



HAL
open science

Étude de l'évolution de performance d'installations photovoltaïques dans différents environnements par modélisation et analyse expérimentale

Mohamed El Hacem Jed

► **To cite this version:**

Mohamed El Hacem Jed. Étude de l'évolution de performance d'installations photovoltaïques dans différents environnements par modélisation et analyse expérimentale. Autre. Université Paris-Est Créteil Val-de-Marne - Paris 12; Université de Nouakchott, 2022. Français. NNT : 2022PA120041 . tel-04886235

HAL Id: tel-04886235

<https://theses.hal.science/tel-04886235v1>

Submitted on 14 Jan 2025

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

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



Étude de l'évolution de performance d'installations photovoltaïques dans différents environnements par modélisation et analyse expérimentale

soutenue par **Mohamed El Hacem JED**

le 22/10/2022

devant le jury constitué de :

M. Ahmedou OULD CHEIKH	Professeur, Université de Nouakchott	Président
M ^{me} Anne MIGAN-DUBOIS	Professeure, GeePs, Université Paris-Saclay	Rapporteuse
M ^{me} Djamila REKIOUA	Professeure, LTII, Université de Béjaïa	Rapporteuse
M. Abdérafi CHARKI	MCF HDR, LARIS, Université d'Angers	Examineur
M. Memoune Dah	Professeur, Université de Nouakchott	Examineur
M. Menny El BAH	Professeur, Université de Nouakchott	Directeur de thèse
M. Pierre-Olivier LOGERAI	MCF HDR, CERTES, UPEC	Directeur de thèse
M. Christian MALYE	Directeur technique, Générale du Solaire	Invité

Remerciements

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mon directeur de thèse, Monsieur Pierre-Olivier LOGERAIS. Je le remercie de m'avoir encadré, orienté, aidé et conseillé.

J'adresse mes sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé mes réflexions et ont accepté de me rencontrer et de répondre à mes questions durant mes recherches.

Je remercie mes très chers parents, qui ont toujours été là pour moi. Je remercie mes frères, sœurs et ami(e)s pour leurs encouragements.

Je tiens à témoigner toute ma reconnaissance aux personnes suivantes, pour leur aide dans la réalisation de ce mémoire :

- *Monsieur Menny EL BAH, mon directeur de thèse en Mauritanie ;*
- *Monsieur Éric MARCON et Madame Fatimata DEME du Service de Coopération et d'Action Culturelle de l'Ambassade de France en Mauritanie et le gouvernement français pour le financement de la thèse en France.*
- *Monsieur Christian MALYE, directeur technique de la Générale du Solaire pour son aide sur les données et l'étude de la centrale photovoltaïque de Sourdun ;*
- *Monsieur Jonathan LELOUX, ingénieur de recherche en énergie solaire, pour son aide sur les données de la base BDPV ;*
- *Monsieur Jordi BADOSA, ingénieur-chercheur à l'École Polytechnique, pour la fourniture des données de monitoring sur le module photovoltaïque en conditions extérieures ;*
- *Madame Hélène MILLOT, conseillère en financement de l'innovation, pour ses conseils sur la rédaction ;*
- *Madame Wilhelmina LOGERAIS, pour les relectures et les corrections des articles en langue anglaise ;*

- *Tous les membres du laboratoire de CERTES qui ont contribué pour la réalisation de ce mémoire spécialement Monsieur Olivier RIOU et Monsieur Fabien DELALEUX ;*
- *Tous les membres du jury.*

À toutes ces personnes, je voudrais témoigner ma reconnaissance, mon respect et ma gratitude.

Résumé

Résumé

L'objectif de cette thèse a été d'étudier l'évolution de performance d'installations photovoltaïques (PV) dans différentes zones climatiques en France selon une approche multi-échelles (panneau, modules, centrale), afin de déterminer les taux de dégradation au fil du temps et d'établir un lien entre eux. Dans un premier temps, une étude paramétrique a montré la sensibilité des paramètres de sortie suivant le degré de la dégradation électrique d'un module PV en silicium monocristallin de puissance crête 244 W. Les simulations soulignent qu'une augmentation de 100% de la résistance série provoque une diminution d'environ 5% de la puissance globale de sortie du module et qu'une dégradation de 50% de la résistance parallèle engendre une dégradation inférieure à 0,5% de la puissance globale du module. Ensuite, une étude de performance de ce même module PV s'appuyant sur les données expérimentales enregistrées de la production en conditions extérieures en Île-de-France a montré que le rapport de performance moyen de juin à septembre 2018 était de 87,53% et que la performance du module se réduisait de 0,20%/an. Puis, une étude sur un échantillon de 2613 installations domestiques a permis d'estimer le taux de la dégradation annuel selon les environnements climatiques de la France en se basant sur la méthode P2P comme modèle d'analyse de performance appliqué aux données du site BDPV. La majorité des installations, 85,47% d'entre elles, ont un taux de dégradation global inférieur à 1,5%/an, avec une moyenne de 1,03%/an. Enfin, une analyse de performance réelle de la centrale de Sourdun (Île-de-France) selon la norme IEC 61724 et l'évaluation de la dégradation de la performance de la centrale ont été réalisées. Le rendement de référence et le rendement du système ont une moyenne annuelle de 3,92 h et 3,33 h respectivement. La moyenne annuelle du ratio de performance variant de 84,12% et 90,54% avec une moyenne de 87,18% pour la période d'étude est généralement faible en été et élevée en hiver en fonction de la température ambiante. Le taux de dégradation annuel moyen entre 2013 et 2018 s'avère être de 0,209%. La cohérence entre les taux de dégradation aux trois échelles démontre que les comportements de performance simulés et en conditions extérieures d'un module PV sont transposables à des installations de plus grande taille.

Mots-clés : performance, photovoltaïque, IEC 61724, dégradation, vieillissement et modélisation.

Abstract

The purpose of this thesis was to study the performance evolution of photovoltaic (PV) installations in various climatic zones in France according to a multi-scale approach (panel, modules, power plant), in order to determine the degradation rates over time and to establish a link between them. First, a parametric study showed the sensitivity of the output parameters according to the degree of electrical degradation for a 244 W peak power monocrystalline silicon PV module. Simulations revealed that a 100% increase in the series resistance causes a decrease of about 5% of the overall output power of the module and that a 50% degradation of the parallel resistance results in a degradation of less than 0.5% of the overall power of the module. Secondly, a performance study of the same PV module based on recorded experimental data of the production under outdoor conditions in Ile-de-France indicated that the average performance ratio from June to September 2018 was 87.53% and that the performance of the module was reduced by 0.20%/year. Then, a study on a sample of 2613 domestic installations allowed to estimate the annual degradation rate according to the climatic environments of France, using the P2P method as a performance analysis indicator applied to the BDPV data. The majority of the installations, 85.47% of them, have an overall degradation rate lower than 1.5%/year, with an average of 1.03%/year. Finally, an analysis of the real performance of the PV plant of Sourdun as defined by the IEC 61724 standards, and the degradation performance evaluation of the PV plant were performed. The reference and the system performances had an annual average of 3.92 h and 3.33 h respectively. The annual average performance ratio ranging from 84.12% and 90.54% with an average of 87.18% for the study period was generally low in the summer and high in the winter depending on the ambient temperature. The average annual degradation rate was found to be 0.209% between 2013 and 2018. The consistency between the degradation rates at the three scales demonstrated that the simulated and the outdoor performance behavior of a PV module is transposable to large-scale PV installations.

Keywords: performance, photovoltaic, IEC 61724, degradation, aging and modeling.

Sommaire

Remerciements.....	
Résumé.....	
Abstract.....	
Liste des figures.....	
Liste des Tableaux.....	
Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur les modules PV et les modes de dégradation	2
I-1 Introduction	3
I-2 Constituants d'un module PV	3
I-2-1 Verre face avant	4
I-2-2 Encapsulant	4
I-2-2-1 EVA	5
I-2-2-2 Polyvinyle butyral (PVB)	6
I-2-2-3 Silicones	6
I-2-2-4 Élastomère de silicone thermoplastique (TPSE)	7
I-2-2-5 Élastomère de polyoléfine thermoplastique (TPO).....	7
I-2-2-6 Ionomères.....	7
I-2-3 Les cellules photovoltaïques	8
I-2-4 Face arrière (Feuille d'arrière)	10
I-2-5 Cadre et boîte de jonction.....	11
I-3 Principe de fonctionnement d'une cellule PV	13
I-4- Caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque	16
I-4-1 Courbe courant tension IV	16
I-4-2 Schéma équivalent d'une cellule	17
I-5 Technologie d'un module PV	18
I-6 Modes de dégradation d'un module PV et de ses composants	19
I-6-1 Corrosion	20
I-6-2 Décoloration.....	22
I-6-3 Délamination	24
I-6-4 Fissures.....	26
I-6-5 Autres modes de dégradation.....	28
I-6-5-1 Dégradation induite par la lumière (LID)	28
I-6-5-2 Dégradation induite par le potentiel (PID).....	29
I-6-5-3 Points chauds	31
I-6-5-4 Bulles	33

