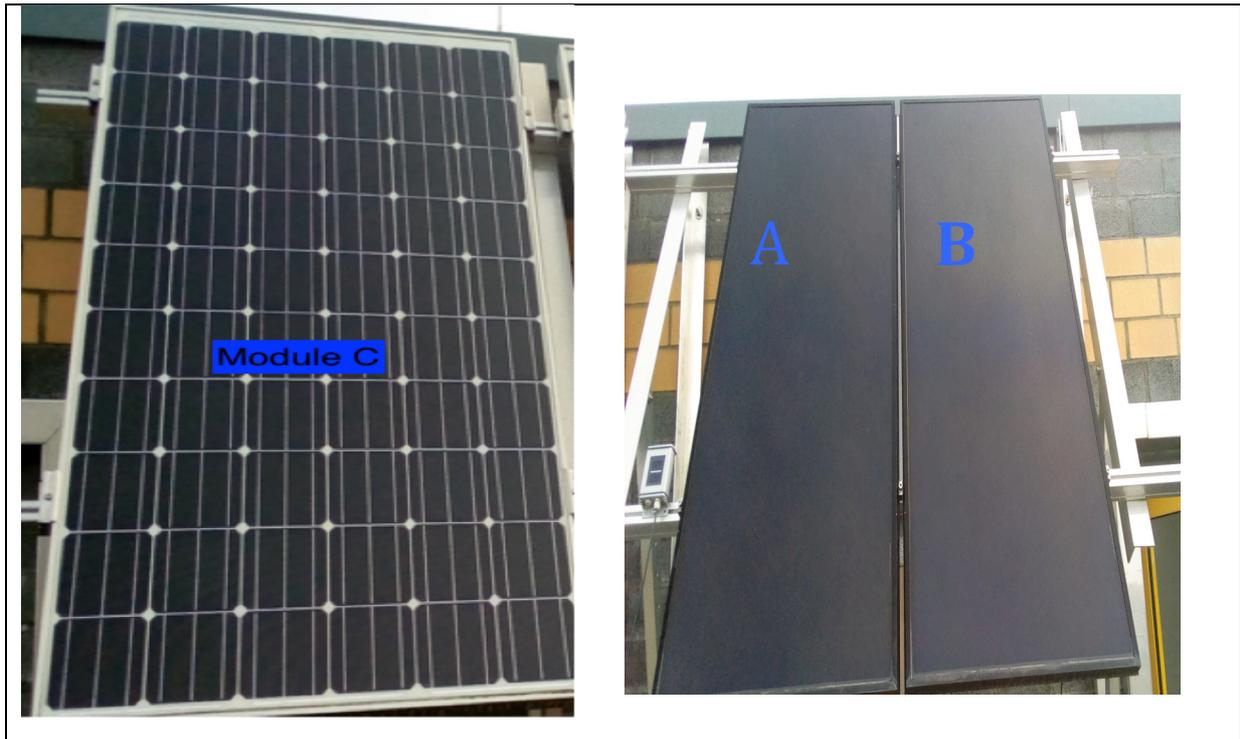


Figure IV. 20. Modules monocristallin (C) et amorphe (A et B) étudiés

IV-5-2-Méthodologie

Pour étudier l'impact de la technologie sur la dégradation des performances des modules photovoltaïques, nous avons adopté la méthodologie suivante :

Dans un premier temps, les caractéristiques I-V et P-V sont déterminés pour ensuite en extraire les paramètres de performance en l'occurrence le courant de court-circuit (I_{cc}) ; la tension de circuit ouvert (V_{co}) la puissance maximale (P_{max}),

Dans un deuxième temps, pour chaque paramètre, l'évaluation et l'analyse de la dégradation globale (DG) des paramètres de performances sont effectuées à partir de la relation **IV.1**.

Enfin, pour affiner l'analyse comparative des résultats, le taux annuel de dégradation (TAD) des différents paramètres de performance (P_{max} , V_{co} , I_{cc}) de chacun des modules PV pour chaque paramètre est évalué en se référant à l'équation **IV.2**.

IV-5-3-Résultats et discussions

Dans cette partie, les différents résultats de l'analyse comparative de l'étude de l'impact de la technologie sur la dégradation des paramètres sont présentés. Il s'agit de comparer la dégradation du courant de court-circuit I_{cc} , de la tension de circuit ouvert V_{co} , et de la puissance de maximale P_{max} entre deux technologies en monocristalline et amorphe.

Le **tableau IV.9.** récapitule les résultats obtenus sur la dégradation des différents paramètres des technologies amorphes et cristalline. La **figure IV.21** présente une comparaison des taux annuel de dégradation du P_{max} , I_{cc} , V_{co} et FF des trois modules.

L'analyse des résultats montre respectivement un TAD de la puissance maximale de 2,87%/an, 2,5%/an et 1,56%/an pour le module A (a-Si), B (a-Si) et C (mc-Si). Ces résultats ont montré l'impact du milieu extérieur sur des technologies différentes.

En outre, le courant de court-circuit subit respectivement une baisse avec 0,77%/an, 0,49%/an et 0,18%/an pour le module A (a-Si), B (a-Si) et C (mc-Si). On note que le taux annuel de dégradation de la P_{max} , et de I_{cc} est plus élevé pour la technologie amorphe par rapport à la technologie cristalline. Cela traduirait une plus forte sensibilité de la technologie amorphe aux conditions environnementale de la zone d'étude (tempéré). Cette baisse de paramètres de performances d'une technologie à une autre est due à une exposition prolongée aux conditions humide du milieu.

Les résultats ont montré que la tension à circuit ouvert (V_{co}) n'est presque pas impactée d'une technologie à une autre. En effet, les taux annuels de dégradation du V_{co} reste très faible (0,01%/an à 0,1%/an) quelle que soit la technologie.

Les modules A et B (a-Si) présente les taux de dégradation du courant de court-circuit les plus élevés avec 0,77%/an et 0,49%/an respectivement pour le module A et le module B. Toutefois, le module C (mc-Si) a le taux de dégradation du courant de court-circuit le plus faible avec une valeur de 0,18%/an. En raison de leur épaisseur, les couches minces sont plus sensibles à une dégradation.

Les modules A (a-Si) et B (a-Si) présentent le taux de dégradation annuel le plus important en P_{max} allant de 2,5%/an à 2,8%/an respectivement tandis que le module C (mc-Si) présente un taux annuel de dégradation de 1,56%/an. On note que le taux de dégradations annuel de la puissance maximale (P_{max}) du silicium amorphe (a-Si) est supérieur à celui du silicium cristal-

lin (c-Si.) Les pertes de performances modérées (<20%) peuvent être liées aux pertes de I_{cc} causés par la dégradation des propriétés optiques. Ce fort taux annuel de dégradation est dû à une humidité élevée qui affecte le module et par conséquent la performance du module. Ces résultats ont été confirmés par C. Radue et al. [90] montrant un taux de dégradation de 0,45%/an de la puissance maximale de la technologie amorphe. E. Vanduyk et al. [91] ont évalué la dégradation de performance du silicium amorphe après 2ans d'exposition, la puissance maximale est passée de 12,53 à 2,64W (39,46%/an) et le courant de court-circuit de 1,13 à 0,28A (37,61%/an). A titre de comparaison, une étude récente a montré qu'en moyenne, le taux de dégradations de la puissance maximale de différentes technologies photovoltaïques étaient de 0,3%/an à 3%/an, tandis que la médiane rapportée était de 0,5%/an [92].

Toutefois, les modules PV présentant la plus forte dégradation de P_{max} se caractérisent par de fortes contributions dues à la dégradation des FF.

Les 2 modules différents A (a-Si) et B (a-Si) présentent un taux annuel de dégradation différent malgré la similarité de leur technologie du fabricant et de leur milieu d'exposition.

Ces résultats montrent que la technologie du silicium amorphe est plus impactée que la technologie du silicium cristalline par le climat tempéré. Ils ont également montré que l'impact d'un climat sur une même technologie n'est pas homogène. En effet, les taux de dégradation trouvés pour les modules A et B restent différents pour tous les paramètres électriques

Tableau.IV. 9. Résumé des paramètres de dégradation pour le silicium amorphe et le silicium cristallin.

Technologie du module	Paramètres	Valeur initiale	Dégradation Globale	Taux annuel de Dégradation
Monocristalline (C)	P_{max}	240W	7,812%	1,562%/an
	V_{max}	28.89V	4,31%	0,86%/an
	I_{max}	8.31A		
	V_{co}	36.72V	0%	0%/an
	I_{cc}	8,74A	3,41%	0,18%/an
Silicium Amorphe (A)	P_{max}	125 W	14,38%	2.87%/an
	V_{max}	44V	0,43%	0,0043%
	I_{max}	2.84A	2,46%	0,49%/an
	V_{co}	59.36V	0%	0%/an
	I_{sc}	3.22A	3.10%	0,77%/an
	FF	0,57	3,5%	0,70%/an
Silicium amorphe (B)	I_{max}	44V	0,046%	0,009%/an
	V_{max}		0,09%	0,018%/an
	P_{max}	125+/-4%W	12,52%	2,5%/an
	V_{co}	59.36V	0%	0%/an
	I_{sc}	3.22A	2,48%	0,49%/an
	FF	0,57	0,29%	0,05%/an

La figure (**fig.IV.18.**) montre une comparaison du taux de dégradation des trois modules PV pour tous les paramètres évalués.

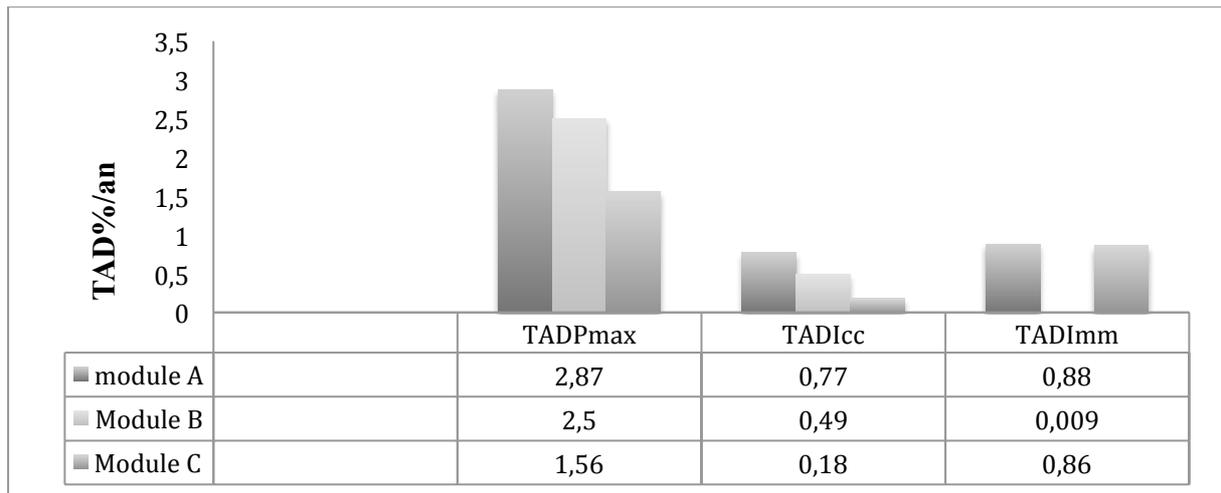


Fig. IV. 21. Taux annuel de dégradation des paramètres de performance individuels de chaque technologie de module PV.

IV-6-CONCLUSION

L'objectif principal de ce chapitre est de faire une étude comparative de la dégradation de performance des modules photovoltaïques après quelques années de fonctionnement en fonction des conditions environnementales (tempérée et subsaharienne) et de la technologie.

Dans un premier temps, on a évalué l'impact des conditions environnementales (tempérée et subsaharienne) sur les modules photovoltaïques polycristallins. La décoloration est le mode de dégradation prédominant sur les modules pour les deux climats considérés. Ainsi, une comparaison du taux annuel de dégradation (TAD) montre que les modules en Casamance sont plus impactés avec un TAD moyen de la puissance maximale de 9,07%/an et 0,79%/an respectivement pour les modules de Casamance et de Cologne.

D'autre part, ces résultats montrent que la technologie du silicium amorphe est plus impactée que la technologie du silicium cristalline pour le climat tempéré. Les pertes de la puissance maximale (P_{max}) représentent 2,87%/an pour le silicium amorphe et 1,56%/an pour le silicium cristallin pour une exposition de 5 ans.

Les résultats ont également montré que l'impact d'un climat sur une même technologie n'est pas homogène. En effet, des modules identiques (même technologie, même fabricant et même caractéristiques) exposés sous le même climat pendant la même durée peuvent présenter des taux dégradations très différents de leurs caractéristiques de performance.

Cependant, la sévérité des facteurs environnementaux varie d'un climat à un autre et de la durée d'exposition. La recherche sur la dégradation de performances selon le milieu considéré reste encore à approfondir. Le recours aux normes CEI 61215, CEI 61646 dédiés respectivement aux modules au silicium cristallin et aux modules en couches minces apportera des informations supplémentaires sur la durée de vie des modules.

Chapitre V: Essais accélérés de chaleur humide et de cycle thermique sur des mini-modules au silicium cristallin

Chapitre V: Essais accélérés de chaleur humide et de cycle thermique sur des mini-modules au silicium cristallin

V-1-Introduction

Ce chapitre porte sur l'étude de l'impact des essais accélérés sur les performances des modules PV au silicium cristallin. On s'intéresse aux essais environnementaux: cycles thermiques et à la chaleur humide. Des mini-modules au silicium cristallin sont utilisés dans la partie expérimentale. L'inspection visuelle, la thermographie infrarouge (IR) et l'électroluminescence (EL) sont utilisés pour l'analyse des résultats. En outre, l'impact de ces essais sur les performances électriques est également évalué. Ce travail est une contribution à l'étude de l'impact des conditions environnementales sévères (température, humidité, et leurs variations) sur les performances des modules en silicium cristallins majoritairement utilisés au Sénégal et en Afrique (90%).

V-2- Etat de l'art des essais accélérés

Dans la capacité totale installée au niveau mondial, les modules photovoltaïques au silicium cristallin (c-Si) représentent 90% [93]. Les normes de qualification aident l'industrie photovoltaïque à garantir la qualité et la durée de vie du service jusqu'à 20-25ans. Les paramètres de performance électrique et les valeurs d'efficacité thermodynamique d'un module photovoltaïque dépendent en grande partie des conditions environnementales telles que l'intensité solaire, la température ambiante et la vitesse du vent [94]–[96][97]. La température et l'humidité sont les principaux facteurs environnementaux qui influent sur les performances des modules solaires [98][56], [99]. Le rayonnement ultraviolet, l'humidité, les variations de température et la tension de polarisation négative sont considérés comme les principaux facteurs de dégradation des modules photovoltaïques en provoquant l'hydrolyse et la photodégradation des composants polymères, la corrosion du verre et des composants métalliques tels que les grilles et les interconnecteurs. [100]. Il a été bien documenté dans la littérature scientifique que les caractéristiques électriques des modules PV sont généralement fournies que dans les conditions STC [101].

L'octroi d'une garantie d'efficacité volontaire de la part des fabricants de modules PV est généralement une pratique courante sur le marché. Il est donc fréquent que 90% de la puissance initiale soit garantie pendant les 10 premières années ou à 80% de la puissance initiale

peut être acceptable pour les 20 premières années. Des modules photovoltaïques qui ne se détériorent pas au moins 20 à 30 ans sont nécessaires pour augmenter les profits générés par la production d'énergie solaire. Cela nécessite jusqu'à présent des données des installations PV sur le type et la fréquence des pannes. Plusieurs études ont indiqué que les modules PV certifiées CEI 61215 garantissent une durée de vie de 15 à 25 ans dans un climat relativement tempéré. Actuellement, les modules PV sont exposés à diverses contraintes sur le terrain, telles que la pénétration d'humidité, l'irradiation par les rayons UV, les cycles de hautes et basses températures, les contraintes électriques et les contraintes mécaniques. Ces contraintes multiples combinées dégradent les modules PV. Il est important de vérifier la fiabilité des modules PV pour un fonctionnement à long terme sur le terrain. L'une des limites du test de qualification est qu'il est effectué sur un nombre limité de modules (moins de 10) par rapport à 1000 modules PV produites chaque année.

En outre, cela ne confirme pas que tous les modules de production réussiront au test de chaleur humide[102].

En général, le test de qualification caractérise le module PV avec des normes spécifiques, mais ne donne pas la certitude quant à sa performance à long terme [103]. La durée de vie des modules ne peut être extrapolée qu'à partir des résultats de test des modules PV c-Si et mc-Si.

Les tests de fiabilité étendus des modules solaires avec des snails trails révèlent que la dégradation moyenne de l'énergie est respectivement de 1,77 et 0,68% après le test de chaleur humide de 61215 et le cycle thermique de 500cycles [104]. Une prévision précise et fiable de ces paramètres en fonction des conditions extérieures est indispensable pour évaluer les performances qualitatives et quantitatives des modules PV [105]. La feuille arrière recouvre la face arrière du module solaire et sert de bonne barrière contre l'humidité, assure la protection de l'environnement et l'isolation électrique requises pendant toute la durée de vie du système photovoltaïque[28], [106], [107]. Afin de garantir la fiabilité des modules photovoltaïques, les industries ont mis au point de nombreux tests de vieillissement accéléré afin de prédire la fiabilité des composants de modules photovoltaïques pendant toute leur durée de vie. Parmi ces tests, le test de chaleur humide réalisé à 85°C/ 85°HR pendant 1000heures est requis pour la certification CEI de même que celui du cycle thermique. Dans cette partie, les modules au

silicium cristallin sont étudiés, car ils sont dominants sur le marché et sont sensés exposés à l'extérieur sous des conditions climatiques extrêmes au Sénégal.

V-3- Norme CEI

Le comité technique CEI du photovoltaïque dénommé TC82 a pour responsabilité le développement des normes dédiées aux modules photovoltaïques. La figure V.1 montre les principales normes de qualifications des modules photovoltaïques.

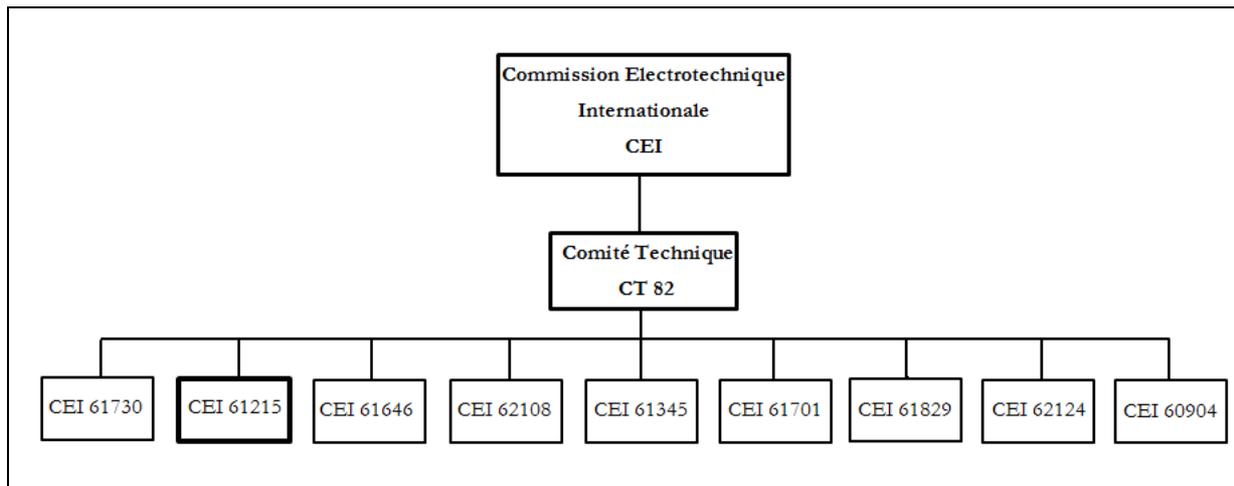


Figure V. 1. Les normes de qualification des modules photovoltaïques.

Les principales normes CEI exclusivement dédiées aux modules PV sont :

- CEI 61730 pour la sécurité et résistance des modules photovoltaïques,
- CEI 61215 pour les modules photovoltaïques en silicium cristallin,
- CEI 61646 pour les modules photovoltaïques en couches minces,
- CEI 62108 pour les modules photovoltaïques à concentration.

La présente partie de la CEI 61215 établit les exigences de la CEI pour la qualification de la conception et l'homologation des modules photovoltaïques (PV) pour les applications terrestres et pour une utilisation de longue durée dans les climats généraux à l'air libre, définis dans la CEI 60721-2-1. La présente norme est destinée à s'appliquer à tous les matériaux de modules à plaque plane au silicium cristallin pour des applications terrestres. La présente norme ne s'applique pas aux modules utilisés avec un ensoleillement intense, même si elle peut être utilisée pour les modules à faible ensoleillement. Dans cette étude, nous allons nous

focaliser sur la norme CEI61215 et 61730 afin d'analyser la fiabilité des modules photovoltaïques en silicium cristallin.

V-3-1- Norme CEI 61215

La durée de vie et la fiabilité à long terme des modules PV sont définies par les normes de qualification développées par la commission électrotechnique internationale (CEI). Les tests CEI 61215 et CEI61646 de la norme de qualification sont basés sur les modes de défaillance des modules PV se produisant pendant une exposition extérieure.

La CEI 61215 décrit également certains tests pertinents pour les matériaux ou les composants de modules PV afin de qualifier ces composants pour une utilisation dans les modules du point de vue de la sécurité. Il est important de mentionner ici le test suivant, car il influence la tension de fonctionnement autorisée du module :

- Test de décharge partielle TSM 15 : test du matériau de la feuille arrière pour mesurer les courants de décharge. Cette édition de la CEI 61215-1 inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à la deuxième édition de la CEI 61215 : 2005 et la deuxième édition de la CEI 61646 : 2008 :

- Réorganisation de la série de normes selon une structure cohérente avec les autres normes de la CEI ;
- Réécriture de la procédure d'échantillonnage ;
- Définition améliorée des exigences de marquage pour la plaque signalétique et la documentation générale ;
- Division des critères d'acceptation/de rejet en deux points. Le premier vérifie la puissance maximale initiale dans les STC par rapport aux caractéristiques assignées mentionnées sur la plaque signalétique. Le deuxième définit la perte de puissance au cours de l'essai de vieillissement accéléré ;
- Révision de l'essai de tenue à l'échauffement localisé ;
- Mise à jour des autres essais pour des raisons d'homogénéité avec les modifications apportées à la CEI 61646 ;
- Suppression de la méthode de mesure des coefficients de température et renvoi à la CEI 60891 ;

- Définition de la NMOT (Nominal Module Operating Température) comme étant la température nominale de fonctionnement du module mesurée aux conditions de puissance maximale ;
- Réécriture de la norme en utilisant la NMOT à la place de la NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) et renvoi à la future CEI 61853-2 pour la procédure d'essai.
- Réécriture de l'essai de robustesse des sorties pour inclure l'évaluation des modules câbles et des boîtes de jonction ;
- Stabilisation des modules PV mis en œuvre cette procédure remplace la procédure d'exploitation prolongée au rayonnement lumineux de la CEI 61646 ou le préconditionnement de la CEI 61215.

V-3-1-1-Présentation des séquences de la norme CEI 61215

Le CEI 61215 contient plusieurs séquences de tests qui consistent en des tests de caractérisation qui mesurent ou définissent un statut spécifique du module, ainsi que des tests de vieillissement qui exposent les modules à des charges définies lors d'essais de vieillissement. La certification doit donc être considérée comme absolument nécessaire si l'objectif est la qualité et la fiabilité. Mais il convient également de mentionner que les tests d'homologation de type complets ne sont effectués qu'avec un ensemble de huit modules. Deux d'entre eux sont exposés aux tests UV, aux 50 cycles et au gel GH, deux au test du 200 cycles, et deux au test de CH, un suivi de la charge mécanique et un suivi de test de grêle, un exposé à l'extérieur et un est conservé comme unité de contrôle. Nous donnons dans cette partie une description complète des tests les plus importants ou cruciaux. Des numéros sont donnés pour les différents tests tels qu'ils sont utilisés dans la CEI 61215 (10.xx), et puisque plusieurs des tests sont également pertinents pour la CEI 61730, ils sont également utilisés : il s'agit des tests de sécurité des modules (TSM). La caractérisation des modules est effectuée dans un état initial des modules, après un préconditionnement des modules en les exposant à au moins 5KWh/m² de lumière solaire, et après les différents tests de vieillissement afin d'identifier les changements dus à la dégradation lors du vieillissement. La caractérisation comprend principalement les tests indiqués à la figure V-2.

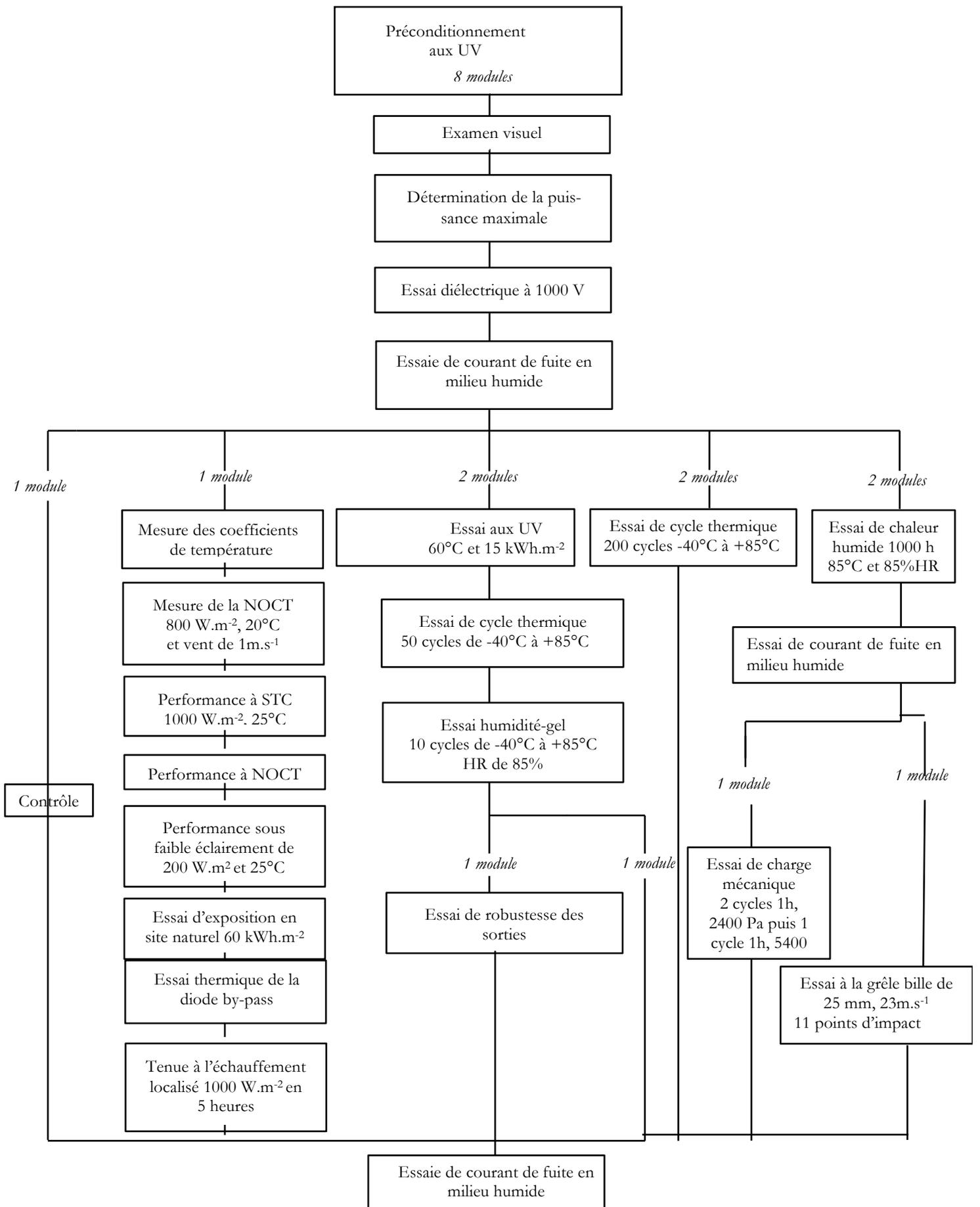


Figure V. 2. Séquences d'essais de la norme CEI 61215 :2005

- Inspection visuelle 10.1 ; TSM 01 : définir le statut visuel ;
- Les performances dans les conditions de test (STC) 10.6_a définies dans la norme, par exemple, à une intensité lumineuse de 1000W/m^2 , 25°C et un spectre de masse atmosphérique AM 1,5 pour définir les performances électriques des modules dans ces conditions définies ;
- Les tests de sécurité électrique, tels que les tests de courant de fuite sur sol mouillé et les tests de résistance diélectrique, décrits dans la norme CEI 61730 ci- dessus, permettent de vérifier les conditions de sécurité des modules.
- L'exposition à l'extérieur 10.8 : l'exposition des modules à l'extérieur pour au moins de 50kWh/m^2 de soleil, une très faible dose de soleil, généralement insuffisante pour provoquer une dégradation ou montrer des faiblesses de matériaux ou de modules ;
- Préconditionnement aux UV (UV) 10.10, TSM 54 : l'exposition des modules à une lumière UV de 15kWh/m^2 afin de provoquer des effets dus au vieillissement UV, exemple de matériaux polymères ; la dose UV ne correspond qu'à une dose UV naturelle de 3mois sous des climats modérés comme en Allemagne ou encore moins sous des climats plus ensoleillés ; la dose n'est généralement pas suffisante pour montrer les faiblesses des matériaux, et le test s'appelle donc uniquement le préconditionnement ; le préconditionnement UV est suivi du test de cycle thermique et du gel d'humidité ;
- Les cycles thermiques (CT) : exposition des modules à 50 (CT 50) 10.11, TSM 51b ou 200 (CT 200) 10.11, TSM 51a : des cycles de 640°C à 850°C pour provoquer des effets pertinents et précieux, mais aucune corrélation scientifique avec les charges extérieures où la durée de vie spécifique des modules ;
- Les essais de gel humide (GH) 10.12 TSM 52 : exposition des modules à 10 cycles de -40°C à 85°C et 85% d'humidité relative afin de provoquer des effets dus au gel de l'eau ou de l'humidité pénétrant dans les modules ou les matériaux ;
- L'essai de chaleur humide (CH) 10.13, TSM 53 : c'est l'exposition des modules à 85%RH à 85°C pendant 1000h pour provoquer des effets dus à une humidité élevée et / ou à une température élevée, tels que l'hydrolyse de matériaux polymères ou la

corrosion des vitrages ou des revêtements ; cet essai a des effets pertinents et précieux, mais n'a aucune corrélation scientifique avec les charges extérieures ou la durée de vie spécifique des modules ;

- L'essai de résistance à la grêle 10.17 : c'est l'exposition des modules à la grêle avec une taille et une vitesse définie ; ne provoque généralement d'effets que si le verre non trempé est utilisé comme vitrage ;
- L'essai de la charge mécanique (CM) 10.16, TSM 34 : exposition des modules à des efforts mécaniques externes de ± 2400 Pa en trois cycles et 5400 Pa de face si la stabilité contre les charges de neiges importantes est démontrée ; les tests sont effectués à la température ambiante, ce qui simule pas des conditions réalistes pour les charges de neige, car les propriétés des matériaux dépendent généralement de la température et les durées de cycles ne simulent pas les conditions de charge du vent.
- Le test de point chaud 10.9 STM 22 : représente test de modules sous éclairage et ombrage partiel d'une cellule afin de provoquer des points chauds et de tester la stabilité et la sécurité dans ces conditions cruciales.

V-3-1-2- Conditions d'acceptation

En général, on peut affirmer que les tests de la CEI61215 fournissent des résultats valables et importants pour identifier des modules de qualité mineure et posent des problèmes évidents de matériaux, de combinaisons de matériaux ou de qualité de production.