I-7 Conclusion et problématique	35
Chapitre II : Norme IEC 61724 : paramètres et utilisation.....	36
II-1 Introduction	37
II-2 Principaux paramètres	37
II-2-1 Rendement de référence.....	38
II-2-2 Rendement du champ.....	38
II-2-3 Rendement final du système	38
II-2-4 Facteur de Capacité.....	38
II-2-5 Efficacité de l'installation photovoltaïque	39
II-2-6 Rapport de performance.....	39
II-2-7 Pertes du système par conversion	39
II-2-8 Pertes de capture du champ photovoltaïque	40
II-2-9 Le rapport de performance corrigé relativement à la température.....	40
II-3 Paramètres supplémentaires pour l'étude de dégradation	40
II-3-1 Disponibilité	40
II-3-2 Le rapport de performance corrigé par rapport à la disponibilité	41
II-3-3 Le rapport de performance corrigé par rapport à la température et la disponibilité	41
II-3-4 Le taux de dégradation.....	42
II-4 Quelques études selon la norme IEC 61724.....	42
II-5 Conclusion	46
Chapitre III : Étude paramétriques de la dégradation des caractéristiques d'un modules PV	47
III-1 Introduction.....	48
III-2 Modélisation d'un module PV	48
III-3 Présentation de l'interface SOPHEE	52
III-3-1 Présentation du logiciel Matlab/Simulink	52
III-3-2 Modèle de simulation d'un module PV utilisé dans SOPHEE [128]	52
III-3-3 Interface graphique pour étude de dégradation.....	55
III-4 Étude paramétrique de dégradation.....	57
III-4-1 Approche de modélisation.....	57
III-4-2 Le système photovoltaïque étudié	58
III-4-3 Les lois de dégradation	59
III-4-4 Résultats des simulations et discussion.....	60
III-4-4-1 Caractéristique I-V initiale.....	60
III-4-4-2 Dégradation du courant de court-circuit.....	62
III-4-4-3 Dégradation de la tension en circuit-ouvert	65
III-4-4-4 Dégradation de la résistance en série	67

III-4-4-5 Dégradation de la résistance en parallèle	69
III-4-4-6 Signification physique de la dégradation des paramètres.....	71
III-5 Conclusion	73
Chapitre IV : Etude de la dégradation de performance d'un module PV en silicium monocristallin en conditions extérieures	74
IV-1 Introduction.....	75
IV-2 Module photovoltaïque étudié	76
IV-2-1 Module PV étudié et données	76
IV-2-2 Interface APMFW	77
IV-3 Analyse de performance	78
IV-3-1 Données météorologiques	78
IV-3-2 Évolution des paramètres de performance	82
IV-4 Étude de la dégradation de performance	87
IV-4-1 Méthode	87
IV-4-2 Dégradation globale du module	87
IV-4-3 Dégradation des paramètres	88
IV-5 Conclusion	91
Chapitre V : Étude de performance d'un ensemble d'installations PV domestiques en France.....	92
V-1 Introduction	93
V-2 Méthode peers to peers (P2P)	93
V-2-1 Recherche des meilleurs pairs.....	94
V-2-1-1 Facteur d'utilisation de la capacité (CUF)	94
V-2-1-2 Taux d'utilisation de la capacité (CUR)	95
V-2-1-3 Déviation médiane absolue	96
V-2-2 Construction du P2P.....	100
V-3 Installations étudiées	102
V-3-1 Données du site web BDPV	102
V-3-1-1 Présentation de BDPV	102
V-3-1-2 Présentation des données d'une installation (jmb92).....	103
V-3-2 Installations étudiées	107
V-3-3 Climats de la France	108
V-3-3-1 Le climat océanique (exemple Brest)	109
V-3-3-2 Le climat océanique altéré (exemple Paris).....	109
V-3-3-3 Le climat semi-continental.....	109
V-3-3-4 Le climat de montagne.....	109
V-3-3-5 Le climat méditerranéen.....	110

V-3-4 Association.....	110
V-4 Résultats et discussion	110
V-4-1 Défaillances des installations PV domestiques	111
V-4-1-1 Défauts d'énergie nulle (Zero-energy).....	111
V-4-1-2 Défauts affectant les onduleurs et les chaînes de modules PV	111
V-4-1-3 Ombrage	111
V-4-1-4 Dégradation	111
V-4-2 Répartition de taux de dégradation pour chaque région	112
V-4-3 Comparaison de taux de dégradation dans les six régions	117
V-4 Conclusion.....	122
Chapitre VI : Étude de l'évolution de la performance de la centrale solaire PV de Sourdun.....	123
VI-1 Introduction.....	124
VI-2 Présentation de la centrale solaire, acquisition et analyse des données	124
VI-2-1 Présentation de la centrale	124
VI-2-2 Composants de la centrale.....	125
VI-2-2-1 Modules PV	125
VI-2-2-2 Onduleurs.....	127
VI-2-3 Raccordement de la centrale	127
VI-2-4 Acquisition et analyse des données	130
VI-2-4-1 Système d'acquisition des données.....	130
VI-2-4-2 Analyse et traitement des données	132
VI-3 Analyse des performances réelles de la centrale solaire de 4,5 MW raccordée au réseau électrique.....	133
VI-3-1 Analyse des données climatiques.....	133
VI-3-2 Données de production.....	136
VI-4 Évaluation de la dégradation des performances sous les conditions climatiques tempérées	143
VI-4-1 Méthodologie	143
VI-4-2 Étude de la dégradation.....	143
VI-5 Conclusion	145
Conclusion générale.....	147
Bibliographie.....	
Annexes.....	

Liste des figures

Figure I.1: Constituants d'un module PV. (a) configuration générale d'un module PV c-si ; (b) module PV à couche mince de type substrat ; (c) module PV à couche mince de type superstrat.	4
Figure I.2 : Métallisation sur une cellule de silicium.	10
Figure I.3 : Connexions électriques en chaîne des cellules photovoltaïques.	11
Figure I.4 : jonction PN.	16
Figure I.5 : Courbe IV d'une cellule PV.	17
Figure I.6 : Schéma équivalent d'une cellule PV.	19
Figure I.7: Distribution des principaux modes de dégradation des modules PV [44].	21
Figure I.8 : Corrosion des contacts métalliques et des grilles de cellules solaires [50].	23
Figure I.9 : Décoloration de l'encapsulant EVA sur les modules PV [54].	25
Figure I.10 : Délamination de l'interface encapsulant/cellule [55]et cellule avec EVA délaminé gris près de la région de la barre omnibus du module PV [58].	27
Figure I.11 : Fissure au niveau de la cellule solaire [65] et du laminé du module PV [63].	29
Figure I.12 : (a) Vue avant du cas de point chaud de type cellule à polarisation inverse et (b) Vue arrière du cas de point chaud de type résistance série [77].	33
Figure I.13 : Formation de bulles sur (a) la face avant [80] et (b) la face arrière d'un module PV [57].	35
Figure II.1 : Les paramètres de la norme IEC 61724.	38
Figure III.1 : schéma équivalent d'un circuit à deux diodes.	51
Figure III.2 : schéma équivalent d'un circuit à une seule diode.	52
Figure III.3 : Modèle d'une cellule PV utilisé (SIMULINK) [124].	56
Figure III.4 : Interface SOPHEE (fenêtre d'étude paramétrique).	58
Figure III.5 : Schéma de l'approche utilisée.	58
Figure III.5 : Le module photovoltaïque FL60-250MBP.	60
Figure III.6 : Courbe I-V du module PV FL60-250MBP en conditions STC.	61
Figure III.7 : Les points choisis de la courbe I-V.	62
Figure III.8 : le taux de dégradation globale du module en fonction de taux de dégradation du courant court-circuit.	63
Figure III.9 : la courbe I-V de la dégradation du courant court-circuit.	64
Figure III.10 : la courbe P-V de la dégradation de du courant court-circuit.	64
Figure III.11 : le taux de dégradation globale du module en fonction de taux de dégradation de la tension en circuit ouvert.	65
Figure III.12 : la courbe I-V de la dégradation de la tension en circuit-ouvert.	66
Figure III.13 : la courbe P-V de la dégradation de la tension en circuit-ouvert	66
Figure III.14 : Courbes I-V avec dégradation de la résistance série du module PV FL60-250MBP.67	67

Figure III.15 : Courbes P-V avec dégradation de la résistance série du module PV FL60-250MBP.	68
Figure III.16: Évolution de taux de dégradation global du module en fonction du taux de dégradation de la résistance série.	69
Figure III.17 : Courbes I-V avec dégradation de la résistance parallèle du module PV FL60-250MBP.	70
Figure III.18 : Courbe P-V avec dégradation de la résistance parallèle du module PV FL60-250MBP.	70
Figure III.19 : Evolution de taux de dégradation global du module en fonction du taux de dégradation de la résistance en parallèle dans les conditions standard.	71
Figure IV.1 : Évolution horaire du rapport de performance dans l'interface APMFW.	78
Figure IV.2 : Évolution horaire de l'irradiance pour deux jours différents a) Le 1^{er} juin 2018, b) le 9 juillet 2018.	79
Figure IV.3 : Evolution horaire de la température du module pour deux jours différents a) Le 1^{er} juin 2018, b) le 9 juillet 2018	80
Figure IV.4 : Évolution journalière du rendement de référence et de la température du module.	81
Figure IV.5 : Évolution mensuelle du rendement de référence et de la température du module pour la saison d'été 2018.	82
Figure IV.6 : Évolution journalière du rapport de performance, du rapport de performance corrigé à la température et de du rendement du module.	85
Figure IV.7 : Évolution mensuelle du rapport de performance, du rapport de performance corrigé à la température et de la température du module pour la saison d'été.	86
Figure IV.8 : Évolution journalière du rapport de performance en fonction de la température du module.	86
Figure IV.9 : Évolution journalière du rapport de performance corrigé en température.	88
Figure IV.10 : Évolution de la caractéristique I-V du module PV.	89
Figure V.1 : Distance cible-pairs sur une carte (latitude, longitude) avec une taille de points proportionnelle aux poids.	99
Figure V.2 : PR quotidien et P2P pour l'installation.	102
Figure V.3a : Répartition des installations de BDPV pour les différentes régions françaises	103
Figure V.3b : Répartition des installations dans la base de BDPV en France et dans les pays voisins en 2018.	103
Figure V.4 : Fiche d'accueil de l'installation jmb92.	104
Figure V.5 : Localisation sur Google de l'installation jmb92.	105
Figure V.6 : Onglet de production de l'installation jmb92.	105
Figure V.7 : Exemple d'évolution du rapport performance (installation jmb29 en Île-de-France).	107
Figure V.8 : Carte climatique de la France (les zones ombrées correspondent à des aires de transition).	108

Figure V.9a : Répartition en pourcentage des taux de dégradation des installations solaires photovoltaïques domestiques pour la région Bretagne.....	113
Figure V.9b : Répartition en pourcentage des taux de dégradation des installations solaires photovoltaïques domestiques pour la région Grand Est.	113
Figure V.9c : Répartition en pourcentage des taux de dégradation des installations solaires photovoltaïques domestiques pour la région Provence Alpes-côte- d'Azur.....	114
Figure V.9d : Répartition en pourcentage des taux de dégradation des installations solaires photovoltaïques domestiques pour la région Auvergne-Rhône-Alpes.	114
Figure V.9e : Répartition en pourcentage des taux de dégradation des installations solaires photovoltaïques domestiques pour la région Haut-de-France.	115
Figure V.9f : Répartition en pourcentage des taux de dégradation des installations solaires photovoltaïques domestiques pour la région Île-de-France.	115
Figure V.10 : Répartition de taux de dégradation des installations dans les six régions.....	118
Figure V.11 : Taux de dégradation en fonction des zones climatiques de la France.	119
Figure V.12 : Taux de dégradation annuel moyen des six régions.	120
Figure VI.1 : Centrale solaire photovoltaïque de Sourdun.	125
Figure VI.2 : Disposition des tables et angles d’ombrage limite.....	126
Figure VI.3 : Câblage des tables.....	127
Figure VI.4 : Onduleur SIEMENS SINVERT PVS1000.....	127
Figure VI.5 : schéma unifilaire de la centrale solaire photovoltaïque de Sourdun.....	129
Figure VI.6 : Page « Accueil » de la centrale de Sourdun.	130
Figure VI.7 : Page « Alarmes » de la centrale de Sourdun.	131
Figure VI.8 : Page « Analyse/Bilans » de la centrale de Sourdun.	132
Figure VI.9 : Évolution mensuelle moyenne de l’insolation journalière à Sourdun pour la période d’étude.....	134
Figure VI.10 : Évolution mensuelle de la température ambiante journalière à Sourdun pour la période d’étude.....	134
Figure VI.11 : Evolution mensuelle moyenne de la vitesse du vent journalière à Sourdun.	135
Figure VI.12 : Évolution mensuelle moyenne de la température du module, température ambiante et de la vitesse du vent journalière à Sourdun pour la période d’étude.....	136
Figure VI.13 : Évolution mensuelle de la production et de la température ambiante.....	137
Figure VI.14 : Évolution annuelle de la production cumulée.	137
Figure VI.15 : Fréquence de la production journalière et de la température extérieure journalière pour la période d’étude.	138
Figure VI.16 : Évolution mensuelle du rendement de référence et du rendement final.....	139
Figure VI.17 : Évolution annuelle du rendement de référence et du rendement final.	139
Figure VI.18 : Disponibilité de la centrale photovoltaïque de Sourdun.....	140

Figure VI.19 : Évolution annuelle du rapport de performance.....	141
Figure VI.20 : Évolution annuelle du facteur de capacité et efficacité du système.....	142
Figure V.21 : Évolution annuelle du rapport de performance corrigé à la température et la disponibilité.	144
Figure VI.22 : Taux de dégradation de la centrale PV de Sourdun par rapport aux autres installations PV étudiées avec la norme IEC 61724.	144

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Rendement maximal déclaré des technologies PV .	19
Tableau III.1 : Caractéristiques du module PV FL60-250MBP.	59
Tableau III.2 : Valeurs de R_s et R_p déterminées expérimentalement.	62
Tableau IV.1 : Dégradation des paramètres du module PV.	90
Tableau V.1 : Distance, MAD et facteurs de pondération entre une installation PV cible et ses 10 meilleurs pairs.	100
Tableau V.2 : Indice P2P de l'installation jmb92.	106
Tableau V.3 : Les installations étudiées en fonction des régions et zones climatiques.	110
Tableau V.4 : Dégradation en fonction des paramètres climatique.	121
Tableau VI.1 : Caractéristiques électriques des modules PV de la centrale de Sourdun.	126
Tableau VI.2 : Détail des équipements par zone.	128
Tableau VI.3 : Comparaison des performances de diverses installations photovoltaïques en Europe étudiées à l'aide de la norme IEC 61724.	142

Introduction générale

Introduction générale

La part des énergies renouvelables dans la satisfaction de la demande énergétique mondiale devrait augmenter de 20% pour atteindre 12,4% de la production mondiale en 2023. Les systèmes de production d'énergie verte connaîtront la croissance la plus rapide dans le secteur de l'électricité, fournissant jusqu'à 30% de la demande en 2023 [1]. Le train du solaire photovoltaïque a quitté la gare avec un fort élan en 2022, affichant une croissance de 36 % en glissement annuel jusqu'en février par rapport aux deux premiers mois de 2021. Il s'agit d'une croissance significative malgré une année de défis pour l'industrie. Ce chiffre comprend la production à grande et petite échelle, comme l'indique le rapport de « Energy Information Association » (EIA), qui présente des données actualisées sur la capacité et la production jusqu'en février 2022. Au cours des deux premiers mois de l'année, la production solaire photovoltaïque rapportée par l'EIA a atteint 23 862 GWh, contre 17 593 GWh au cours des deux premiers mois de 2021 [2].

Les systèmes photovoltaïques en conditions extérieures subissent des dégradations tout au long de leur durée de vie. La détérioration des modules PV engendre une réduction de la puissance électrique produite, à des degrés différents suivant la sévérité du climat [3], [4]. Il est important de quantifier l'impact du vieillissement sur la performance d'une installation PV pour prévoir sa production effective dans le temps et envisager sa maintenance préventive [5], [6]. Il est aussi nécessaire de mettre en place des outils d'analyse pour mesurer l'évolution de performance suivant les paramètres climatiques et les relevés de monitoring [7], [8]. Par exemple, afin d'étudier l'efficacité d'un système de production d'énergie photovoltaïque, la norme européenne 61724 de la Commission électrotechnique internationale (CEI) précise des lignes directrices pour les mesures, les échanges de données et les analyses destinées à la surveillance et à la détermination des performances électriques [8]. Ne décrivant pas la performance des composants discrets, celle-ci se concentre plus précisément sur l'évaluation des performances d'un générateur en tant que partie d'un système, fournissant un résumé des performances adaptées à la comparaison d'installations photovoltaïques de différentes tailles fonctionnant sous différents climats [9], [10].

Ce travail de thèse a pour objectif d'étudier l'évolution de performance d'installations PV à différentes échelles de production (module de puissance 244 W_c, installations domestiques entre 2 kW_c et 100 kW_c et une centrale PV d'une puissance d'environ 4,5 MW_c) exploitées dans différentes zones climatiques en France et d'établir un lien entre ces évolutions.

Le mémoire est organisé comme suit :

Le chapitre I correspond à une recherche bibliographique sur les modules photovoltaïques décrivant leurs composants, leur principe de fonctionnement, leur schéma équivalent, leurs technologies et leurs modes de dégradation qui débouche sur la problématique de la thèse.

On présente ensuite dans le chapitre II une méthode d'analyse de l'évolution des performances d'un système PV considérant les paramètres de la norme IEC 61724. Ces paramètres sont utilisés dans les différentes études de la présente thèse.

Dans le chapitre III, on montre les résultats d'une étude paramétrique de la dégradation des propriétés électriques d'un module PV en prenant le cas d'un module PV de type FL60-250MBP modélisé par un circuit à une diode en modifiant les paramètres d'entrée via une interface Matlab dénommée SOPHEE (Solar Photovoltaic Energy Estimation).

Puis, le chapitre IV traite de la performance du même module FL60-250MBP dans des conditions extérieures selon les paramètres de la norme IEC 61724 et de la dégradation des paramètres du module en se basant sur les données expérimentales de la production dans les conditions réelles.

Dans le chapitre V, on passe à l'échelle des installations de moyenne puissance, le but étant de déterminer statistiquement le taux de dégradation moyen au fil des ans d'un échantillon représentatif d'installations solaires photovoltaïques domestiques en toiture en fonction des divers environnements climatiques de la France en utilisant la méthode P2P (Peers to Peers) pour analyser la performance des installations de particuliers ayant des données de production recensées sur le site internet BDPV.

Ensuite, à l'échelle d'une production de grande puissance, le chapitre VI correspond à une étude de performance de la centrale PV de Sourdun (puissance 4,5 MW_c) et se compose de quatre sous-parties. Premièrement on présente une description de la centrale solaire PV, de ses différents composants, ainsi que l'instrumentation pour l'acquisition des données météorologiques et de production de la centrale. Deuxièmement, on analyse les évolutions de ces données en appliquant la norme IEC 61724. Finalement, on déterminera le taux de dégradation de la performance de la centrale.

Enfin, une conclusion générale sur les études réalisées et des perspectives seront apportées.

Chapitre I :

**Généralités sur les modules PV et les
modes de dégradation**

I-1 Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque est définie comme la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en électricité. Cette conversion d'énergie s'effectue à l'aide d'une cellule dite photovoltaïque (PV), basée sur un phénomène physique appelé « effet photovoltaïque » qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule.

Ce chapitre présente une recherche bibliographique sur les modules photovoltaïques, décrivant leurs constituants, leur principe de fonctionnement, leur schéma équivalent, leurs technologies et leurs modes de dégradation.

I-2 Constituants d'un module PV

Un module solaire photovoltaïque est constitué de cellules photovoltaïques, d'un encapsulant, de diodes de dérivation, de connecteurs, d'une boîte de jonction, des câbles, d'un verre protecteur en face avant, d'un verre ou un film en polymère en face arrière et d'un cadre en aluminium. Les composants d'un module PV varient selon les technologies de fabrication (voir figure I.1). L'assemblage de ces composants peut protéger les cellules photovoltaïques contre les différentes contraintes mécaniques pouvant survenir lors du transport ou de l'installation et les différentes conditions environnementales tels que la pluie, la température, l'exposition aux rayons UV et à l'humidité. Un module solaire PV est principalement composé des strates montrées (Figure I.1).