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

- La dégradation de la puissance maximale fournie dans les conditions d'essais normalisés (STC) n'excède ni la limite prescrite après chaque essai, ni 8% chaque séquence d'essais ;
- Aucun échantillon n'a présenté de circuit ouvert ou de défaut de masse pendant les essais ;
- Il n'y a pas de défaut visuel majeur évident comme définit à la section II.3.1;
- Les exigences de l'essai d'isolement sont remplies après les essais.

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

V-3-1-3- Les limites des normes de certification des modules PV

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

Ainsi, les normes de qualification CEI 61215, CEI 61646 et CEI 62108 ne permettent pas de déterminer des durées de vie étant donnée la faible durée des essais, la faible sévérité des essais (par exemple, une température de module de 85°C pour un essai de chaleur humide alors qu'un module atteint facilement une température de 60°C en fonctionnement) et le faible nombre de modules par échantillon soit deux modules au maximum par échantillon comme le montre la figure fig.V-2. Afin de contourner ces limites des normes de qualification dans le but de réaliser des essais de fiabilité des modules PV, Wohlgemuth propose plusieurs approches [108] :

- extension du temps ou du nombre de cycles des mêmes essais utilisés dans la séquence d'essais de la qualification ;
- augmentation des facteurs d'accélération pour les mêmes tests que ceux de la séquence d'essais de qualification ;
- utilisation simultanée de plusieurs contraintes durant les essais ;

- utilisation des essais accélérés inexistant dans les essais de qualification préconisés par les normes ;
- mise en place d'un plan de déverminage : utiliser les essais accélérés avant de mettre le module en exposition extérieure,
- réalisation des essais de dégradation accélérée.

Ces approches sont essentiellement utilisées dans les essais accélérés pour la détermination de la durée de vie des modules photovoltaïques avec l'augmentation du nombre de cycles et le cumul des contraintes et une augmentation de la sévérité des essais [109].

Dans la plupart des tests accélérés, les modules PV sont exposés à des plages extrêmes de température et d'humidité, alors que lors d'une analyse normale dans les conditions réelles des modules PV, ils sont simultanément exposés à la température, à l'humidité et à la lumière. Ainsi, afin d'étudier les effets possibles, il est nécessaire de réaliser un test d'exposition combiné [103]

V-3-2- Norme CEI 61730

Les tests de sécurité des modules PV tels que requis par la loi dans de nombreux pays, sont couverts par la norme CEI 61730. La pertinence pour des pays spécifiques dépend des réglementations nationales et doit être vérifiée pour chaque pays. La CEI 61730 est divisée en deux parties la qualification de sécurité des modules photovoltaïques (PV):

- CEI 61730-1 Partie1 : exigences de construction, de dernière version de CEI 61730-1 : 2004 + AMD1 : 2011 + AMD2 : 2013, de 2004 avec amendements de 2011 et 2013 ;
- CEI 61730-2 ; 2004 + AMD1 :2011, de 2004, avec amendements de 2001.

Les deux parties sont applicables si une certification est requise. La partie1 décrit les exigences générales auxquelles doivent répondre les matériaux et la conception des modules, par exemple : les distances entre les pièces de la vie et le cadre ou les propriétés des matériaux. Les modules spécifiques ne sont pas décrits ici, car elles sont en discussion et le lecteur devrait donc toujours consulter la dernière de la norme. La partie2 décrit les tests, les séquences et les critères de réussite / d'échec des tests de sécurité des modules PV. Semblablement à la CEI61215, il consiste en des tests de caractérisation permettant de mesurer l'état ou les modifications des échantillons et des tests de vieillissement. Plusieurs tests étant similaires à ceux

de la norme CEI61215, il est généralement judicieux de réaliser les tests de la CEI61215 et 61730 pour un type de module en parallèle.

La désignation et la numérotation du test de la CEI61730 utilisent le test de sécurité du module abrégé (TSM) pour chaque test. Plusieurs tests sont contenus dans la CEI61215 (numérotation 10.xx) et portent également un numéro de TSM, car ils font partie de la CEI61730.

V-4-Séquences des tests environnementaux

Dans cette étude nous nous sommes intéressés aux séquences environnementales (température, humidité relative et leur variation) de la norme 61215. Le cycle thermique et la chaleur humide sont les séquences ciblées.

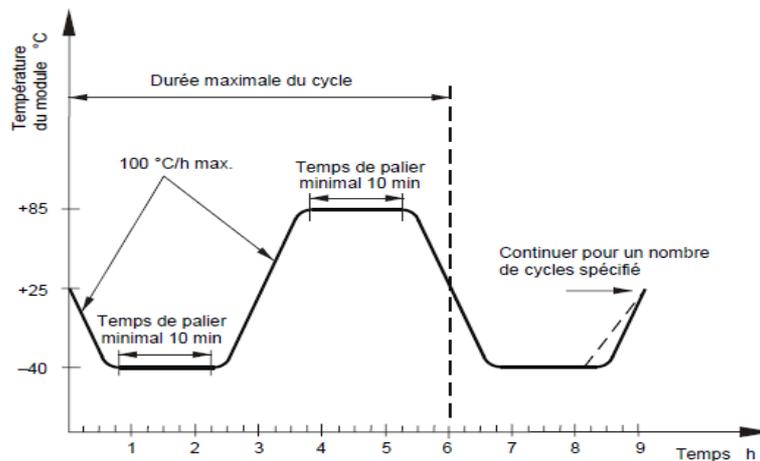
V-4-1-Présentation du cycle thermique

L'essai de cycle thermique permet de vérifier la résistance du module PV face aux conditions extrêmes de fonctionnement relatives aux grandes variations de température. Le plus souvent, les connexions soudées sont mises à l'épreuve en raison des différents coefficients de dilatation thermique des différents matériaux encapsulés. Cela peut entraîner une défaillance pour des défauts majeurs, une dégradation de la puissance maximale, une interruption des circuits électriques.

V-4-1-1-Séquence du cycle thermique

Au cours de cet essai, les modules PV sous-essai sont soumis à une température de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ pendant au moins 30 minutes. Dans une deuxième étape, les modules sont placés en l'espace de 10 secondes dans un four préchauffé à $+85\text{ }^{\circ}\text{C}$ pendant 30 minutes supplémentaires. Ces deux étapes constituent un cycle thermique comme le montre la figure **V.3**. La norme CEI 61251 exige de répéter l'opération pendant 200 fois correspondant à 200 cycles.

La figure **V3**) représente le schéma du cycle thermique accepté à la commission internationale d'électrotechnique.



FigureV. 3. Cycle thermique selon la CEI 61215

V-4-1-2-Effet du cycle thermique

Les essais de gel humide (GH) 10.12 TSM 52 : exposition des modules à 10 cycles de -40°C à 85°C et 85% d'humidité relative afin de provoquer des effets dus au gel de l'eau ou de l'humidité pénétrant dans les modules ou les matériaux ; ces essais tiennent compte de la variation de la température pour l'essai du cycle thermique (CEI 61730-2, TSM 51) de -40° à 85°C , ces effets provoquent un changement de phase de l'encapsulant EVA (Ethylène Vinyle acétate) aux environ de 30°C . Cela peut entraîner une accumulation de contrainte de cisaillement dans le module conduisant éventuellement à une rupture des cellules dans le cas de l'éthylène vinyle acétate (EVA).

V-4-2-Présentation de la chaleur humide

Le test de chaleur humide consiste à déterminer la capacité du module PV à résister à une exposition à long terme à la pénétration de l'humidité en appliquant une température de $85 \pm 2^{\circ}\text{C}$ et une humidité de $85\% \pm 5\%$ pendant 1000 heures. Le test de chaleur humide (1000h) est le plus sévère et figure en tête du taux de défaillance dans certains laboratoires, représentant jusqu'à 40 à 50% du nombre total de défaillance des modules PV en silicium cristallin. La sévérité de ce test met particulièrement à l'épreuve le processus de laminage et l'étanchéité des bords à l'humidité. La délamination et la corrosion des parties des cellules peuvent être observées suite à la pénétration d'humidité.

V-4-2-1-Séquence de la chaleur humide

L'essai *humidité-gel* a pour but de déterminer l'aptitude d'un module à supporter les effets dus à la succession de conditions de température élevée et d'humidité suivies de séjour à température au-dessous de zéro. Ce n'est pas un essai de choc thermique. La figure V.4 présente le cycle humidité-gel tel que prescrit par la norme CEI 61215

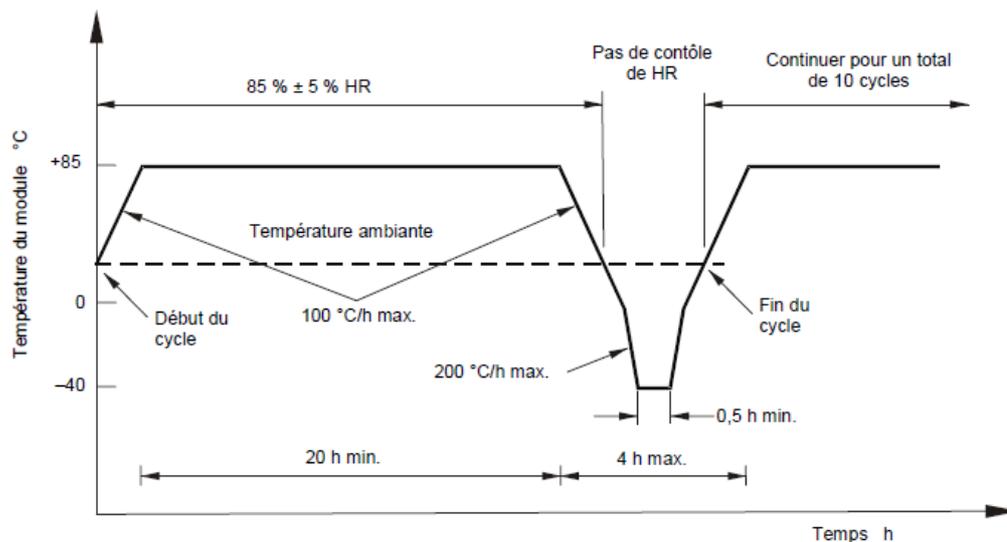


Figure V. 4. Humidité-gel CEI 61215

V-4-2-2-Effet de la chaleur humide

La feuille arrière recouvre la face arrière du module solaire et sert de barrière contre l'humidité, assure la protection contre l'environnement et l'isolation électrique requises pendant toute la durée de vie du module photovoltaïque [28], [106], [107].

L'essai de chaleur humide correspond à une exposition des modules PV à 85%RH à 85°C pendant 1000h pour provoquer des effets dus à une humidité élevée et / ou à une température élevée, tels que l'hydrolyse de matériaux polymères ou la corrosion des vitrages ou des revêtements. Il peut entraîner des effets pertinents et précieux, mais aucune corrélation scientifique avec les charges extérieures ou la durée de vie spécifique des modules. Le test de chaleur humide dans lequel l'échantillon à tester est exposé à une atmosphère de 85°C et à une humidité relative de 85% est l'un des tests d'accélération utilisés pour les modules et composants PV. Le test de chaleur humide est généralement effectué car l'appareil de test est simple et il peut dégrader les modules PV en peu de temps.

Les performances des modules PV sont également affectées lorsque l'humidité pénètre dans la feuille arrière des modules PV via les feuilles en EVA (Ethylene vinyl acetate) [110] car elle peut affaiblir les liaisons adhésives interraciales lors de la pénétration du polymère et de l'atteinte de la cellule solaire. Cela entraîne une délamination [111], perte de passivation, une augmentation du nombre de chemins d'accès et la corrosion des joints de soudure. R. Laronde et al. [112] ont rapporté que les modules sont dégradés à cause de la corrosion lors du test de la chaleur humide. N. Park et al. [113] ont signalé que l'effet de l'essai de chaleur humide sur les modules PV est une corrosion ou une conductivité réduite du module PV. Ils ont également montré que des températures plus élevées accéléreraient la pénétration de vapeur d'eau dans les modules et les réactions de dégradation subséquentes.

V-5-Etude expérimentale

V-5-1-Description de la méthode expérimentale

Dans cette partie du travail, nous avons utilisé des mini-modules au silicium cristallin représentatifs de la technologie la plus utilisée au niveau local caractérisé par des conditions climatiques extrêmes. Les données techniques des modules PV sont énumérées dans le [tableau.V.2](#).

Des techniques de diagnostic non destructives comprenant l'inspection visuelle, l'analyse de la courbe I-V, l'imagerie thermique infrarouge (IR) et l'électroluminescence (EL) sont utilisées pour analyser les résultats expérimentaux. L'organigramme de la figure **V5** présente la chronologie de la méthodologie utilisée.

La méthodologie est composée des étapes suivantes :

- essais accélérés (cycle thermique ou chaleur humide) ;
- Inspection visuelle ;
- Imagerie par Electroluminescence (EL) ;
- Imagerie par Thermographie infrarouge (IR) ;
- Analyse des Caractéristique I-V et P-V (I_{cc} , P_{max} , V_{co}).

Pour éviter un cumul des impacts des deux essais sur un même module PV, chaque module n'est soumis qu'à un seul type d'essai (chaleur humide ou cycle thermique). En effet, deux modules ont subi des cycles de chaleur humide (A et B) et deux modules (C et D) des cycles

thermiques (C et D). Le tableau 1 montre les caractéristiques des différents types d'essais pour chaque module en l'occurrence le nombre de cycles et leurs durées.

Tableau.V. 1. Différents types de test des modules étudiés

Modules	Nature des essais	Nombre de cycles	Durée des essais
A	Chaleur humide	-	1300h
B	Chaleur humide	-	1000h
C	Cycle thermique	55	273h 16mn
D	Cycle thermique	66	327h 8mn

Tableau.V. 2. Caractéristiques du module testé

Paramètres	Valeur
Puissance crête (P_c)	750mW
Courant de court-circuit (I_{cc})	250mA
Tension à circuit-ouvert (V_{co})	3V
Dimensions (W*H*D)	62*120*3 mm

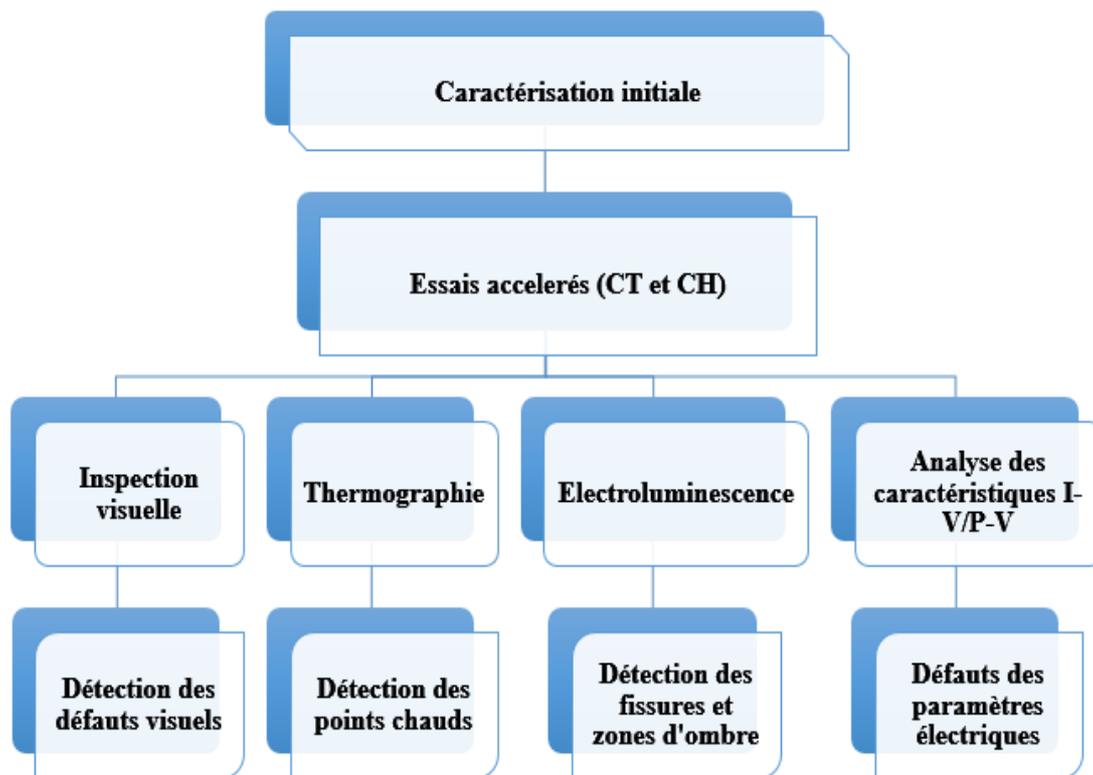


Fig.V. 5. Organigramme de la méthodologie

V-5-2- Présentation des essais et des plateformes expérimentales

Cette partie consiste à illustrer les résultats expérimentaux relatifs à l’effet de la chaleur humide et du cycle thermique des modules photovoltaïques au silicium cristallin. Dans un premier temps les plateformes utilisées sont présentées. Ensuite les différents résultats seront analysés.