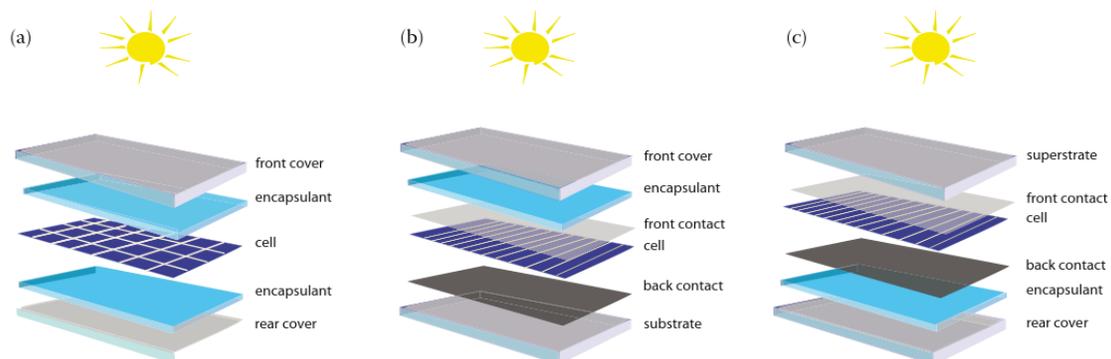


Figure I.1: Constituants d'un module PV. (a) configuration générale d'un module PV c-si ; (b) module PV à couche mince de type substrat ; (c) module PV à couche mince de type superstrat.

I-2-1 Verre face avant

La face avant du module contient un verre solaire trempé qui doit avoir une transparence élevée, une transmittance élevée, une faible réflectivité et une faible teneur en fer. Le verre forme la terminaison avant du module photovoltaïque et protège les composants logés à l'intérieur du stratifié contre les intempéries et les contraintes mécaniques. En même temps, il sert de support dans le processus de laminage. Une transmittance élevée augmente l'efficacité des cellules photovoltaïques et a donc une influence directe sur la puissance et les performances du module final. Une faible teneur en fer dans la composition du verre et un revêtement antireflet réduisent l'absorption de l'énergie rayonnante. Ils ont une couche antireflet hydrophobe qui augmente l'absorption de la lumière et réduit l'accumulation de poussière sur la surface. Ils atteignent une excellente résistance aux contraintes mécaniques et aux changements de température grâce à la précharge du fabricant. L'épaisseur du verre peut être choisie dans l'intervalle de 2,5 à 10 mm [11].

I-2-2 Encapsulant

La protection des cellules de production d'énergie photovoltaïque contre l'humidité, les champignons ou encore l'oxydation est le secret d'un rendement énergétique stable [12]. Dans la composition du panneau solaire, l'encapsulant fournit cette protection. Les matériaux d'encapsulation peuvent être divisés en :

- Matériaux thermoplastiques ou élastomères thermoplastiques (TPE) non réticulant,
- Matériaux élastomères.

Ces derniers forment des liaisons covalentes entre les chaînes de polymère. Le matériau d'encapsulation le plus utilisé, l'éthyle vinyle acétate (EVA), et les matériaux silicone et uréthane à deux composants (TPU) doivent être soumis à un processus de réticulation qui peut être induit par des niveaux de température élevés, une irradiation UV ou par une réaction chimique (systèmes à deux composants). Les matériaux thermoplastiques ou TPE (polyvinyle butyrate, TPSE et ionomères), ainsi que les polyoléfinés modifiés (PO), fondent pendant le processus de fabrication des modules sans former de liaisons chimiques entre les chaînes polymères (réticulation).

Les exigences relatives aux encapsulants des modules PV en termes d'optimisation de l'efficacité des modules peuvent être divisées en cinq catégories : rendement électrique, sécurité électrique, fiabilité, traitement des modules et coût.

- ✓ L'encapsulant doit offrir une faible absorption de la lumière et un indice de réfraction adapté pour minimiser la réflectance de l'interface.
- ✓ Une conductivité thermique élevée réduit les températures de fonctionnement et améliore ainsi le rendement électrique.
- ✓ Pour la sécurité électrique, seuls des courants de fuite très faibles sont autorisés par les essais d'homologation standard conformément à la norme IEC 61215 [13].
- ✓ En termes de fiabilité du module PV, les propriétés de l'encapsulant sont critiques en ce qui concerne l'irradiation UV, l'humidité, les cycles de température, les températures ambiantes extrêmement basses ou élevées, les charges mécaniques, le potentiel électrique par rapport à la terre, etc. L'encapsulant doit maintenir une forte adhérence aux autres composants du module et protéger la cellule et la métallisation des impacts extérieurs.
- ✓ Un fabricant de modules tiendra également compte du coût des matériaux, du coût et du temps de traitement, de la durée de conservation et des questions d'assurance qualité.

Les principaux types d'encapsulant sont [12] :

I-2-2-1 EVA

Le copolymère EVA, dans l'industrie PV depuis plus de vingt ans, est l'encapsulant de modules PV le plus populaire au monde. Au cours de cette longue période, la durabilité de l'EVA PV, qui est fortement influencée par la formulation des additifs utilisés, a été considérablement améliorée, notamment en ce qui concerne le problème de dégradation de la décoloration (jaunissement) [4,5]. Ce phénomène de jaunissement, qui a été largement décrit pour les premières installations PV, est très probablement causé par la dégradation photothermique d'additifs tels que les stabilisateurs de lumière UV, les absorbeurs d'UV et les antioxydants [6,7]. Outre la décomposition des additifs, les principales réactions de dégradation de l'EVA sont la désacétylation, l'hydrolyse et la décomposition photothermique [14], ce qui peut conduire à l'évolution de sous-produits de dégradation corrosifs, notamment l'acide acétique. Ces sous-produits peuvent à leur tour accélérer la corrosion de la métallisation. Initialement un matériau thermoplastique, l'EVA peut être

transformé en élastomère par l'utilisation d'additifs de réticulation activés par des températures élevées ou une irradiation UV. Cette réaction de réticulation est un défi non seulement en termes de temps de traitement du module, mais aussi en ce qui concerne le stockage du matériau (volatilisation des agents de réticulation) et la gestion de la qualité.

I-2-2-2 Polyvinyle butyral (PVB)

Le PVB est un polymère thermoplastique qui est utilisé depuis le début des années 80 comme encapsulant pour les modules PV. Contrairement à d'autres matériaux d'encapsulation, le PVB est très sensible à l'hydrolyse en raison d'une absorption d'eau plus élevée ; il doit donc être associé à un faible taux de transmission de la vapeur d'eau [18]. Des plastifiants sont ajoutés aux PVB pour améliorer leur aptitude à la transformation mécanique et pour modifier leurs températures de transition de phase [19]. Les avantages par rapport à l'EVA sont une meilleure stabilité aux UV et une meilleure adhérence au verre. La transparence aux UV est presque aussi bonne que celle de l'EVA et le temps de traitement du laminage peut être réduit d'environ 50% par rapport à l'EVA [20]. Le traitement du PVB nécessitait initialement l'utilisation d'un autoclave en raison de la pression et de la température élevées requises, mais les nouvelles formulations de PVB permettent d'utiliser des processus de stratification standard. Les principales applications du PVB dans l'industrie photovoltaïque sont le photovoltaïque intégré au bâtiment (BIPV) et la technologie à couche mince avec une configuration verre-verre.

I-2-2-3 Silicones

Les silicones sont des polymères mixtes inorganiques-organiques dont les principaux constituants sont les éléments silicium, carbone, hydrogène et oxygène. Bien que très prometteur en tant que matériau d'encapsulation PV, le silicone n'est que rarement utilisé en raison de son prix élevé et de la nécessité de disposer de machines (et de techniques) de traitement spécifique. Les silicones sont le plus souvent utilisés dans des domaines d'application spéciaux exigeant une très haute qualité, par exemple les applications extraterrestres.

En raison de leurs propriétés chimiques, les silicones ont une excellente résistance à l'oxygène, à l'ozone et aux rayons UV. D'autres avantages des silicones sont une large gamme de stabilité en température (-100°C à 250°C) et une excellente transparence dans la gamme de longueurs d'onde UV-visible.

I-2-2-4 Élastomère de silicone thermoplastique (TPSE)

L'élastomère de silicone thermoplastique (TPSE) représente une classe d'encapsulants relativement nouvelle combinant les performances supérieures des silicones et les possibilités de mise en œuvre des thermoplastiques, mais, en raison de son prix relativement élevé, il n'est actuellement utilisé que dans des applications spéciales. Le durcissement rapide et la réticulation physique sans additif des encapsulants TPSE, combinés à leurs excellentes propriétés mécaniques sans utilisation de plastifiants, en font des candidats prometteurs pour le traitement de stratification en continu [21]. Comme la réticulation est effectuée par des liaisons hydrogène, les modules PV à base de TPSE peuvent être recyclés plus facilement que les modules à base d'EVA. Le TPSE présente une bonne résistance aux UV et une bonne transmission de la lumière visible et peut être utilisé dans une large gamme de températures (-80°C à 100°C). De plus, les encapsulants en TPSE ont de bonnes propriétés d'isolation électrique.

I-2-2-5 Élastomère de polyoléfine thermoplastique (TPO)

Le TPO est un mélange de polymères composé de polyoléfines thermoplastiques (par exemple, polyéthylène et polypropylène) et d'élastomères oléfiniques (par exemple, caoutchouc éthylène-propylène et caoutchouc éthylène-octène). Souvent utilisé dans les industries automobile et du bâtiment par le passé [22], le TPO est un candidat intéressant pour l'encapsulation des PV en raison de son faible prix. Ce matériau présente une résistivité électrique élevée, ne se dégrade pas sous l'effet de l'acide acétique et résiste à l'hydrolyse, bien que la perméabilité à l'eau du TPO soit nettement supérieure à celle de l'EVA.