V-5-2-1- Cycle thermique

Le cycle thermique utilisé dans ce travail s’est référé à celui présenté à la norme 61215 (**figure.V.3.**). Il a été adapté en tenant compte des variations climatiques en Afrique particulièrement au Sénégal. En effet, les températures négatives restent impertinentes dans ce contexte. La **figure.V.6** (.) présente le cycle thermique proprement utilisé. Il peut être divisé en quatre phases :

- préchauffage des modules à 27°C pendant 30mn ;
- montée en température de 27°C à 85°C ;

- maintien de la température à 85°C pendant 60mn ;
- refroidissement de 87°C à 27°C.

Ce cycle a été appliqué aux modules C et D avec respectivement 55 et 66 cycles.

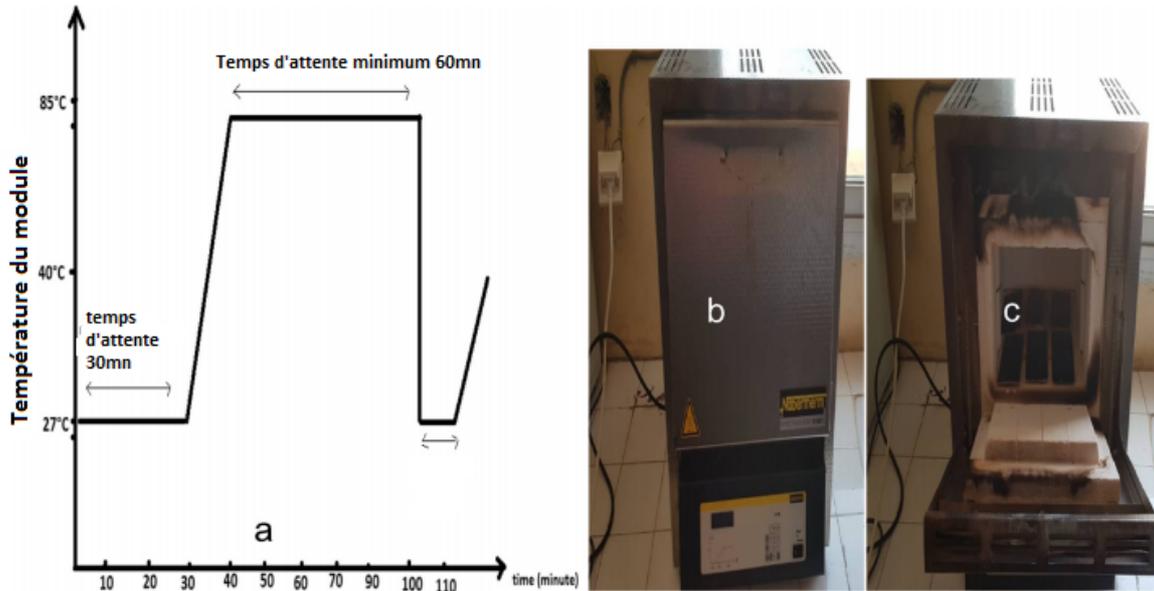


Figure.V. 6. Cycle thermique utilisé (a) et enceinte thermique (b et c)

V-5-2-2-Essais de la chaleur humide

Le cycle la chaleur humide est également inspiré de celui de la norme 61215 (**figureV.4**). Il a été adapté aux conditions climatiques de la zone d'étude de l'Afrique en générale et le Sénégal en particulier. En effet les températures négatives qui sont improbables dans notre contexte ne sont pas considérées (supprimées). Le cycle présente quatre phases (**figureV.7.**) qui sont:

- la phase de montée en température de 27°C à 85°C, l'humidité relative est maintenue à 85% ;
- la phase de maintien de la température à 85°C et de l'humidité à 85% ;
- la phase de descente en température de 85°C à 27°C et l'humidité maintenue à 85% ;
- la phase de maintien de la température à 27°C sans le contrôle de l'humidité.

Dans notre étude, les modules A et B sont exposés à la chaleur humide 85°C/85%HR pendant respectivement 1300h et 1000h dans une chambre climatique (**figure V.7.**)

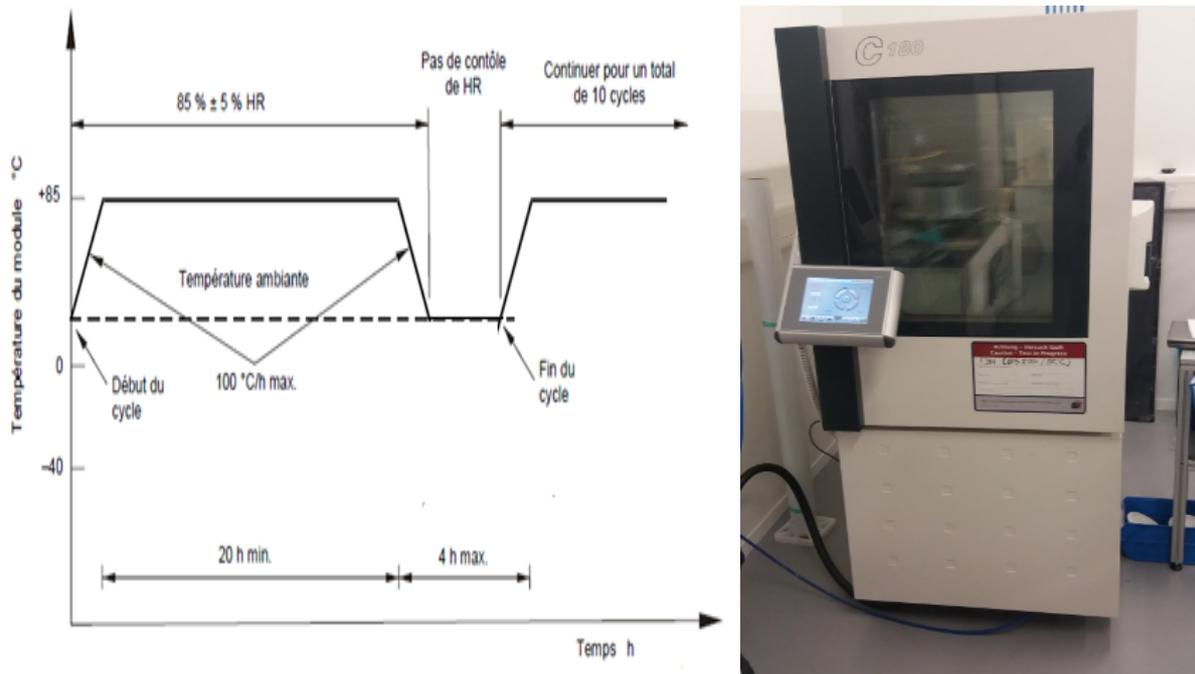


Figure V. 7. Cycle de chaleur humide et chambre climatique

V-5-3- Résultats et discussion

Dans cette partie, nous présentons et analysons les différents résultats relatifs à l'impact du cycle humide et de la chaleur humide sur les modules photovoltaïques étudiés à partir des méthodes de détection des défauts en l'occurrence l'inspection visuelle, l'imagerie infrarouge l'électroluminescence et l'analyse des performances électriques.

V-5-3-1-Cycle thermique

Les différents résultats obtenus par l'effet du cycle thermique sur les modules C et D sont présentés et analysés à partir des méthodes de détections des défauts. Par conséquent, une corrélation est faite selon les types de défauts observés pour chaque méthode.

V-5-3-1-1-Inspection visuelle

L'inspection visuelle des modules C et D montre que la décoloration est le mode de dégradation prédominant sur les modules comme indiqué sur la figure **V.8** . Il faut noter que le type de décoloration obtenu dans notre cas tend vers le blanc alors qu'habituellement dans les autres études la décoloration tend plutôt vers le jaune ou le noir. Par ailleurs, la délamination apparaît aussi sur les bords des modules. Ces modes de dégradations sont dus le plus souvent à l'effet de la variation de température [34].

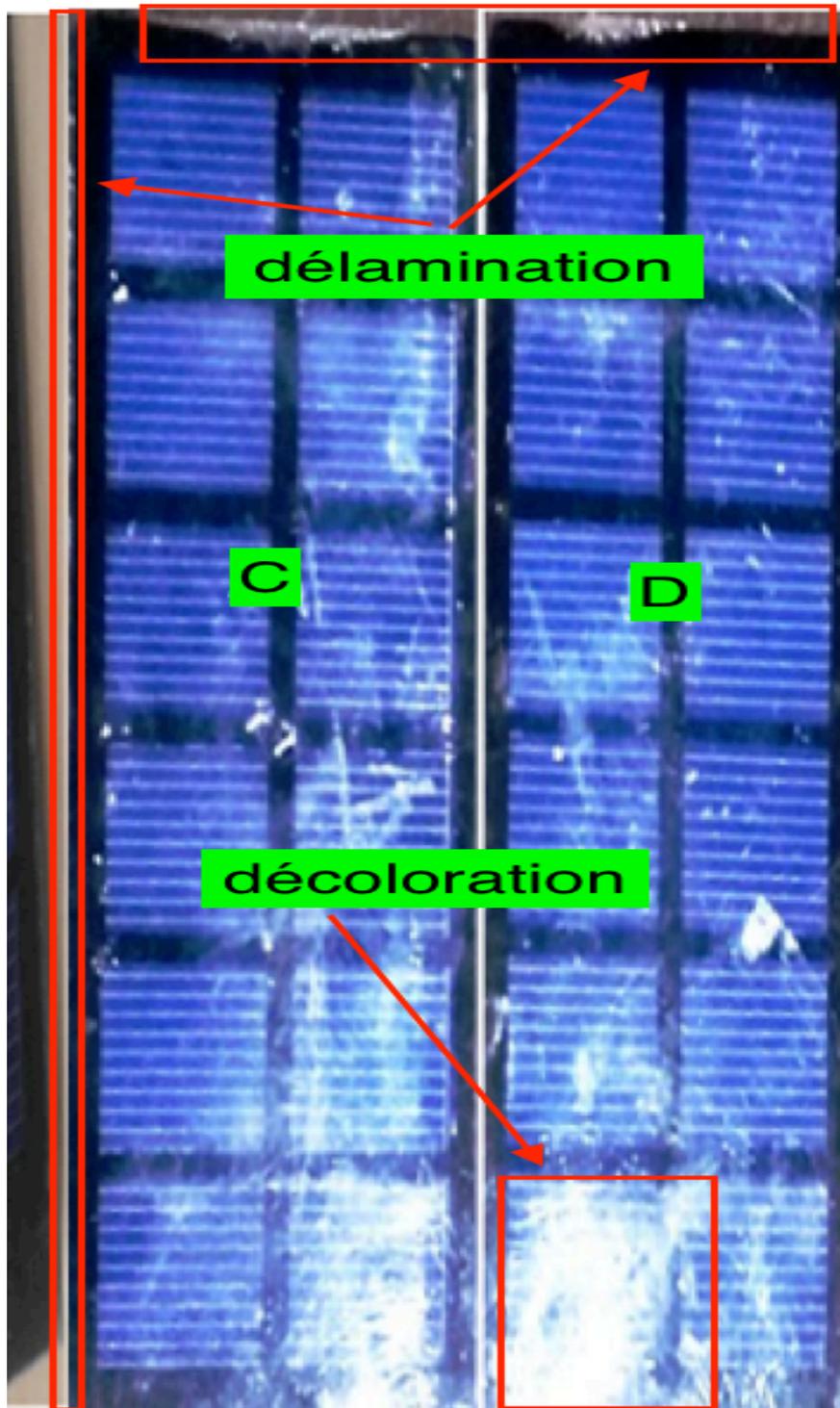


Figure V. 8. Résultats de l'inspection visuelle des modules C et D.

V-5-3-1-2- Analyse par Imagerie Thermique infrarouge (IR)

Pour un module PV non dégradé, toutes les cellules sont identiques à l'état initial. La distribution de la température est homogène car toutes les cellules ont les mêmes caractéristiques.

Par conséquent la température de toute la cellule doit être identiques dans un module non dégradé. La visualisation d'images par thermographie infrarouge (IR) de modules PV est donc un outil très utile pour étudier l'état actuel d'un module PV. Les points chauds indiquent une baisse de l'efficacité de la conversion photovoltaïque dans ces zones, où le surplus de courant d'autres zones est dissipé sous forme de chaleur. On constate un gradient de température sur les modules C et D. Cette différence de température est de $42,1^{\circ}\text{C}$ pour le module C et $50,9^{\circ}\text{C}$ pour le module D. Par ailleurs, la thermographie du module D avec la caméra (Testo 875i) montre des valeurs de températures allant jusqu'à $47,5^{\circ}\text{C}$. Ces valeurs de températures sont supérieures à la température nominale de fonctionnement. Par conséquent, ces modules présentent des points chauds qui caractérisent des zones d'ombres ou des cellules électriquement défectueuses. Ces défauts sont dus à la rupture des soudures au niveau des interconnexions sous l'effet de la variation de température du cycle thermique. Comme indiqué aux figures **V.9** et **V.10. a**, les modules C et D présentent des zones d'ombres caractérisant l'effet du cycle thermique. L'histogramme thermique permet d'avoir un aperçu en valeurs relatives de la répartition des températures sur toute la surface du module D. Chaque couleur de l'histogramme montre un intervalle de température sur le module et sa hauteur renseigne sur la surface relative sur l'image thermique. La figure **V.10. b** montre un intervalle qui peut aller jusqu'à $48,9^{\circ}\text{C}$ confirmant la présence des points chauds sur le module D. Le module C n'a pas pu donner un histogramme thermique à cause du grand nombre défauts enregistrés. La figure **V.11** montre les profils des températures des lignes P1 et P2 du module D. Le profil de température de la ligne P1 est moins homogène avec des températures allant de 30°C à $48,98^{\circ}\text{C}$.

Pour la ligne P2, la température est beaucoup plus homogène comme le montre la figure **V.10** avec une variation de $30,8^{\circ}\text{C}$ à $34,8^{\circ}\text{C}$. Par conséquent, les défauts dus au cycle thermique sont localisés sur la ligne P1 au voisinage de la boîte de jonction.

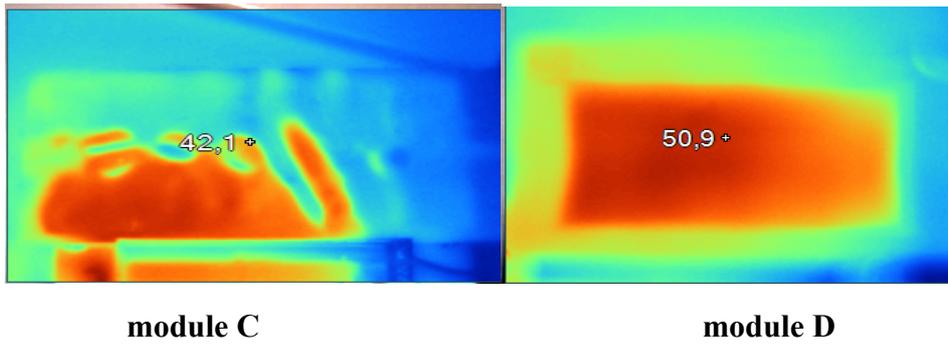


Figure V. 9. Thermographie infrarouge (IR) en utilisant le (FLTiR Ti9) des modules C et D

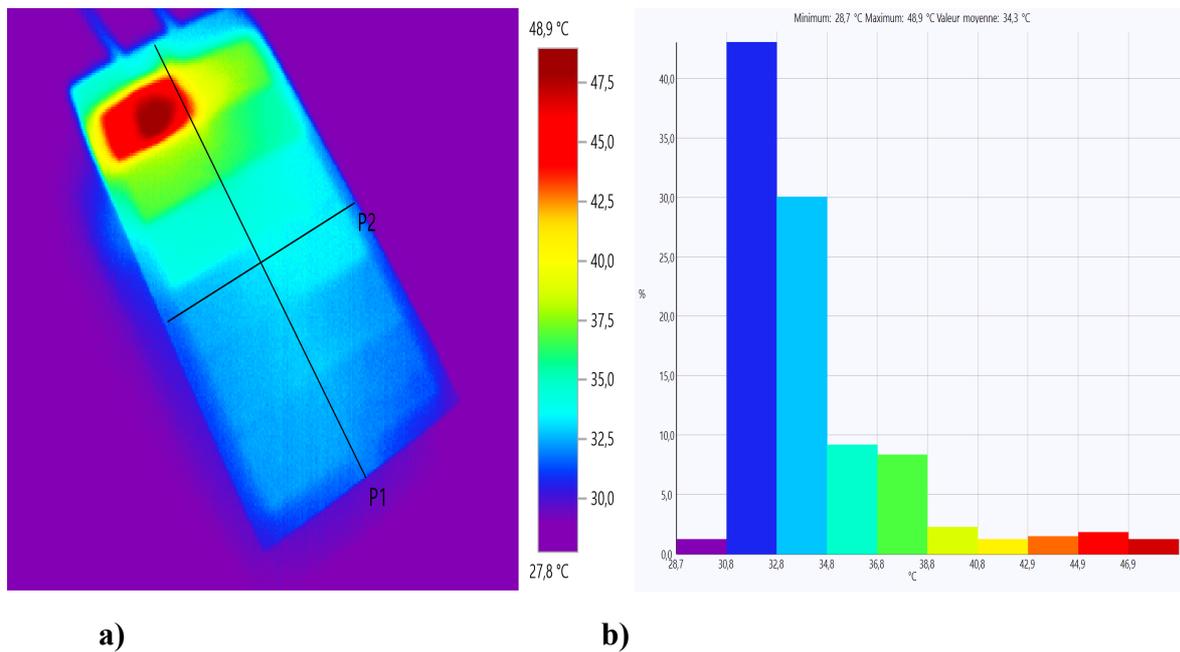


Figure V. 10. a) Thermographie (IR) (Testo 875i) du module D b) Histogramme thermique du module D

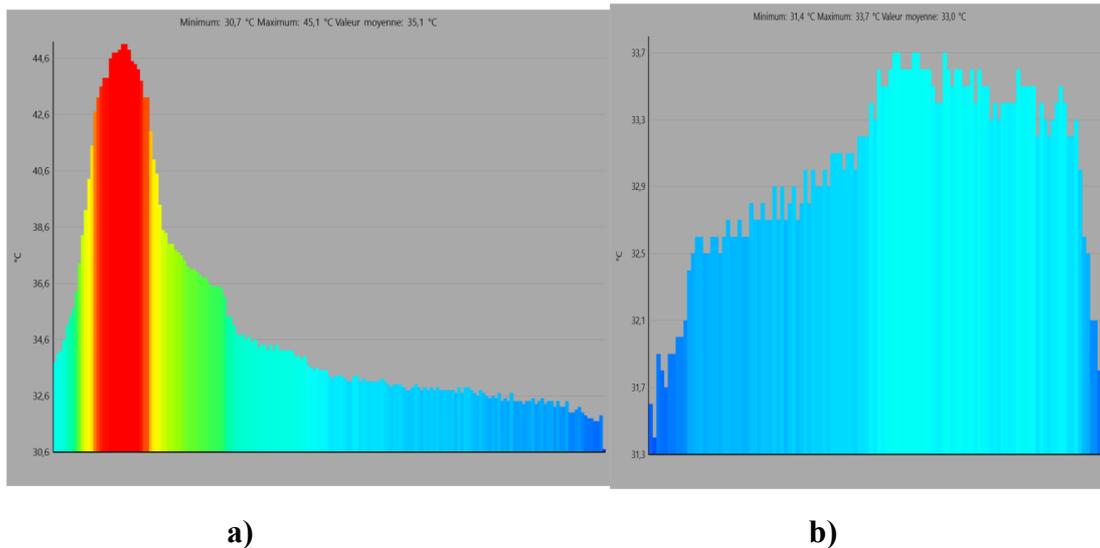


Figure V. 11. Profils de température de la ligne P1 (a) et P2 b) du module D

V-5-3-1-3-Analyse par Electroluminescence

L'imagerie par électroluminescence des deux modules PV, C et D, a été réalisée pour approfondir l'étude. Dans le premier cas, le courant injecté est égal au courant de court-circuit (250mA) du module et dans le second cas, le courant injecté est supérieur au courant de court-circuit du module ($2I_{cc}$ -500mA). Les images correspondantes sont illustrées par les figures V.12 et V.13 et ont été obtenues par la Caméra (Nikon D5300).

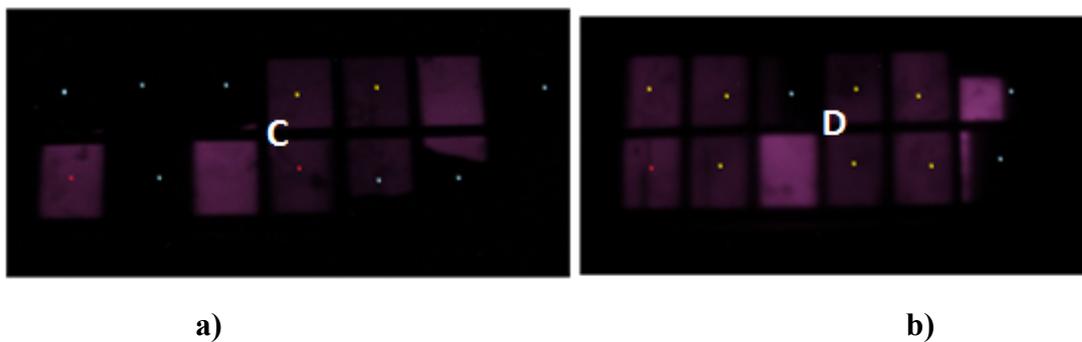
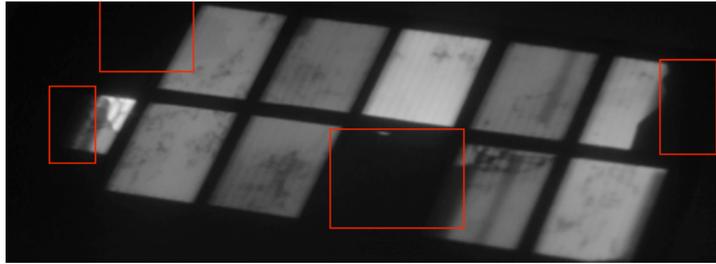


Figure V. 12. Image par Electroluminescent des modules C a) et D b) avec un courant de $I = I_{cc}$



Module D

Figure V. 13. Electroluminescent du module D avec un courant de $I > I_{sc}$ (Nikon D5300)

Les phénomènes suivants ont été observés sur les modules C et D :

- les cellules avec doigts interrompus entraînant des zones plus sombres dans les zones actives des cellules solaires
- Les zones sombres dans la zone des cellules provoquées par des fissures dans les cellules solaires et / ou une interruption de la métallisation. Le module C présente 5 cellules partiellement noircies. Pour ce qui est du module D, on note 2 cellules partiellement noircies. Ces zones noircies situées dans la zone active d'une cellule solaire indiquent une déconnexion complète, qui peut être provoquée par l'interruption de la métallisation avant ou arrière.
- Les cellules présentant une décoloration pouvant être provoquée par la corrosion et caractérisées par des zones sombres intermédiaires entre le noir et la claire.

Le **tableau.V. 3.** présente la représentativité des différents types de défauts observés sur les modules en fonction du nombre de cycles thermiques. Pour le module C, 16,66% des cellules présentent une décoloration et / ou une corrosion, 41,66% des cellules présentent une zone noircie et 16,66% montre une interruption de contacts. Pour le module D, 8,33% des cellules présentent une décoloration et/ou une corrosion, 25% des cellules présentent des zones noircies due à la fissuration et 58,33% des cellules montrent une interruption des contacts. Le défaut prédominant pour module C est le noircissement dû à la fissuration (noircissement partiel) alors que pour D (66cycles) le type de défaut prédominant c'est l'interruption des contacts. Les résultats révèlent que l'augmentation du nombre de cycles thermiques favorise les interruptions de contacts.

Tableau.V.3. Répartition des défauts observés

Type de dégradation	Module 55 cycles (module C)	Module 66cycles (module D)
Décoloration et/ou corrosion	16,66%	8,33%
Zone noircie (fissuration)	41,66%	25%
Interruption des contacts	16,66%	58,33%

V-5-3-1-4-Impact sur les performances électriques

La figure V.14 montre les caractéristiques de performances (I-V) des modules C et D après les avoir soumis respectivement à 55 et 66 cycles thermiques. On note que la tension à circuit-ouvert n'est presque pas impactée par le test du cycle thermique pour les 2 modules. Ce constat est confirmé par les résultats présentés dans [114]. Par ailleurs, on note sur les 2 modules, une augmentation de la résistance série qui se traduit par une diminution du courant de court-circuit et du facteur de forme. Cette baisse de courant de court-circuit peut être entraînée par la décoloration ou la délamination modifiant les propriétés optiques des modules. Cette diminution du courant de court-circuit est beaucoup plus accentuée pour le module D. Elle représente 8,33% pour le module C et 25% pour le module D. Pour le courant maximal, elle représente 32% pour le module C et 33,2% pour le module D. Ce résultat met en évidence l'effet du nombre de cycles thermiques sur les paramètres de performance [56], [99]. En effet, plus le nombre de cycle est élevé plus le courant de court-circuit est impacté.

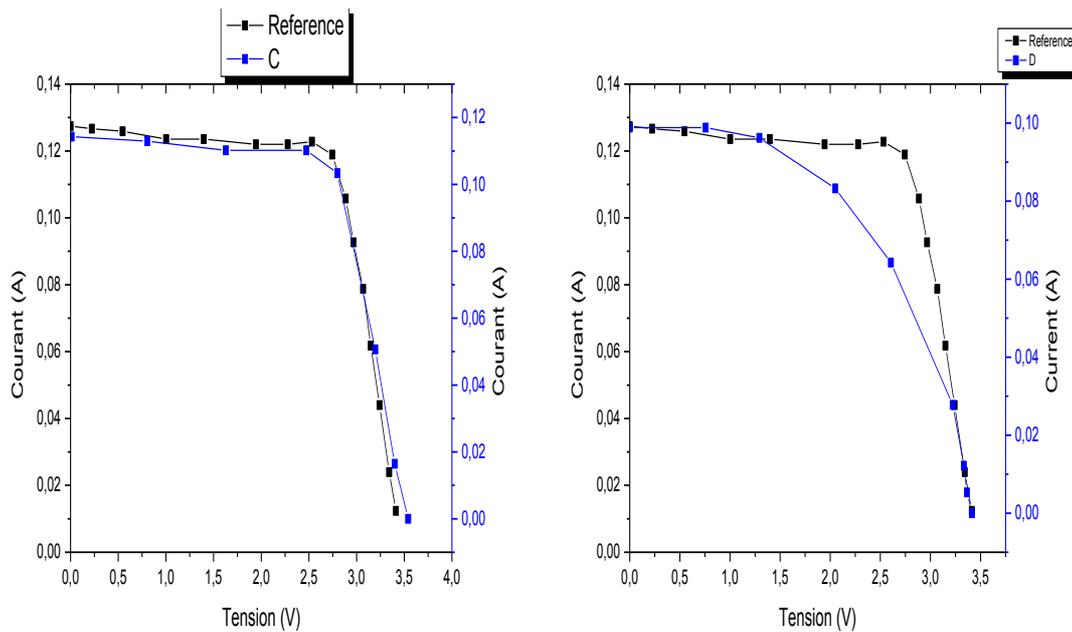


Fig.V. 14. Caractéristique I-V des Modules C et D après le cycle thermique.

V-5-3-2-Chaleur humide

Dans cette partie, les résultats relatifs à l'impact de la chaleur humide sur les modules A et B sont présentés. Les mêmes méthodes d'analyse que pour le cycle thermique sont utilisées, c'est à dire l'inspection visuelle, l'imagerie infrarouge, l'imagerie par électroluminescence et l'analyse des paramètres électriques.

V-5-3-2-1-Inspection visuelle

L'inspection visuelle des modules A et B révèle des bulles d'air, de la corrosion, de la délamination de l'encapsulant et de la décoloration. Ces modes de dégradation sont dus le plus souvent à l'effet de la température et de la chaleur humide [34]. Ces modes de dégradations sont accentués par la faible qualité du processus du laminage des modules. L'encapsulant utilisé pour ces modules présente une faible adhérence. Par ailleurs, ces modules n'ont pas de protection qui recouvre la face arrière du module solaire et sert de barrière contre l'humidité, assure la protection et l'isolation électrique requises pendant toute la durée de vie du système photovoltaïque[28], [106], [107].

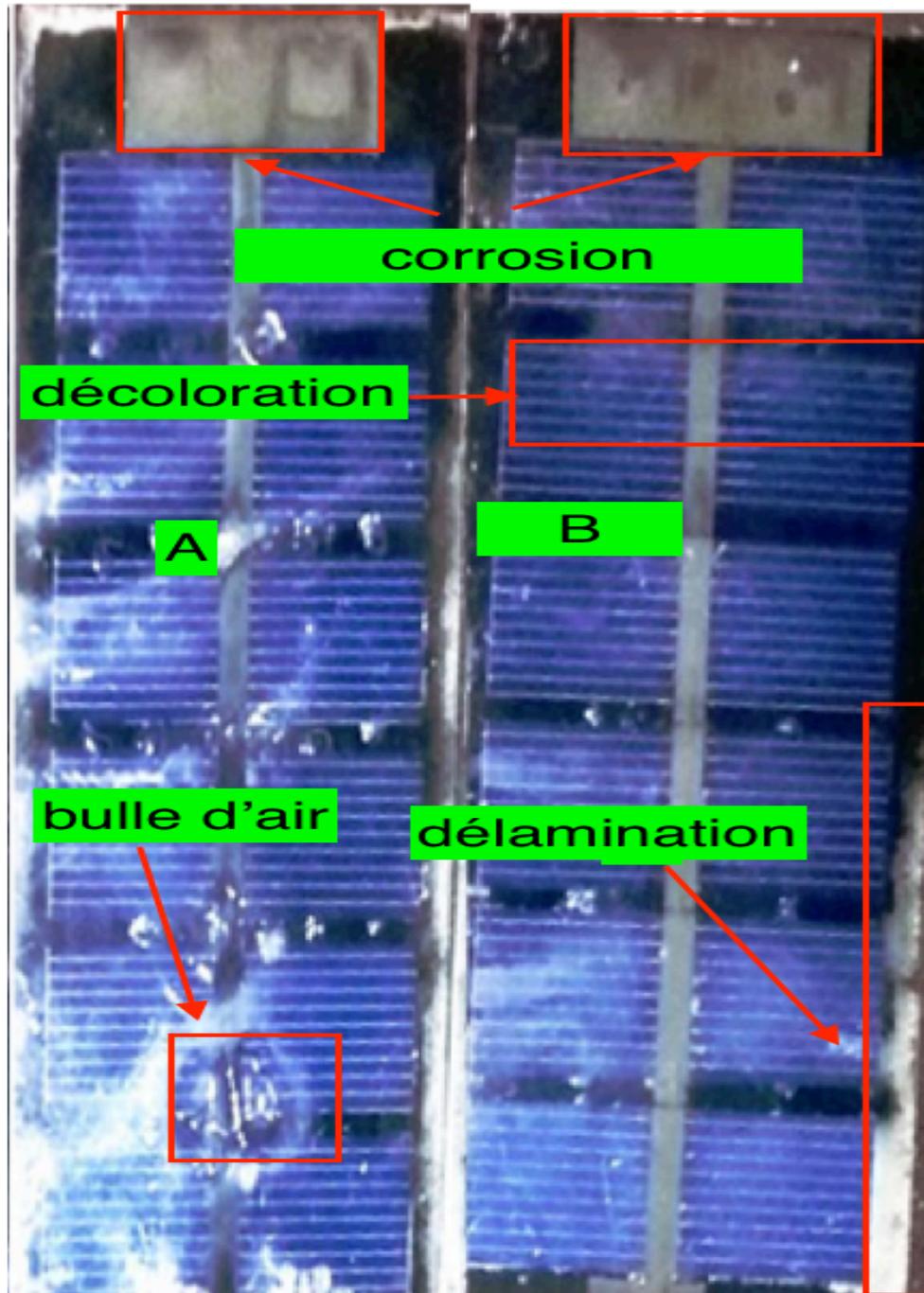


Figure V. 15. Résultats de l'inspection visuelle des modules A et B

V-5-3-2-2-Analyse par Imagerie thermique (IR)

La thermographie montre un gradient de température de 42,9°C pour le module A et 41,3°C pour le module B. Ces gradients de température sont illustrés par la figure V.16.). Cette variation de température met en évidence la présence des points chauds. En effet, la pénétration de l'humidité dans le module entraîne dans une première phase la décoloration, la corrosion

et la délamination des cellules. Dans une deuxième phase, les cellules affectées peuvent devenir passives (défectueuses) et être le siège de points chauds. La figure.V.17 montre l'image obtenue par thermographie infrarouge du module B et son histogramme thermique avec un gradient de température de 39,9°C. Les profils de températures des lignes P1 et P2 peuvent être observés respectivement aux figures V.18. a. et V.18. b.. L'histogramme thermique permet d'avoir un aperçu en valeurs relatives de la répartition des températures sur toute la surface du module B. Chaque couleur de l'image thermique montre un intervalle de température sur le module et sa hauteur renseigne sur la surface relative sur l'image thermique. Le module A n'a pas pu donner un histogramme thermique à cause du grand nombre défauts enregistrés.