I-2-2-6 Ionomères

Les ionomères, plus précisément les ionomères d'éthylène, appartiennent à la catégorie des matériaux d'encapsulation thermoplastiques et sont produits à partir d'éthylène et de comonomères d'acides carboxyliques insaturés (par exemple, le copolymère éthylène-acide méthacrylique EMAA). Dans l'industrie solaire, les ionomères représentent une classe différente de matériaux d'encapsulation, avec des coûts de production élevés. La bonne stabilité aux UV des ionomères a déjà été démontrée dans des applications architecturales au cours des 15 dernières années [23].

Les ionomères sont également utilisés comme encapsulants dans les applications de fils et de câbles [23]. Une réticulation physique entre les composants ioniques du polymère est automatiquement induite pendant la synthèse et ne nécessite pas d'étapes supplémentaires pour une réticulation (chimique) comme dans le cas de la transformation de l'EVA. En outre, aucune formation d'acide acétique n'est observée au cours du vieillissement [24] et la durée de conservation est beaucoup plus longue (jusqu'à trois ans) [25]. Au cours des deux dernières années, la recherche sur les ionomères s'est concentrée sur la technologie solaire à couche mince, en raison de leur sensibilité à l'humidité très améliorée et de leur taux de transmission de la vapeur d'eau (WVTR) inférieur à celui de l'EVA [26].

I-2-3 Les cellules photovoltaïques

Une cellule est définie comme le plus petit morceau de semi-conducteur ayant une tension associée à une seule jonction. Dans un module en silicium polycristallin ou monocristallin, chaque cellule est constituée d'un seul morceau de silicium. Dans un module à couche mince, le matériau semi-conducteur est déposé sur une grande surface, et les cellules sont définies en rayant le matériau pour produire des régions isolées électriquement. Une "chaîne" de cellules représente un ensemble de cellules, généralement 10 ou 12 cellules dans un module à base de wafers ou environ 60 à 100 cellules dans un module à couche mince, qui sont électriquement connectées en série. Deux ou plusieurs chaînes de cellules sont parfois connectées en parallèle avec une diode de dérivation, créant ainsi un "sous-module" électriquement indépendant, dont la fonction est isolée de toute cellule ou chaîne ne faisant pas partie du sous-module. Jusqu'à quatre niveaux de métallisation et d'interconnexions électriques sont envisagés. Les "lignes de grille" (appelées indifféremment "doigts") constituent le niveau le plus fin de métallisation directement sur les cellules et consistent en un réseau de lignes de moins de 0,4 mm d'épaisseur. Le courant provenant des lignes de grille est collecté dans les "busbars", qui se trouvent également directement sur la cellule. La figure I.2 montre un schéma des lignes de grille et des « busbars » omnibus sur une cellule de silicium mono- ou polycristallin [27].

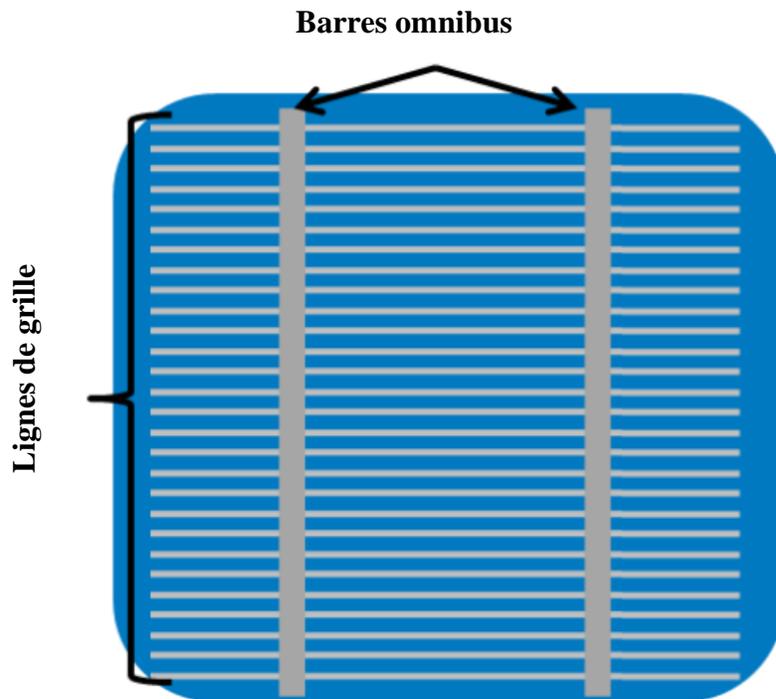


Figure I.2 : Métallisation sur une cellule de silicium.

Les cellules câblées en série sont connectées pour former une chaîne par le "ruban d'interconnexion de cellules". Il convient de noter que le ruban d'interconnexion des cellules masque souvent les barres omnibus sur les cellules de silicium car il les recouvre directement. Plusieurs chaînes sont reliées par le "string interconnect", qui est généralement situé près du bord du module et peut être masqué par le cadre du module ou les couches de couverture. La figure I.3 présente un schéma illustrant des rubans d'interconnexion de cellules et une interconnexion de chaînes. La disposition de la métallisation et/ou des interconnexions peut être moins standardisée dans les modules à couche mince que dans les modules en silicium mono- et polycristallin. Dans le cas des modules à couches minces, les quatre niveaux de métallisation et les interconnexions électriques peuvent ne pas être nécessaires ; la convention de dénomination de ces modules suit la fonction du niveau d'interconnexion particulier décrit ci-dessus [27].

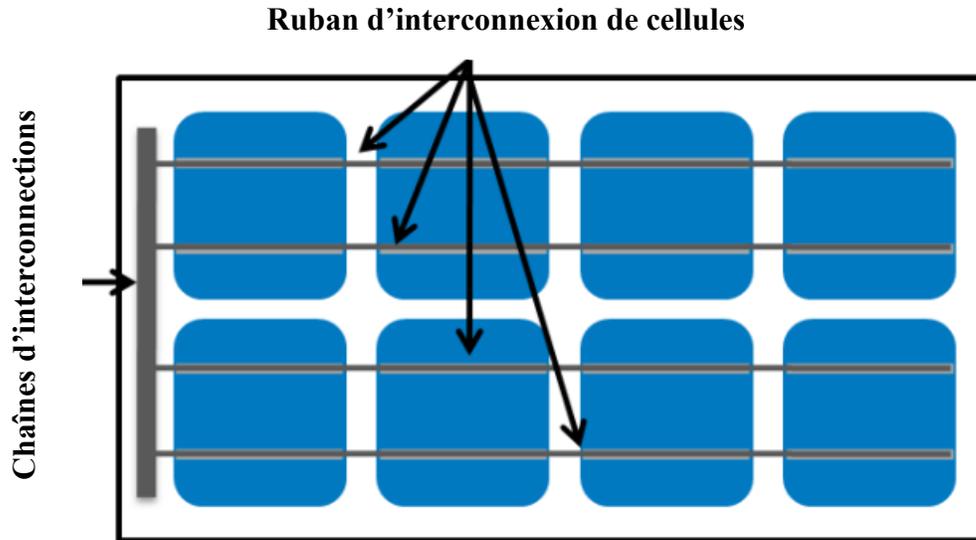


Figure I.3 : Connexions électriques en chaîne des cellules photovoltaïques.

I-2-4 Face arrière (Feuille d'arrière)

Les faces arrière des modules PV ont généralement une structure multicouche (le plus souvent trois couches), où chaque couche remplit une fonction spécifique. La couche en contact avec l'encapsulant doit offrir une adhérence durable et une compatibilité chimique avec l'encapsulant et être stable à l'exposition solaire directe filtrée par les couches de verre et d'encapsulant [28].

On utilise généralement des matériaux comme les fluoropolymères, le polyamide (PA), le polyéthylène (PE) ou l'EVA. La couche centrale ou noyau est souvent plus épaisse et fournit les propriétés mécaniques et électriques requises pour l'ensemble du composite. Cette couche est habituellement constituée de poly(éthylène téréphtalate) (PET), tandis que quelques types de feuilles de fond ont du polyamide ou du polyoléfine comme couches centrales. La couche extérieure doit être très fiable et stable car elle assure la protection environnementale des autres couches et est directement exposée à l'environnement, notamment aux UV courts indirects (réfléchis, par le sol, en fonction de l'albédo du sol). C'est pourquoi il est généralement fabriqué en PET, en poly(vinylidène fluorid) (PVDF) ou en poly(vinyl fluorid) (PVF) [29], [30]. Ces couches sont généralement laminées ensemble avec l'ajout d'adhésifs. Seules quelques combinaisons de matériaux peuvent être co-extrudées en feuilles de fond multicouches. Étant donné que chacune des couches de la Feuille d'arrière est exposée à un ensemble différent de contraintes lors d'une exposition extérieure, leur performance individuelle affectera la performance de l'ensemble de la Feuille d'arrière et, au final, de l'ensemble du module PV [30].

I-2-5 Cadre et boîte de jonction

Le cadre des modules photovoltaïques n'a aucune incidence sur l'étanchéité du laminé et sa capacité à faire face aux conditions extérieures. Son rôle est lié à ses caractéristiques mécaniques qui apportent plusieurs bénéfices [31]:

- ✓ Manutention
- ✓ Stockage
- ✓ Mise à la terre
- ✓ Fixation
- ✓ Résistance aux charges de vent, à la neige...

La majeure partie du coût d'un module solaire réside dans la cellule, et donc dans le silicium. De tous les composants restant (cadre, verre, boîte de jonction, tedlar...), le cadre tient une place significative. Ce n'est donc pas une surprise que de voir depuis plusieurs années l'épaisseur des cadres diminuer. Ils sont fabriqués en aluminium et leur prix est directement lié au poids du métal et au cours de la matière première. Par conséquent, la réduction de l'épaisseur du cadre a un impact direct sur les coûts puisque moins de matière est requise. Pour l'installateur, il y a également un avantage puisque le module sera un peu plus léger.