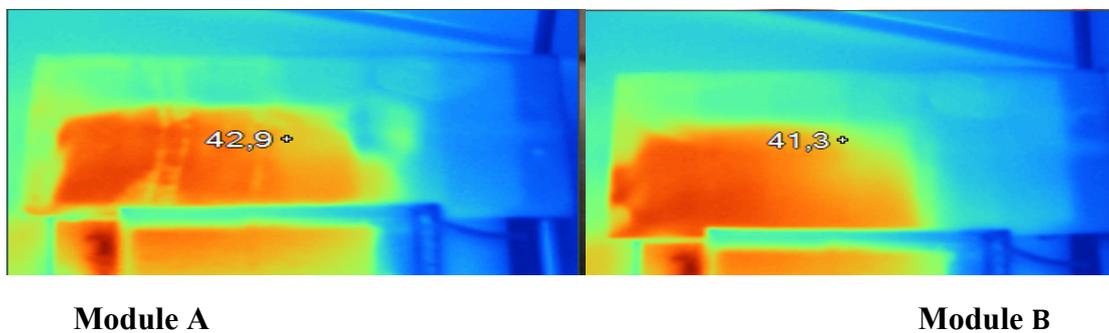


Figure V.16. Thermographie infrarouge (IR) en utilisant le (FLTiR Ti9)

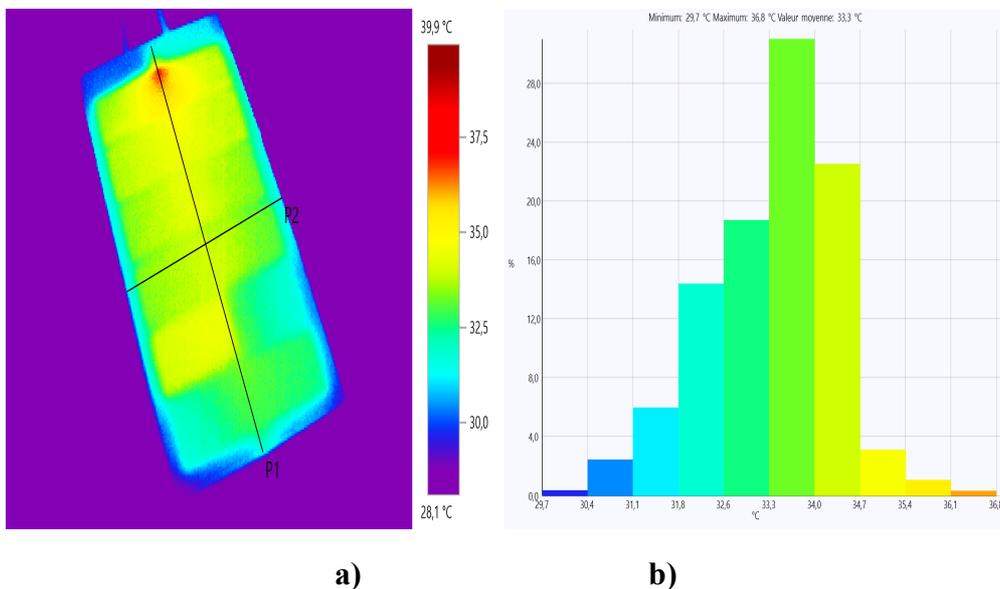


Figure V. 17. a) Thermographie infrarouge (IR) (CTesto 875i) de B b) Histogramme thermique du module B

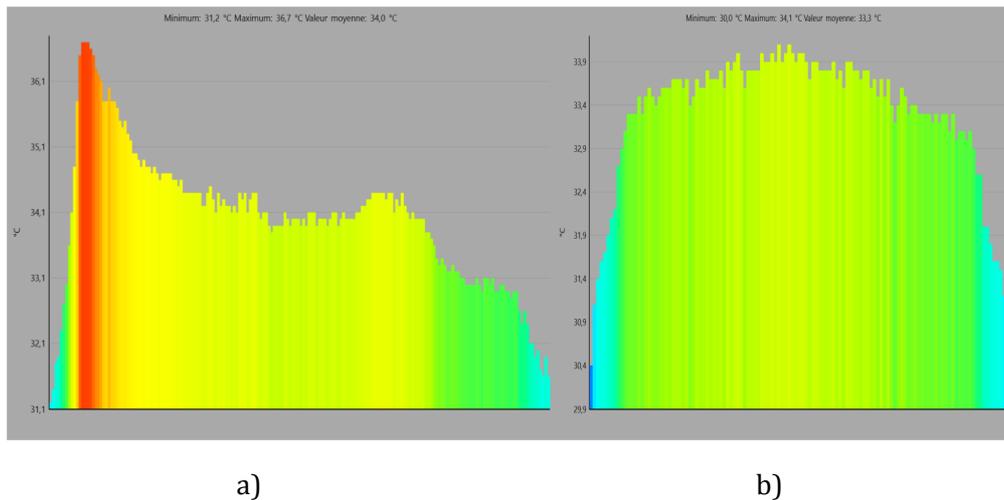
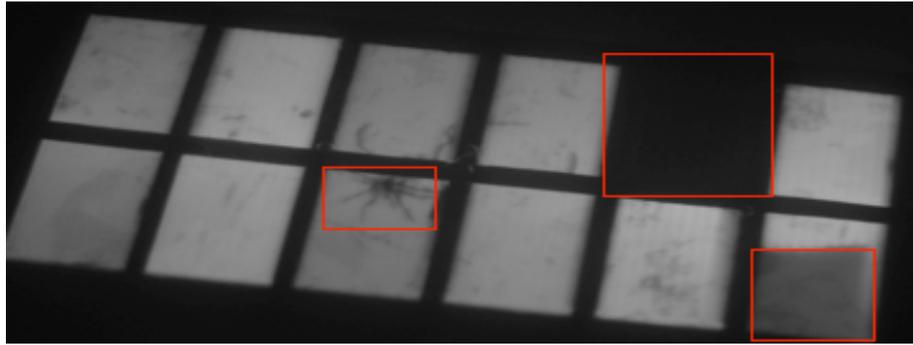


Figure V. 18. Profile température de la ligne a) P1 et b) P2

V-5-3-2-3-Analyse par électroluminescence

L'imagerie par électroluminescence du module B est effectuée à l'aide de l'appareil (Nikon D5300). Elle montre des zones sombres sur certaines cellules. Elles sont apparues après l'application de l'essai de la chaleur humide aux modules. Elles peuvent être associées à la corrosion, à la décoloration ou à la délamination de l'encapsulant du module. L'imagerie par électroluminescence du module A n'a pas pu être effectuée à cause du niveau de dégradation du module dû à l'impact de la chaleur humide sur celui-ci. En effet, l'état du module (contacts dégradés) après l'essai de la chaleur humide n'a pas permis de lui injecter le courant nécessaire (courant supérieur à I_{cc}) pour obtenir un rayonnement suffisant. Le module B présente des cellules avec des zones sombres. En effet, S. Kajari et al. [115] ont montré que lorsque que la zone noircie dépasse 8% de la surface totale de la cellule, celle-ci devient impacté et sa puissance totale fortement diminuée. Par ailleurs, une cellule avec des fissures dendritics impactant sur la puissance de sortie du module par conséquent l'efficacité du module.



Module B

Figure V. 19. Electroluminescent du mini-module D avec un courant de $I > I_{sc}$ (Nikon D5300)

V-5-3-2-4-Impact sur les performances électriques

La figure .V.20 montre les caractéristiques de performances (I-V) des modules A et B après les avoir soumis à une chaleur humide respectivement pendant 1000h et 1300h. On note que la tension à circuit-ouvert est impactée par le test de chaleur humide avec une diminution notable pour les 2 modules. Cette diminution est due en partie aux défauts identifiés au niveau de la boîte jonction par les points chauds figure 17.a. Cependant, on note, sur les 2 modules, une augmentation de la résistance série qui se traduit par une diminution du courant de court-circuit et du facteur de forme. Cette baisse de courant de court-circuit peut être entraînée par la décoloration ou la délamination modifiant les propriétés optiques des modules. Cette diminution de performance est beaucoup plus accentuée pour le module B avec 91,67% (**figureV.20. a**). Par ailleurs la puissance maximale connaît respectivement une baisse de 99,53% et 99,57% pour le module A et B (**figure.20**). Cette perte de performance accrue est relative à la durée du test. En effet, plus la durée d'exposition est élevée plus la puissance maximale est impactée.

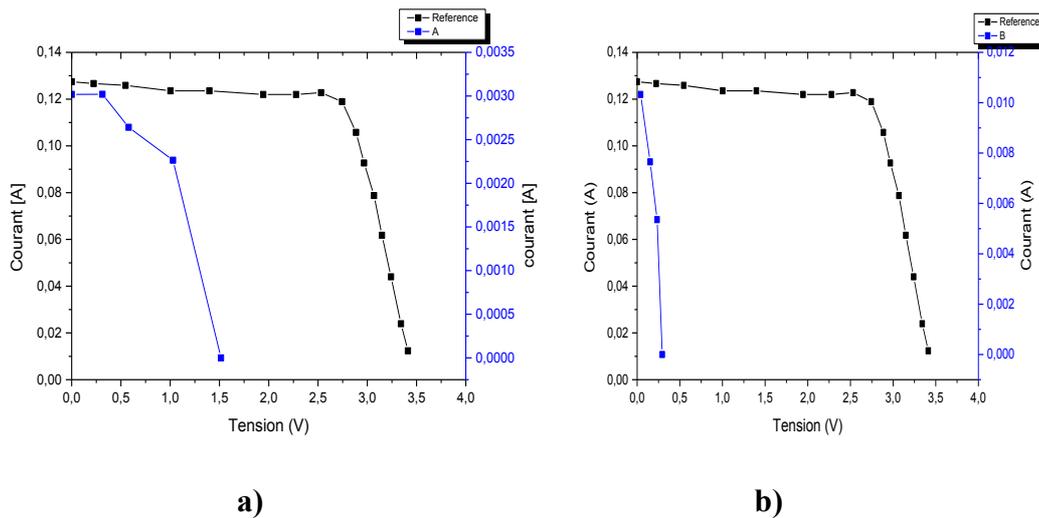


Figure V. 20. Caractéristiques I-V du mini-module après : a) A ; b) B d'essai de chaleur humide.

V-5-4-Etude comparative de l'impact du cycle thermique et de la chaleur humide

Dans cette section, l'objectif est d'évaluer, de quantifier et de comparer l'effet de la chaleur humide et du cycle thermique sur les performances des modules PV. **Le tableau V.4** présente les différents types de défauts identifiés et quantifiés sur les modules pour chaque type de test en fonction des méthodes d'analyse. Cette comparaison porte sur l'effet du cycle thermique et de la chaleur humide. L'effet de ces cycles relatifs aux paramètres environnementaux sur les modules PV est mis en exergue. La sévérité des défauts est beaucoup plus accentuée sur les modules qui ont subi un test de chaleur humide (A et B) avec un taux de perte maximale de courant du court-circuit de 91,66% contre 56% pour les modules qui ont subi l'essai du cycle thermique (C et D). Par ailleurs la puissance maximale connaît une baisse de 99,53% et 99,57% respectivement pour les modules A et B. Le test de cycle thermique induit une baisse de la puissance maximale allant de 7,14% pour le module C à 39,28% pour le module D. Cette différence notoire est due à l'impact de la température élevée et une humidité élevée mais aussi la durée du test qui caractérise le test de la chaleur humide.

Cette forte baisse des performances des modules peut être expliquée par la qualité de l'encapsulant utilisé lors de la lamination, l'absence de tedlar en face arrière pour ces modules. L'encapsulant utilisé n'est pas dissipatif. Il est sensible à l'humidité et à la variation de température. le test de chaleur humide, à cause de la sévérité de ses effets, son impact reste le plus dégradant sur la technologie cristalline. En effet, la figure **V.21** traduit bien ce constat.

Les caractéristiques des modules A et B qui subissent la chaleur humide sont beaucoup plus impactées que les caractéristiques des modules C et D.

Tableau.V.4. Répartition des défauts selon le type de test utilisé

Méthodes d'analyse	Cycle thermique	Chaleur humide
Inspection visuelle	-Décoloration, -Délamination	-Décoloration, -Délamination, -Corrosion - Bulles d'air
Imagerie par thermographie	Points chauds	Points chauds
Imagerie par Electroluminescence	-Décoloration -Corrosion, (12,49%) -Fissuration, (33,33%) -Interruption des contacts	-Fissuration -Dendritic, -Corrosion - Décoloration
Analyse des caractéristiques électriques	- ΔP_{max} 39,28% (module D) - ΔI_{cc} 56 % (module D)	- ΔP_{max} 99,57% (module B) - ΔI_{cc} 91,67% (module B)

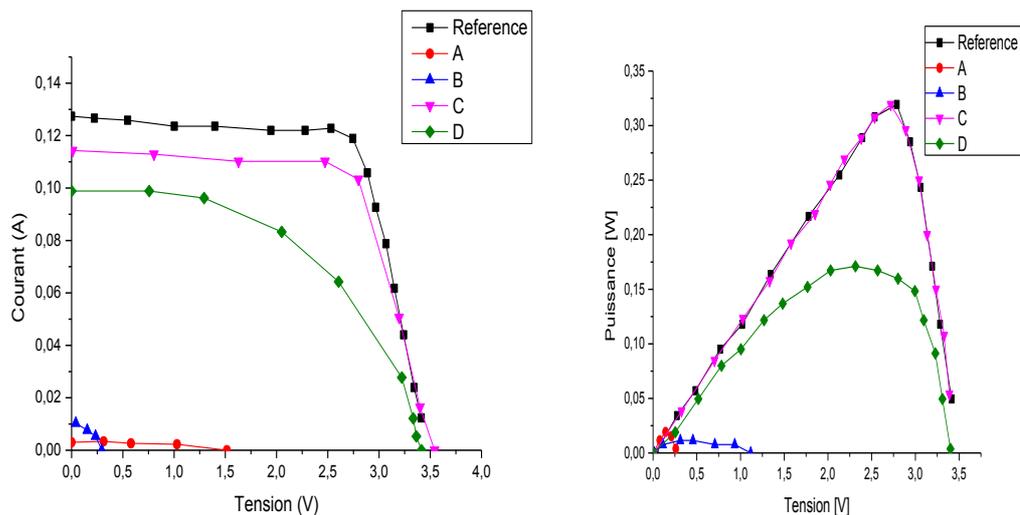


Figure V. 21. Caractéristiques I-V et P-V des modules A ; B ; C et D après le test de chaleur humide

V-6-Conclusion

Dans cette partie, notre objectif était d'analyser et d'évaluer le comportement des modules au silicium cristallins PV sous l'impact du cycle thermique et de la chaleur humide. Le type de test est adapté au contexte africain particulièrement celui du Sénégal. Le taux de perte de performance s'élève à 16,67% si le nombre de cycle augmente de 11. En outre, si on augmente le test de la chaleur humide de 300heures, le taux de perte de performance augmente de 0,4%. L'effet du niveau de sévérité des deux types de test est mis en évidence dans ce travail. Les résultats ont montré que la chaleur humide a un impact plus important sur les performances des modules PV cristallins que le cycle thermique. Les pertes induites du test de la chaleur humide sur la puissance peuvent aller jusqu'à 99,57% après un test de 1300 heures. Les résultats de ces tests environnementaux en l'occurrence le cycle thermique et le test de chaleur humide, ont montré des pertes de performances considérables sur les modules. L'étude expérimentale montre que les principaux mécanismes de dégradations induits par les deux types de tests sont la délamination, la décoloration, les fissures, les points chauds et la corrosion.