Ceci étant dit, au fil des années, nous n'avons pas observé de percée majeure dans la technique de cadrage, l'évolution étant lente et tendant vers un plateau. En effet, réduire les coûts consiste à trouver un compromis entre le design et le poids d'aluminium de manière à assurer la fiabilité des propriétés mécaniques des modules.

Mais comme toujours, il ne s'agit pas d'appliquer une recette miracle. Deux modules avec la même épaisseur de cadre peuvent se comporter différemment du fait des choix effectués lors de la conception.

Les boîtes de jonction permettent la mise en parallèle des chaînes de panneaux photovoltaïques. Elles protègent le système contre les surintensités (fusibles) et permettent d'isoler les panneaux du reste de l'installation quand le système est en charge (inter-sectionneur). Il représente une conception globale inter-domaines intégrant la conception électrique, la conception mécanique et la science des matériaux.

La boîte de jonction du panneau solaire occupe une place importante dans la composition du panneau solaire. Elle raccorde principalement l'énergie générée par les cellules solaires aux lignes externes. La boîte de jonction est attachée à la face arrière du panneau par du gel de silice, et les câbles de sortie des composants sont connectés aux câbles intérieurs de la boîte de jonction, et les câbles intérieurs sont reliés aux câbles extérieurs pour permettre aux composants et aux câbles extérieurs d'être conducteurs. Les diodes dans la boîte de jonction rendent possible le fonctionnement normal des éléments lorsque la lumière est occultée [32].

Les boîtiers de jonction pour modules solaires PV raccordent et protègent les panneaux solaires PV et conduisent l'énergie générée par les cellules solaires vers des câbles externes. Les fonctionnalités de la boîte de jonction solaire PV sont vérifiées dans des conditions standard de température de 25 °C, AM :1,5 =1000W/m².

Le choix de la diode est très important dans les boîtiers de jonction, il varie généralement en fonction du type de cellule du panneau. La diode de la boîte de jonction doit être utilisée comme diode de dérivation pour protéger le panneau PV de l'apparition des points chauds. Lorsque les constituants marchent normalement, la diode de dérivation est à l'état de coupure et il subsiste un courant inverse, à savoir un courant d'obscurité, régulièrement inférieur à 0,2 A. Le courant d'obscurité diminue le courant généré par les constituants d'une petite marge.

Normalement, chaque cellule devrait être reliée à une diode de dérivation, mais ce n'est pas profitable en raison du coût de la diode de dérivation, de la perte de courant sans illumination et de la diminution de tension dans l'état de fonctionnement. De plus, les positions des cellules des panneaux PV sont proportionnellement concentrées et les diodes correspondantes doivent pouvoir être reliées dans des conditions de dissipation thermique suffisantes. Par conséquent, il est logique d'utiliser couramment une diode de dérivation pour protéger plusieurs groupes d'accumulateurs interconnectés. Cela peut diminuer le coût de production des panneaux PV, mais également réduire leurs performances. En fait, si la puissance de sortie d'une cellule dans une chaîne de cellules diminue, alors cette chaîne de cellules, y compris celles qui marchent correctement, serait isolée du système de panneau PV par la diode de dérivation. Le résultat est que la puissance de sortie de l'ensemble du panneau diminue trop en raison de la défaillance d'une seule cellule.

La connexion entre deux diodes de dérivation adjacentes nécessite d'être prise en considération. En fait, ces connexions sont influencées par des contraintes résultant de changements périodiques

de charge mécanique et de température. Par conséquent, dans l'utilisation à long terme des panneaux photovoltaïques, les connexions ci-dessus peuvent tomber en panne à cause de la fatigue, ce qui entraîne des modules photovoltaïques anormaux.

Dans les panneaux solaires, les cellules individuelles sont reliées en une série, appelée chaîne, pour obtenir des tensions système plus hautes. Une fois que l'une des cellules est défectueuse, la cellule affectée arrête de fonctionner comme source d'alimentation et devient consommatrice d'énergie. D'autres cellules non couvertes continuent de conduire du courant, causant des pertes d'énergie élevées, des « points chauds » et même des dégâts au module. Pour éviter ce genre de problème, les diodes de dérivation sont reliées en parallèle à une ou plusieurs cellules en série. Ainsi, le courant de dérivation passe par la diode, contournant la cellule défectueuse.

Le choix de la diode de dérivation suit principalement les principes suivants :

- ✓ La capacité de la tension de résistance est deux fois celle de la tension de travail inverse maximale.
- ✓ La capacité de courant est le double de celle du courant de fonctionnement inverse maximal.
- ✓ La température de jonction doit être obligatoirement supérieure à la température de jonction réelle.
- ✓ Faible résistance thermique.
- ✓ Petite chute de tension.

Pour choisir une boîte de jonction PV, il est nécessaire de connaître la taille du courant reçu par le composant, à savoir le courant maximal de travail et le courant de court-circuit. Bien sûr, le courant maximal est celui que les composants peuvent supporter lorsque le courant est égal à celui du court-circuit.

I-3 Principe de fonctionnement d'une cellule PV

La matière, dans tous les états se compose de molécules qui sont des groupes d'atomes. Habituellement on représente l'atome comme constitué d'électrons tournant autour d'un noyau, comme le feraient des satellites autour de la terre. Le noyau est composé de protons et de neutrons. La charge électrique du neutron est électriquement nulle. Le proton porte une charge positive équivalente en valeur absolue à celle de l'électron qui lui, est négatif. Dans son état régulier un

atome est électriquement neutre, le nombre d'électrons étant semblable au nombre de protons. Les électrons, de charge négative, sont distribués par couches. Toute couche ne peut comporter qu'un nombre défini et limité d'électrons. Par exemple la couche K qui est la plus voisine du noyau est saturée avec 2 électrons. C'est sur la couche la plus externe (couche de valence) que les électrons ont le moins d'attraction avec le noyau, ce qui permet les liaisons avec les atomes voisins autorisant la cohésion de la matière. La couche de valence de la plupart des atomes n'est pas complète (sauf pour les gaz rares), elle peut ainsi recevoir (provisoirement) des électrons, ou probablement en perdre. C'est le cas lors de l'ionisation d'un atome. Les 14 électrons d'un atome de silicium tournent autour du noyau composé de 14 protons et 14 neutrons. Les atomes sont capables de se charger électriquement en gagnant ou en perdant un ou plusieurs électrons : on parle alors d'ions. Si un atome recevait un ou plusieurs électrons, la charge de l'atome devient négative (anion), et s'il en perd, la charge de l'atome est positive (cation).

Dans le cristal de silicium, chaque atome est attaché à 4 atomes voisins avec lesquels il partage les quatre électrons de sa couche M. La répartition étant périodique on peut considérer qu'un atome est au milieu d'un tétraèdre et que ses 4 voisins sont aux sommets de ce tétraèdre. Les semiconducteurs sont des corps dont la résistivité est en moyenne entre celle des conducteurs et celle des isolants. Le silicium est un semi-conducteur.

Conduction intrinsèque : Lorsque la température monte, sous l'effet de l'agitation thermique, des électrons arrivent à s'échapper et participent à la conduction. Ce sont les électrons situés sur la couche la plus distante du noyau qui s'impliquent dans les liaisons covalentes. Dans le cristal, ces électrons se placent sur des niveaux d'énergie appelée bande de valence. Les électrons qui peuvent contribuer à la conduction possèdent des niveaux d'énergie appartenant à la bande de conduction. Entre la bande de valence et la bande de conduction peut se trouver une bande interdite. Pour passer cette bande interdite l'électron doit acquérir de l'énergie (thermique, photon...). Pour les isolants la bande interdite est quasi indépassable, pour les conducteurs elle est inexistante. Les semi-conducteurs ont une bande interdite assez ajustée.

L'atome qui a donné un électron devient un ion positif et le trou ainsi formé peut participer à la formation d'un courant électrique en se déplaçant. Si l'électron libre est intercepté par un atome, il y a recombinaison. Pour une température donnée, ionisation et recombinaison s'équilibrent ; la résistivité est réduite quand la température s'accroît. Un semi-conducteur pour lequel la

conductivité ne doit rien à des impuretés est dit intrinsèque. En revanche, la conductivité du semi-conducteur est extrinsèque par le fait d'ajouter des impuretés (dopage) [33].

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de transformer directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière du soleil. Ce matériau admet deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un manque en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excédents dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone originellement dopée n chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il s'engendre donc entre elles un champ électrique qui tend à pousser les électrons de la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction PN a été formée (voir figure I.4).

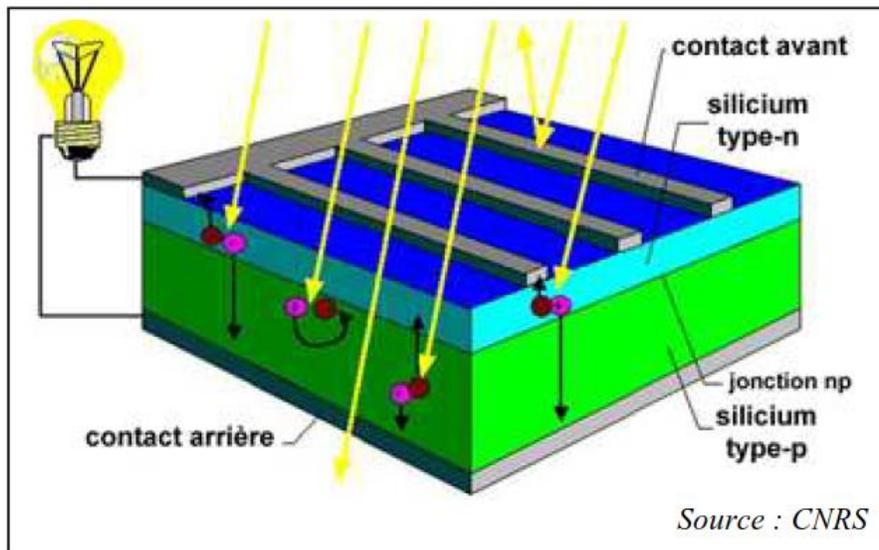


Figure I.4 : jonction PN.