CONCLUSION GENERALE

Le travail réalisé dans cette thèse constitue une contribution à l'étude de l'évolution des performances des différentes technologies photovoltaïques amorphe et principalement cristalline dans le contexte africain.

La première étape de ce travail est consacrée aux généralités sur les technologies photovoltaïques et leurs performances. Elle a porté sur un rappel sur l'effet photovoltaïque, les différentes technologies photovoltaïques et leurs paramètres de performances. Le temps de récupération de l'énergie, les interconnexions cellulaires, les couvertures et les encapsulants ont été mieux appréhendés afin de pouvoir comprendre la composition d'une manière globale d'un module photovoltaïque et son comportement face aux facteurs environnementaux. L'étude de l'influence des facteurs environnementaux sur la performance des modules photovoltaïques a permis de comprendre les modes et les facteurs de dégradation des technologies photovoltaïques. En fin les différentes normes de qualification des modules photovoltaïques sont présentées plus particulièrement la norme CEI 61215 relative aux modules photovoltaïque en silicium cristallin.

Dans une deuxième étape, une revue des différents modes et facteurs de dégradation des modules photovoltaïques a été présentée avec les méthodes de détection associées. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques recensés dans la littérature sont : la corrosion, la décoloration, la délamination, les bris de verre et les fissures de cellule entre autres modes.

La troisième partie porte sur l'étude et l'évaluation de l'impact de l'ombrage partiel sur la technologie cristalline. Dans un premier temps, une revue littéraire sur le phénomène d'ombrage a été faite et on est revenue sur la différence entre l'ombrage homogène et inhomogène et leur impact sur les paramètres de sortie du module. Les résultats de l'étude expérimentale de l'impact de l'ombrage partiel ont montré une baisse drastique des performances dans certains cas et surtout l'apparition d'un gradient de température. En plus de la nature de l'ombrage, un autre paramètre jugé important est sa transmittance. La corrélation entre la transmittance et l'impact de l'ombrage a été étudiée. Ensuite l'impact du taux d'ombrage sur les performances des modules a également été évalué. Les résultats ont montré qu'un om-

brage portant sur 2,78% de la surface du module induit respectivement une perte de puissance maximale de 51,82% et 52,83% pour le monocristallin et le polycristallin.

Dans la quatrième partie, l'étude comparative de l'impact des conditions environnementales sur les performances des modules photovoltaïques a été effectuée. Dans un premier temps, une évaluation de la dégradation de modules photovoltaïques en fonction de la zone de fonctionnement a été effectuée. Les deux sites d'étude sont : le site de la Casamance (Sénégal) et le site de Cologne (Allemagne) Casamance est chaude humide et Cologne a un climat tempérée Les résultats ont montré que les modules exposés en Casamance sont les plus impactés avec un taux annuel de dégradation de 9,07%/an tandis que les modules exposés en Cologne recouvrent un taux annuel de dégradation de 0,79, %/an. Dans un second temps une analyse comparative de performances en fonction de la technologie est faite afin de trouver celle la mieux adaptée dans un milieu donné. Cette dernière repose sur l'analyse et la comparaison des résultats expérimentaux afin de déterminer la dégradation globale et le taux annuel de dégradation. Les résultats ont montré que la technologie amorphe est plus impactée avec un taux annuel de dégradation maximale de 2,87%/an.

La dernière partie porte sur l'étude de l'impact des essais accélérés de cycle thermique et de chaleur humide sur les modules PV à base de silicium cristallin. Cette partie apporte une valeur ajoutée aux tests de la norme CEI. Dans un premier temps, l'état de l'art sur les essais accélérés où les différentes contributions récentes de la littérature ont été répertoriées. Les impacts de la chaleur humide et du cycle thermique ont été analysés et interprétés. Les essais d'homologation de la CEI, les essais de sécurité de 61215 ont été revues et interprétés. Dans un second temps, les différents tests (chaleur humide et cycle thermique) sur les modules particuliers ont été effectués dans le sens de comparer l'effet de ces tests sur un nombre limité de modules. Les résultats ont montré que l'impact de la chaleur humide réduit le plus les performances des modules PV en technologie cristalline avec un taux de perte de performance allant jusqu'à 99,57%. Par ailleurs, son impact figure en tête du taux de défaillance sur la technologie cristalline.

Enfin, cette étude peut apporter une valeur ajoutée si elle est étendue à d'autres zones avec les nouvelles technologies. D'autres informations utiles au monde photovoltaïques pourraient être obtenues en augmentant le nombre de module de l'échantillon, et la durée du teste environnemental.

Références

- [1] V. Sharma et S. S. Chandel, « Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, p. 753–767, 2013.
- [2] H. E. Yang, R. French, et L. Bruckman, *Durability and Reliability of Polymers and Other Materials in Photovoltaic Modules*. William Andrew, 2019.
- [3] B. Gu, J. Dominic, J.-S. Lai, C.-L. Chen, T. LaBella, et B. Chen, « High reliability and efficiency single-phase transformerless inverter for grid-connected photovoltaic systems », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, n° 5, p. 2235–2245, 2012.
- [4] D. Barakel *et al.*, « CARACTERISATIONS DES MATERIAUX ET DES DISPOSITIFS POUR LE PHOTOVOLTAIQUE », 2018.
- [5] B. M. Van Der Ende, L. Aarts, et A. Meijerink, « Lanthanide ions as spectral converters for solar cells », *Phys. Chem. Chem. Phys.*, vol. 11, n° 47, p. 11081–11095, 2009.
- [6] S. Čičić et S. Tomić, « Automated design of multi junction solar cells by genetic approach: Reaching the > 50% efficiency target », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 181, p. 30–37, 2018.
- [7] B. G. Prevo et O. D. Velev, « Controlled, rapid deposition of structured coatings from micro-and nanoparticle suspensions », *Langmuir*, vol. 20, n° 6, p. 2099–2107, 2004.
- [8] L. El Chaar et N. El Zein, « Review of photovoltaic technologies », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, n° 5, p. 2165–2175, 2011.
- [9] A. Honrubia-Escribano, F. J. Ramirez, E. Gómez-Lázaro, P. M. Garcia-Villaverde, M. J. Ruiz-Ortega, et G. Parra-Requena, « Influence of solar technology in the economic performance of PV power plants in Europe. A comprehensive analysis », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, p. 488–501, 2018.
- [10] L. Castaner et S. Silvestre, *Modelling photovoltaic systems using PSpice*. John Wiley and Sons, 2002.
- [11] E. E. Van Dyk, E. L. Meyer, F. J. Vorster, et A. W. R. Leitch, « Long-term monitoring of photovoltaic devices », *Renew. Energy*, vol. 25, n° 2, p. 183–197, 2002.
- [12] E. Koutroulis, D. Kolokotsa, A. Potirakis, et K. Kalaitzakis, « Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms », *Sol. Energy*, vol. 80, n° 9, p. 1072–1088, 2006.
- [13] M. A. Green, « PV modules: operating principles, technology and system applications », *Syd. UNSW*, 1992.

- [14] A. Ricaud, « Photopiles Solaires, Presses polytechniques et universitaires romandes », *Lausanne Suisse*, 1997.
- [15] A. Schneider, R. Harney, et S. Koch, « Impact of cell texturing quality on cell to module losses », *Energy Procedia*, vol. 77, p. 414–419, 2015.
- [16] K. R. McIntosh, J. N. Cotsell, A. W. Norris, N. E. Powell, et B. M. Ketola, « An optical comparison of silicone and EVA encapsulants under various spectra », in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th IEEE*, 2010, p. 000269–000274.
- [17] S. A. Sala, M. Campaniello, et A. Bailini, « Experimental study of polymers as encapsulating materials for photovoltaic modules », in *Microelectronics and Packaging Conference, 2009. EMPC 2009. European*, 2009, p. 1–7.
- [18] B. Ketola, C. Shirk, P. Griffith, et G. Bunea, « Demonstration of the benefits of silicone encapsulation of PV modules in a large scale outdoor array », in *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2010, p. 4060–4063.
- [19] N. H. Reich *et al.*, « Crystalline silicon cell performance at low light intensities », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 93, n° 9, p. 1471–1481, sept. 2009, doi: 10.1016/j.solmat.2009.03.018.
- [20] S. Mekhilef, R. Saidur, et M. Kamalisarvestani, « Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n° 5, p. 2920–2925, juin 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.02.012.
- [21] C. M. Tan, B. K. E. Chen, et K. P. Toh, « Humidity study of a-Si PV cell », *Microelectron. Reliab.*, vol. 50, n° 9–11, p. 1871–1874, 2010.
- [22] F. A. Touati, M. A. Al-Hitmi, et H. J. Bouchech, « Study of the effects of dust, relative humidity, and temperature on solar PV performance in Doha: comparison between monocrystalline and amorphous PVS », *Int. J. Green Energy*, vol. 10, n° 7, p. 680–689, 2013.
- [23] B. Marion, R. Schaefer, H. Caine, et G. Sanchez, « Measured and modeled photovoltaic system energy losses from snow for Colorado and Wisconsin locations », *Sol. Energy*, vol. 97, p. 112–121, 2013.
- [24] R. Xu, K. Ni, Y. Hu, J. Si, H. Wen, et D. Yu, « Analysis of the optimum tilt angle for a soiled PV panel », *Energy Convers. Manag.*, vol. 148, p. 100–109, sept. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.05.058.
- [25] R. Xu, K. Ni, Y. Hu, J. Si, H. Wen, et D. Yu, « Analysis of the optimum tilt angle for a soiled PV panel », *Energy Convers. Manag.*, vol. 148, p. 100–109, 2017.
- [26] M. C. C. de Oliveira, A. S. A. D. Cardoso, M. M. Viana, et V. de F. C. Lins, « The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81,

p. 2299–2317, 2018.

- [27] B. Ottersböck, G. Oreski, et G. Pinter, « Comparison of different microclimate effects on the aging behavior of encapsulation materials used in photovoltaic modules », *Polym. Degrad. Stab.*, vol. 138, p. 182–191, 2017.
- [28] M. C. C. de Oliveira, A. S. A. C. Diniz, M. M. Viana, et V. de F. C. Lins, « The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2017.
- [29] D. A. Quansah et M. S. Adaramola, « Comparative study of performance degradation in poly- and mono-crystalline-Si solar PV modules deployed in different applications », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 43, n° 6, p. 3092–3109, 2018.
- [30] G. TamizhMani et J. Kuitche, « Accelerated lifetime testing of photovoltaic modules », *Ariz. State Univ.*, 2013.
- [31] H. Han *et al.*, « Degradation analysis of crystalline silicon photovoltaic modules exposed over 30 years in hot-humid climate in China », *Sol. Energy*, vol. 170, p. 510–519, août 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.05.027.
- [32] M. A. Alshushan et I. M. Saleh, « Power degradation and performance evaluation of PV modules after 31 years of work », in *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2013, p. 2977–2982.
- [33] E. D. Dunlop et D. Halton, « The performance of crystalline silicon photovoltaic solar modules after 22 years of continuous outdoor exposure », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 14, n° 1, p. 53–64, 2006.
- [34] P. B. Quater, F. Grimaccia, S. Leva, M. Mussetta, et M. Aghaei, « Light Unmanned Aerial Vehicles (UAVs) for cooperative inspection of PV plants », *IEEE J. Photovolt.*, vol. 4, n° 4, p. 1107–1113, 2014.
- [35] A. El-Amiri, A. Saifi, A. Obbadi, Y. Errami, S. Sahnoun, et A. Elhassnaoui, « Defects Detection in Bi-Facial Photovoltaic Modules PV Using Pulsed Thermography », in *2018 Renewable Energies, Power Systems & Green Inclusive Economy (REPS-GIE)*, 2018, p. 1–6.
- [36] B. Abdellatif *et al.*, « Experimental Evaluation of Performance Drop for Crystalline Photovoltaic Modules Affected by Snail Trails Defect », in *2018 International Conference on Photovoltaic Science and Technologies (PVCon)*, 2018, p. 1–5.
- [37] W. J. Jamil, H. A. Rahman, S. Shaari, et Z. Salam, « Performance degradation of photovoltaic power system: Review on mitigation methods », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, p. 876–891, 2017.
- [38] C. Gao, P. Liang, H. Ren, et P. Han, « Experimental research on the relationship between bypass diode configuration of photovoltaic module and hot spot generation », 2018.

- [39] A. M. Pavan, A. Mellit, et D. De Pieri, « The effect of soiling on energy production for large-scale photovoltaic plants », *Sol. Energy*, vol. 85, n° 5, p. 1128–1136, 2011.
- [40] A. Bouraiou *et al.*, « Experimental investigation of observed defects in crystalline silicon PV modules under outdoor hot dry climatic conditions in Algeria », *Sol. Energy*, vol. 159, p. 475–487, 2018.
- [41] X. Huang, P. M. Denprasert, L. Zhou, A. N. Vest, S. Kohan, et G. E. Loeb, « Accelerated life-test methods and results for implantable electronic devices with adhesive encapsulation », *Biomed. Microdevices*, vol. 19, n° 3, p. 46, 2017.
- [42] G. Zwingelstein, *Diagnostic des défaillances: théorie et pratique pour les systèmes industriels*. Hermès, 1995.
- [43] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, K. A. Berger, et K. Kato, *Performance and reliability of photovoltaic systems: Subtask 3.2: Review of failures of photovoltaic modules: IEA PVPS task 13: External final report IEA-PVPS*. International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme, 2014.
- [44] Y. Zhao, L. Yang, B. Lehman, J.-F. de Palma, J. Mosesian, et R. Lyons, « Decision tree-based fault detection and classification in solar photovoltaic arrays », in *2012 Twenty-Seventh Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2012, p. 93–99.
- [45] D. Zhao et Y. Chew, « Energy harvesting from a convection-driven Rijke-Zhao thermoacoustic engine », *J. Appl. Phys.*, vol. 112, n° 11, p. 114507, 2012.
- [46] M. K. Alam, F. H. Khan, J. Johnson, et J. Flicker, « PV faults: Overview, modeling, prevention and detection techniques », in *2013 IEEE 14th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, 2013, p. 1–7.
- [47] F. Kersten *et al.*, « A new mc-Si degradation effect called LeTID », in *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, New Orleans, LA, juin 2015, p. 1–5. doi: 10.1109/PVSC.2015.7355684.
- [48] S. Pingel *et al.*, « Potential induced degradation of solar cells and panels », *35th IEEE PVSC*, vol. 2817, 2010.
- [49] J. Oh, S. Bowden, G. TamizhMani, et P. Hacke, « Quantum efficiency loss after PID stress: Wavelength dependence on cell surface and cell edge », in *Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015 IEEE 42nd*, 2015, p. 1–4.
- [50] E. L. Meyer et E. E. van Dyk, « Characterization of degradation in thin-film photovoltaic module performance parameters », *Renew. Energy*, vol. 28, n° 9, p. 1455–1469, juill. 2003, doi: 10.1016/S0960-1481(02)00062-9.
- [51] M. Shima, M. Isomura, K. Wakisaka, K. Murata, et M. Tanaka, « The influence of operation temperature on the output properties of amorphous silicon-related solar

cells », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 85, n° 2, p. 167–175, janv. 2005, doi: 10.1016/j.solmat.2004.04.016.