Si le matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement solaire sont bombardés par les photons, les électrons des couches électroniques supérieures sont arrachés / décrochés. Si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau.

L'énergie cinétique du photon est convertie en énergie thermique. Par contre, dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne retourne pas à son état initial. Les électrons décrochés

engendrent une faible tension continue. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi immédiatement convertie en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque [33].

I-4- Caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque

I-4-1 Courbe courant tension IV

Une cellule photovoltaïque débite un certain courant sous une différence de potentiel. Cette relation décrite figure I.5 traduit le fonctionnement électrique d'une cellule PV et renseigne sur son accouplement avec un récepteur [34].

U_{co} : Tension de circuit ouvert

Si on met une cellule sous une source lumineuse constante, sans aucun récepteur, elle génère à ses bornes une tension continue maximale, tension à vide ou dite tension de circuit ouvert U_{co} .

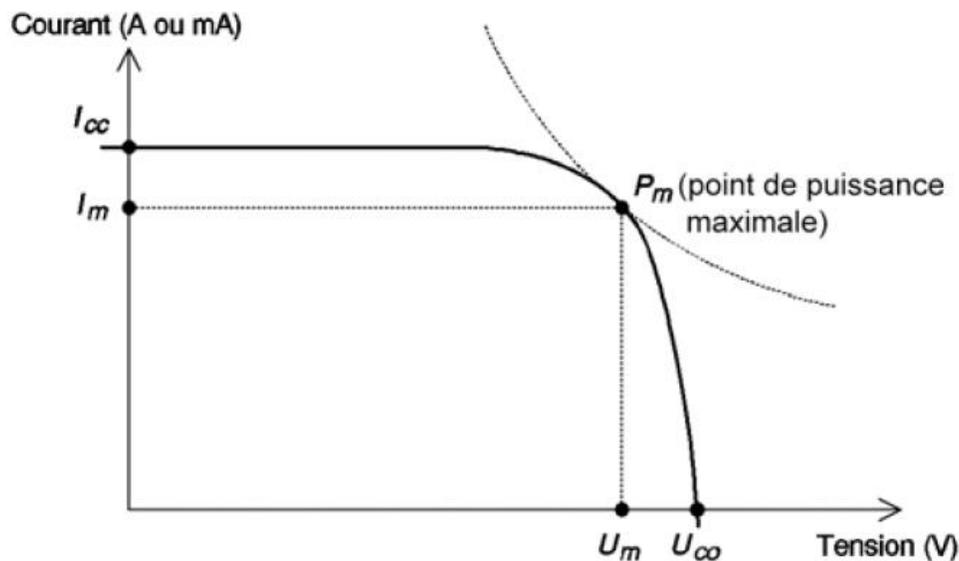


Figure I.5 : Courbe IV d'une cellule PV.

I_{cc} : Courant de court-circuit

À l'inverse du point de circuit ouvert, lorsqu'on met la cellule en court-circuit, elle donne son courant maximal, mais sans tension. C'est le courant qu'on peut mesurer en direct à l'aide d'un ampèremètre. C'est le courant de court-circuit.

P_m : Point de puissance maximale

L'utilisation optimale d'une cellule consiste à alimenter une charge sous la tension maximale et à courant maximal. Il faut être dans les conditions où le produit tension-courant est maximal : c'est le point idéal de fonctionnement de la cellule, ou point de puissance maximale comme illustré sur la figure I.5. On appelle U_m et I_m la tension et le courant correspondants à ce point de fonctionnement.

P_c : Puissance crête

La puissance maximale est fonction de l'éclairement. Lorsqu'il s'agit de la puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement STC (1000 W/m²), 25°C, spectre solaire AM 1.5, on parle alors de Watt crête (W_c) ou de puissance crête.

 η : rendement d'une cellule

Le rendement d'une cellule est le rapport entre la puissance électrique générée P_c et la puissance lumineuse reçue G_0 par la cellule. Il est défini comme :

$$\eta = \frac{P_c}{G_0 \times S} \quad (I.1)$$

où S est la surface de la cellule en m².

Le fonctionnement de la cellule PV dépend de l'ensoleillement et de la température ambiante.

I-4-2 Schéma équivalent d'une cellule

On vient de constater que c'est l'association avec le récepteur qui oblige la cellule à travailler à un certain courant et à une certaine tension. Contrairement à une idée couramment répandue, la cellule PV est donc plutôt un générateur de courant qu'un générateur de tension, au moins dans la partie exploitable de sa caractéristique entre le I_{cc} et le P_m . En effet, c'est le courant qui est constant et non la tension. Au-delà du P_m , la courbe n'est pas exploitable car la puissance chute très vite, et si l'éclairement baisse par exemple, on risque de ne plus avoir de puissance du tout.

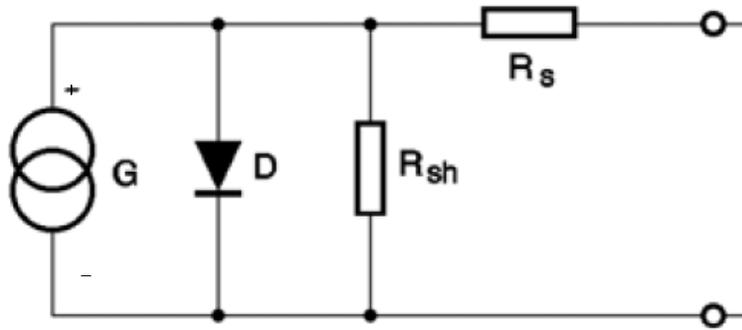
En termes électroniques, on peut représenter une cellule comme montré sur la figure I.6 où [34] : G est une source de courant parfaite.

D est une diode matérialisant la jonction pn et le courant de fuite à travers cette jonction. Elle est en antiparallèle avec la source du courant.

R_{sh} ou R_p est une résistance shunt qui prend en compte les fuites inévitables de courant qui interviennent entre les bornes opposées positive et négative d'une cellule (micro court-circuit dans le silicium en particulier).

R_s est une résistance série qui est due aux différentes résistances électriques que le courant rencontre sur son parcours (résistance intrinsèque des couches, résistance des contacts).

Figure I.6 : Schéma équivalent d'une cellule PV.



De nombreuses technologies de cellules photovoltaïques sont actuellement présentes sur le marché avec des performances différentes. Les technologies les plus couramment utilisées avec leurs rendements sont illustrées dans le tableau I.1.

Tableau I.1 : Rendement maximal déclaré des technologies PV [35].

Technologie et Matériau	Meilleure efficacité (%) à l'échelle du laboratoire	Références
Silicium cristallin		
Silicium monocristallin (s-Si)	26,7	[36], [37]
Silicium multicristallin (m-Si)	22,3	[36]
Hétérostructures de silicium (HIT)	26,7	[36]
Cristallin à couches minces	21,2	[36]
Arséniure de gallium à simple jonction (GaAs)		
Monocristal	27,8	[36]
Cristal à couche mince	29,1	[36], [37]
Cellules à multi-jonctions		
Deux jonctions	32,8	[36]
Trois jonctions	37,9	[36]
Quatre jonctions ou plus	39,2	[36]
Couche mince		

Silicium amorphe (a-Si)	14	[36]
Tellurure de cadmium (CdTe)	22,1	[36]
Sélénure de cuivre, d'indium et de gallium (CIGS)	23,4	[36]
PV émergents		
Cellules sensibles aux colorants (liquid electrolyte)	13	[38]
Cellules inorganiques (CZTSSe)	12,6	[36]
Cellules organiques	16,5	[36]
Cellules organiques tandem	14,2	[36]
Cellules pérovskites	25,2	[36]
Cellules tandem/pérovskite	28	[36]
Cellules à points quantiques	16,6	[36]
Nano-tube de carbone (à paroi simple) / Si Hétérojonction	12	[39]
Nano-tube de carbone (multi-parois) / Si Hétérojonction	10	[40]

I-6 Modes de dégradation d'un module PV et de ses composants

Les modes de dégradation ont le potentiel de réduire de manière irréversible les performances des modules/systèmes PV ou de causer des problèmes de sécurité. Différents types de modes de dégradation peuvent être détectés dans les modules PV à la fois dans le cadre d'un vieillissement naturel et d'essais accélérés [41]. Le NREL fournit une liste des principaux modes de dégradation reconnus des modules PV c-Si. Les modes de dégradation les plus couramment observés sont la décoloration, la délamination, la corrosion et les fissures [42]. Chaque mode de dégradation a sa propre cause et peut être induit par des facteurs de stress spécifiques. Un mode de dégradation peut avoir un impact considérable sur les performances du module PV au fil du temps.

De plus, la perte de performance peut se développer seule ou en combinaison avec d'autres modes de dégradation ou risques techniques et entraîner la défaillance du module PV. Une défaillance est définie comme la nécessité de remplacer un composant PV en raison de son défaut final, économique ou lié à la sécurité. Actuellement, des tests de vieillissement accéléré sont utilisés dans l'étude de certains de ces modes de dégradation. Cependant, il n'existe aucune preuve concluante que les résultats de ces tests reflètent exactement ce qui arrive au module dans les conditions extérieures de terrain. Les principaux modes de dégradation des modules en silicium sont présentés Figure I.7.