- [52] M. Duell *et al.*, « Impact of structured glass on light transmission, temperature and power of PV modules », in *Proc. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conf. and Exhibition, Valencia, Spain*, 2010, p. 3867–72.
- [53] E. Elibol, Ö. T. Özmen, N. Tutkun, et O. Köysal, « Outdoor performance analysis of different PV panel types », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, p. 651–661, 2017.
- [54] M. J. Adinoyi et S. A. Said, « Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules », *Renew. Energy*, vol. 60, p. 633–636, 2013.
- [55] E. Kaplani, « Detection of degradation effects in field-aged c-Si solar cells through IR thermography and digital image processing », *Int. J. Photoenergy*, vol. 2012, 2012.
- [56] V. Sharma et S. S. Chandel, « Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: a review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, p. 753–767, 2013.
- [57] T. Fuyuki et A. Kitiyanan, « Photographic diagnosis of crystalline silicon solar cells utilizing electroluminescence », *Appl. Phys. A*, vol. 96, n° 1, p. 189–196, 2009.
- [58] M. G. Deceglie *et al.*, « Scanning laser-beam-induced current measurements of lateral transport near-junction defects in silicon heterojunction solar cells », *IEEE J. Photovolt.*, vol. 4, n° 1, p. 154–159, 2014.
- [59] D. Stellbogen, « Use of PV circuit simulation for fault detection in PV array fields », in *Photovoltaic Specialists Conference, 1993., Conference Record of the Twenty Third IEEE*, 1993, p. 1302–1307.
- [60] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, C. M. F. Kébé, P. A. Ndiaye, et V. Sambou, « Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review », *Sol. Energy*, vol. 96, p. 140–151, oct. 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.07.005.
- [61] W. Chine, A. Mellit, A. M. Pavan, et V. Lughì, « Fault diagnosis in photovoltaic arrays », in *Clean Electrical Power (ICCEP), 2015 International Conference on*, 2015, p. 67–72.
- [62] S. Kaplanis et E. Kaplani, « Energy performance and degradation over 20 years performance of BP c-Si PV modules », *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 19, n° 4, p. 1201–1211, 2011.
- [63] W. Chine, A. Mellit, V. Lughì, A. Malek, G. Sulligoi, et A. M. Pavan, « A novel fault diagnosis technique for photovoltaic systems based on artificial neural networks », *Renew. Energy*, vol. 90, p. 501–512, 2016.
- [64] E. J. Lee *et al.*, « Spherical bullet formation via E-cadherin promotes therapeutic potency of mesenchymal stem cells derived from human umbilical cord blood for myo-

cardial infarction », *Mol. Ther.*, vol. 20, n° 7, p. 1424–1433, 2012.

[65] S. Daliento, F. Di Napoli, P. Guerriero, et V. d’Alessandro, « A modified bypass circuit for improved hot spot reliability of solar panels subject to partial shading », *Sol. Energy*, vol. 134, p. 211–218, 2016.

[66] J. Bai, Y. Cao, Y. Hao, Z. Zhang, S. Liu, et F. Cao, « Characteristic output of PV systems under partial shading or mismatch conditions », *Sol. Energy*, vol. 112, p. 41–54, 2015.

[67] M. Bressan, Y. El-Basri, et C. Alonso, « A new method for fault detection and identification of shadows based on electrical signature of defects », in *2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE’15 ECCE-Europe)*, 2015, p. 1–8.

[68] K.-H. Chao et M.-C. Wu, « Global maximum power point tracking (MPPT) of a photovoltaic module array constructed through improved teaching-learning-based optimization », *Energies*, vol. 9, n° 12, p. 986, 2016.

[69] A. Dolara, G. C. Lazaroiu, S. Leva, et G. Manzolini, « Experimental investigation of partial shading scenarios on PV (photovoltaic) modules », *Energy*, vol. 55, p. 466–475, 2013.

[70] C. R. S. Reinoso, D. H. Milone, et R. H. Buitrago, « Simulation of photovoltaic centrals with dynamic shading », *Appl. Energy*, vol. 103, p. 278–289, 2013.

[71] C. Deline, « Partially shaded operation of a grid-tied PV system », in *2009 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2009, p. 001268–001273.

[72] M. Chandrasekar et T. Senthilkumar, « Passive thermal regulation of flat PV modules by coupling the mechanisms of evaporative and fin cooling », *Heat Mass Transf.*, vol. 52, n° 7, p. 1381–1391, 2016.

[73] P. Rajput, G. N. Tiwari, O. S. Sastry, B. Bora, et V. Sharma, « Degradation of monocrystalline photovoltaic modules after 22 years of outdoor exposure in the composite climate of India », *Sol. Energy*, vol. 135, p. 786–795, 2016.

[74] A. Woyte, J. Nijs, et R. Belmans, « Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results », *Sol. Energy*, vol. 74, n° 3, p. 217–233, 2003.

[75] R. Gottschalg, T. R. Betts, A. Eeles, S. R. Williams, et J. Zhu, « Influences on the energy delivery of thin film photovoltaic modules », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 119, p. 169–180, 2013.

[76] E. Diaz-Dorado, A. Suarez-Garcia, C. Carrillo, et J. Cidras, « Influence of the shadows in photovoltaic systems with different configurations of bypass diodes », in *SPEEDAM 2010*, 2010, p. 134–139.

[77] D. Topić, G. Knežević, et K. Fekete, « The mathematical model for finding an opti-

mal PV system configuration for the given installation area providing a maximal lifetime profit », *Sol. Energy*, vol. 144, p. 750–757, 2017.

[78] M. R. Maghami, H. Hizam, C. Gomes, M. A. Radzi, M. I. Rezadad, et S. Hajighorbani, « Power loss due to soiling on solar panel: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, p. 1307–1316, 2016.

[79] K. Brown, T. Narum, et N. Jing, « Soiling test methods and their use in predicting performance of photovoltaic modules in soiling environments », in *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2012, p. 001881–001885.

[80] A. Y. Al-Hasan et A. A. Ghoneim, « A new correlation between photovoltaic panel's efficiency and amount of sand dust accumulated on their surface », *Int. J. Sustain. Energy*, vol. 24, n° 4, p. 187–197, 2005.

[81] J. J. John, S. Warade, G. Tamizhmani, et A. Kottantharayil, « Study of soiling loss on photovoltaic modules with artificially deposited dust of different gravimetric densities and compositions collected from different locations in India », *IEEE J. Photovolt.*, vol. 6, n° 1, p. 236–243, 2016.

[82] « W. Hermann and W. Wiesner, 'Modeling of PV Modules – the Effects of non uniform Irradiance on Performance Measurements with Solar Simulators' In Proceedings of the 16th EPSEC, Glasgow, 2000 - Recherche Google ».

<https://www.google.fr/search?hl=fr&q=W.+Hermann+and+W.+Wiesner,+%E2%80%98Modeling+of+PV+Modules+%E2%80%93+the+Effects+of+non+uniform+Irradiance+on+Performance+Measurements+with+Solar+Simulators%E2%80%99+In+Proceedings+of+the+16th+EPSEC,+Glasgow,+2000> (consulté le août 24, 2019).

[83] H. Wirth, K.-A. Weiß, et C. Wiesmeier, « Photovoltaic Modules », p. 271.

[84] V. Quaschnig et R. Hanitsch, « Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells », *Sol. Energy*, vol. 56, n° 6, p. 513–520, 1996.

[85] D. C. Jordan et S. R. Kurtz, « Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review: Photovoltaic degradation rates », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 21, n° 1, p. 12–29, janv. 2013, doi: 10.1002/pip.1182.

[86] S. Silvestre, A. Boronat, et A. Chouder, « Study of bypass diodes configuration on PV modules », *Appl. Energy*, vol. 86, n° 9, p. 1632–1640, 2009.

[87] M. Mani et R. Pillai, « Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, n° 9, p. 3124–3131, 2010.

[88] A. Bouraiou *et al.*, « Experimental investigation of observed defects in crystalline silicon PV modules under outdoor hot dry climatic conditions in Algeria », *Sol. Energy*, vol. 159, p. 475–487, 2018.

- [89] P. B. Quater, F. Grimaccia, S. Leva, M. Mussetta, et M. Aghaei, « Light Unmanned Aerial Vehicles (UAVs) for cooperative inspection of PV plants », *IEEE J. Photovolt.*, vol. 4, n° 4, p. 1107–1113, 2014.
- [90] C. Radue et E. E. van Dyk, « A comparison of degradation in three amorphous silicon PV module technologies », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 94, n° 3, p. 617–622, mars 2010, doi: 10.1016/j.solmat.2009.12.009.
- [91] E. E. Van Dyk, A. Audouard, E. L. Meyer, et C. D. Woolard, « Investigation of the degradation of a thin-film hydrogenated amorphous silicon photovoltaic module », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 91, n° 2–3, p. 167–173, 2007.
- [92] D. C. Jordan et S. R. Kurtz, « Photovoltaic degradation rates—an analytical review », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 21, n° 1, p. 12–29, 2013.
- [93] S. P. Europe, « Global market outlook for solar power 2015-2019 », *European Photovolt. Ind. Assoc. Brux. Tech Rep*, 2015.
- [94] E. Cuce, P. M. Cuce, I. H. Karakas, et T. Bali, « An accurate model for photovoltaic (PV) modules to determine electrical characteristics and thermodynamic performance parameters », *Energy Convers. Manag.*, vol. 146, p. 205–216, 2017.
- [95] A. G. Gaglia, S. Lykoudis, A. A. Argiriou, C. A. Balaras, et E. Dialynas, « Energy efficiency of PV panels under real outdoor conditions—An experimental assessment in Athens, Greece », *Renew. Energy*, vol. 101, p. 236–243, 2017.
- [96] T. Ma, H. Yang, et L. Lu, « Long term performance analysis of a standalone photovoltaic system under real conditions », *Appl. Energy*, vol. 201, p. 320–331, 2017.
- [97] E. Cuce et P. M. Cuce, « Improving thermodynamic performance parameters of silicon photovoltaic cells via air cooling », *Int. J. Ambient Energy*, vol. 35, n° 4, p. 193–199, 2014.
- [98] S. Kawai, T. Tanahashi, Y. Fukumoto, F. Tamai, A. Masuda, et M. Kondo, « Causes of Degradation Identified by the Extended Thermal Cycling Test on Commercially Available Crystalline Silicon Photovoltaic Modules », *IEEE J. Photovolt.*, vol. 7, n° 6, p. 1511–1518, 2017.
- [99] I. Faye, G. J. Philippe, A. Ndiaye, U. Blieske, D. Kobor, et R. Gecke, « Degradation and comparative experimental study of crystalline photovoltaic module after a few years outdoor exposure in casamance and cologne climate », in *2018 7th International Energy and Sustainability Conference (IESC)*, 2018, p. 1–5.
- [100] M. Koehl, S. Hoffmann, et S. Wiesmeier, « Evaluation of damp-heat testing of photovoltaic modules », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 25, n° 2, p. 175–183, 2017.
- [101] S. Dubey, G. S. Sandhu, et G. N. Tiwari, « Analytical expression for electrical efficiency of PV/T hybrid air collector », *Appl. Energy*, vol. 86, n° 5, p. 697–705, 2009.

- [102] C. R. Osterwald et T. J. McMahon, « History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 17, n° 1, p. 11–33, 2009.
- [103] T. Sample, A. Skoczek, M. Field, M. Köhl, D. Geyer, et W. Herrmann, « Accelerated ageing of seven different thin-film module types by sequential exposure to damp heat or damp heat with either additional applied voltage or ultraviolet light », in *Conference Record of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2009, p. 3241–3247.
- [104] H. Yang, W. He, H. Wang, J. Huang, et J. Zhang, « Assessing power degradation and reliability of crystalline silicon solar modules with snail trails », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 187, p. 61–68, 2018.
- [105] F. Ghani, G. Rosengarten, M. Duke, et J. K. Carson, « On the influence of temperature on crystalline silicon solar cell characterisation parameters », *Sol. Energy*, vol. 112, p. 437–445, 2015.
- [106] R. S. Gaston *et al.*, « Photovoltaic devices with sealant layer and laminate assembly for improved wet insulation resistance », juill. 2017
- [107] C. Lei, Z. Liu, et M. Mu, « Integrated back-sheet assembly for photovoltaic module », janv. 2018
- [108] J. H. Wohlgemuth, D. W. Cunningham, P. Monus, J. Miller, et A. Nguyen, « Long term reliability of photovoltaic modules », in *2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference*, 2006, vol. 2, p. 2050–2053.
- [109] T. Kojima et T. Yanagisawa, « The evaluation of accelerated test for degradation a stacked a-Si solar cell and EVA films », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 81, n° 1, p. 119–123, 2004.
- [110] M. D. Kempe, « Modeling of rates of moisture ingress into photovoltaic modules », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, n° 16, p. 2720–2738, 2006.
- [111] K. Morita, T. Inoue, H. Kato, I. Tsuda, et Y. Hishikawa, « Degradation factor analysis of crystalline-Si PV modules through long-term field exposure test », in *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of*, 2003, vol. 2, p. 1948–1951.
- [112] R. Laronde, A. Charki, et D. Bigaud, « Lifetime estimation of a photovoltaic module subjected to corrosion due to damp heat testing », *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 135, n° 2, p. 021010, 2013.
- [113] N. C. Park, W. W. Oh, et D. H. Kim, « Effect of temperature and humidity on the degradation rate of multicrystalline silicon photovoltaic module », *Int. J. Photoenergy*, vol. 2013, 2013.
- [114] W. Tress *et al.*, « Interpretation and evolution of open-circuit voltage, recombination, ideality factor and subgap defect states during reversible light-soaking and irre-

versible degradation of perovskite solar cells », *Energy Environ. Sci.*, vol. 11, n° 1, p. 151–165, 2018.

[115] S. Kajari-Schröder, I. Kunze, U. Eitner, et M. Köntges, « Spatial and orientational distribution of cracks in crystalline photovoltaic modules generated by mechanical load tests », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, n° 11, p. 3054–3059, 2011.

Liste des publications

Faye, I ; Ndiaye, A ; Gecke, R; Blieske, U; Kobor, D; Camara, M. Experimental study of observed defects in mini-modules based one crystalline silicone solar cell under damp heat and thermal cycle testing. *sol.Energy* 2019, 191, 161-166.

Faye, Issa, Gabriel Jean Philippe, Ababacar Ndiaye, Ulf Blieske, Diouma Kobor, et Rudolph Gecke. « Degradation and comparative experimental study of crystalline photovoltaic module after a few years outdoor exposure in casamance and cologne climate ». In *2018 7th International Energy and Sustainability Conference (IESC)*, 1–5. IEEE, 2018.

Faye, Issa, Ndiaye Ababacar, Diouma Kobor, Ulf Blieske, Meysut Ayituv “ comparative experimental study of performance degradation of amorphous silicon and crystalline silicon in outdoor exposed in Cologne”. *African journal of Environemental* • Vol.12(12), pp. 461-468, December 2018

Faye, Issa, Ababacar Ndiaye, Diouma Kobor, Moustapha Thiame, Cheickh Sene, et Lat-Grand Ndiaye. « Evaluation of the impact of partial shading and its transmittance on the perfor-

mance of crystalline silicon photovoltaic modules ». *International Journal of Physical Sciences* 12, n° 21 (2017): 286–294.

I. Faye^{*1} A. Ndiaye, D. Kobor, M. Thiame « Evaluation Of Pv Performance Prediction Model In Tropical Environement In Senegal » *International Journal of Physical Sciences*. (*accepté pas encore publié*)

Annexe A 1:

Publication dans “Solar Energy”

Annexe A 6:
Publication dans “IEEE”

Annexe A 7:

Publication dans “International journal of physical sciences”

Annexe A 8:

Publication dans “African journal of environmental”

Annexe A 9:

Publication dans “International journal of physical sciences”