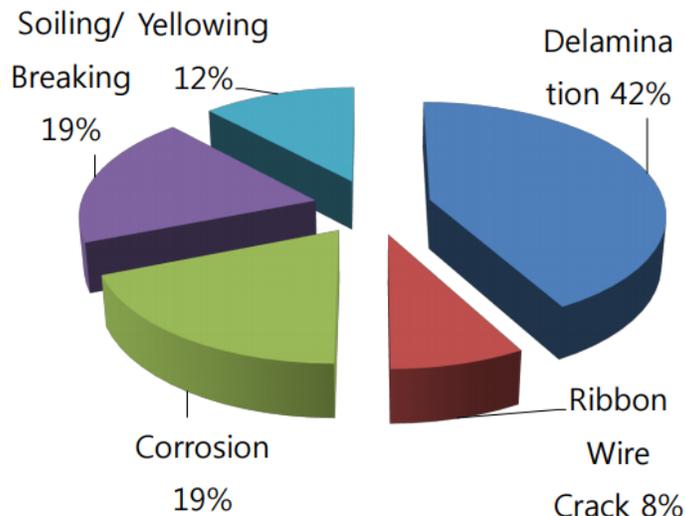


Figure I.7: Distribution des principaux modes de dégradation des modules PV [43].

I-6-1 Corrosion

La pénétration de l'humidité dans le module PV à travers les matériaux d'emballage polymères conduit à la délamination entre les couches, provoquant la corrosion, et finalement la dégradation des performances de la cellule solaire. En particulier, l'humidité entre et sort fréquemment du module en raison du contact direct de la Feuille d'arrière en polymère avec des conditions de température et d'humidité variables dans le champ extérieur. Un film laminé multicouche composé de trois couches de polymère ou plus est utilisé comme « Feuille d'arrière » (BS) dans les modules PV [44]. La dégradation induite par l'humidité à partir de l'exploitation réelle sur le terrain n'est pas vraiment bien connue, mais on soupçonne que les matériaux sensibles à l'humidité se détériorent après une exposition prolongée et que les défaillances graves sont détectées après une application multiple de la procédure d'essai accélérée à chaleur humide (dump Heat DH). Jorgensen et al. en 2006 ont comparé les propriétés des matériaux d'encapsulation et des matériaux de feuille d'arrière en polymères utilisés dans l'emballage des modules solaires lors d'un test de chaleur humide de décharge en intérieur [45]. La corrosion qui s'est formée sur la barre omnibus en aluminium laminé est due à la formation d'acide acétique par hydrolyse de l'encapsulant, causée par l'entrée d'humidité à travers la Feuille d'arrière qui a induit une perte d'adhérence entre les couches d'emballage dans le module PV.

Mihaljevic et al. en 2016 ont étudié le mécanisme d'interface entre le BS et l'encapsulant EVA qui influence la fiabilité des performances du module PV [46]. L'auteur a démontré les propriétés respirantes du Feuille d'arrière par les effets de dégradation de l'encapsulant EVA en raison de l'acide acétique retenu. Par conséquent, les taux de transmission de l'acide acétique (AATR) de la Feuille d'arrière dépendent de la composition, de l'épaisseur et de la température de la couche. Un taux de transmission de l'acide acétique dans le Feuille d'arrière plus élevé engendre une dégradation plus faible de l'EVA. Carlson et al. en 2003 ont étudié les effets de la corrosion électrochimique des modules solaires a-Si à base de film mince dans le cadre d'un test de corrosion accéléré en intérieur [47]. Des tests de corrosion accélérée ont été effectués sur des modules solaires de technologie a-Si de taille normale (0,8 m²) en appliquant une polarisation directe de 70 V à une température de 85°C et une humidité relative de 85 % pendant 125 heures. La corrosion a été détectée aux interfaces, causée par la migration des ions sodium dans le substrat de verre recouvert d'oxyde d'étain de nature conductrice, suite à la pénétration d'humidité dans le module à partir des bords. Kempe et al. en 2007 ont démontré que l'encapsulant EVA du module PV en termes de taux de corrosion causés par les modifications de la réaction chimique de l'EVA qui génère de l'acide acétique par hydrolyse sous température et humidité [48] subit une décomposition par illumination UV pour libérer de l'acide acétique qui abaisse la valeur du PH et augmente la corrosion. De plus, les caractéristiques mécaniques non idéales de l'EVA en raison de la fusion et de la transition vitreuse dans la limite de fonctionnement du dispositif sont décrites. En outre, Sastry et al. en 2010 ont analysé la performance des modules c-Si installés en plein air en Inde en 1998-99 [49]. La corrosion des bandes des extrémités a été observée dans le module PV en raison de la formation d'acide acétique par hydrolyse de l'EVA dans des conditions climatiques difficiles comme une humidité et une température élevée. Selon Kempe et al en 2007, un scellement adéquat serait le seul moyen d'empêcher la pénétration de l'humidité en utilisant des bandes de caoutchouc à faible densité qui contiennent une grande quantité de dessiccant. Par conséquent, il est plus économique de prêter attention à la réduction des processus de corrosion causés par le contact avec l'humidité [48]. La figure I.8 présente la corrosion des contacts métalliques et des grilles de cellules solaires.

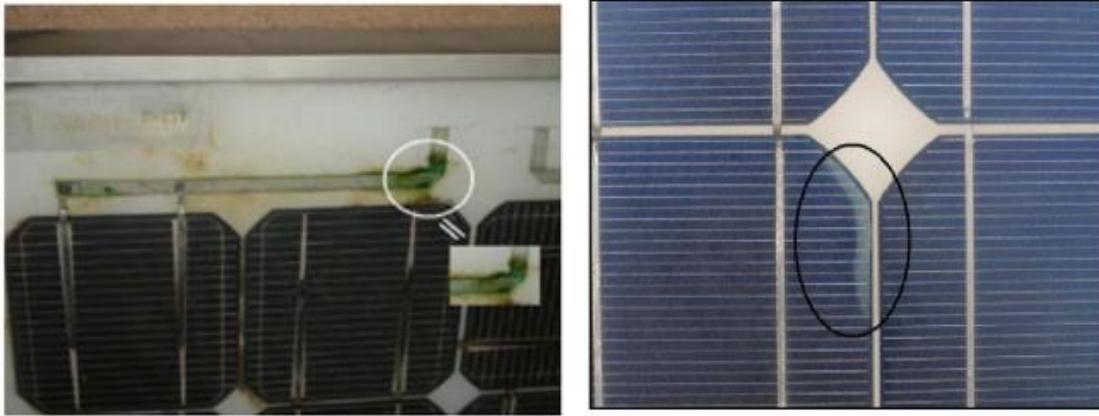


Figure I.8 : Corrosion des contacts métalliques et des grilles de cellules solaires [49].

I-6-2 Décoloration

En général, la décoloration du module PV peut être causée par la dégradation de l'encapsulant (EVA) ou du matériau adhésif entre le verre et la cellule solaire. La décoloration du module PV est observée lorsque le matériau encapsulé prend une couleur jaune ou parfois brune par rapport à sa couleur d'origine. La décoloration de l'encapsulant réduit principalement la transmission de la lumière aux cellules solaires, diminuant directement le courant de court-circuit (I_{cc}) du module PV, ce qui réduit ses performances. Les facteurs de stress environnementaux tels que la température, l'exposition aux UV et l'humidité influencent évidemment la dégradation chimique des matériaux polymères, engendrant un affaiblissement ou même une panne complète des cellules PV. Peike et al. (2013) ont exploré la cause profonde de la décoloration de l'encapsulant EVA dans les modules PV sous l'exposition de tests spécifiques de vieillissement aux UV [50]. Les indices de jaunissement ont diminué quand on ajoute certains additifs à l'EVA après un vieillissement UV de 60 kWh/m^2 en raison d'une augmentation du chromophore et du phosphore, ce qui a provoqué la décoloration de l'encapsulant EVA. La formation de chromophore a été inhibée par l'ajout de certains antioxydants, mais des interconnexions sont reconnues entre les absorbeurs d'UV, les peroxydes et les antioxydants phénoliques à base de benzophénone. En conséquence, les modules PV ont subi une perte d'énergie lors de l'ajout d'additifs particuliers à l'encapsulant EVA causé par des composés chromophores en raison d'une faible transmission dans l'UV et le visible et des additifs créant du phosphore. Cette information vitale doit être prise en compte pour la formulation de l'EVA.

Gagliardi et al. en 2017 ont proposé un outil de calcul prédictif à long terme pour simuler la diffusion de l'humidité et la dégradation optique dans les encapsulants EVA dans des conditions de vieillissement accéléré. L'efficacité électrique du module PV a été perdue en raison de la diminution de la transparence de l'encapsulant EVA causée par le jaunissement et le brunissement de la dégradation de l'EVA en raison de la présence de chromophores et de liaisons de composés carbonyles [51]. L'indice d'opacité a été amélioré par la génération de chromophores, qui ont partiellement bloqué la lumière transmise à la cellule solaire. L'équation de Beer-Lambert est utilisée pour trouver le coefficient d'atténuation ou l'indice d'opacité et elle est fonction de l'épaisseur de la substance encapsulante à une longueur d'onde donnée.

Oliveira et al. en 2018 ont examiné les causes et les effets de la dégradation de l'encapsulant EVA dans les modules solaires PV c-Si. La décoloration a été présentée dans l'encapsulant EVA en raison du photoblanchiment à un stade précoce pendant l'illumination UV, ce qui réduit les performances du module [52]. En raison de la pénétration de l'humidité dans le module, l'encapsulant EVA s'est décoloré à cause de la formation d'acide acétique par hydrolyse. Cette décoloration a favorisé la corrosion et la délamination du module. La pénétration de l'humidité dans le module contribue à l'augmentation de la résistance série et donc à la perte de puissance de sortie.

De plus, Kalpani en 2012 a analysé la fiabilité des modules solaires c-Si en utilisant les effets de la dégradation optique et électrique en Grèce avec un climat chaud et humide pendant 18-22 ans [53]. Le mécanisme de dégradation du copolymère EVA, la formation d'acide acétique et de polyène, puis la production de cétone, d'aldéhyde et de certains gaz volatils induisant une décoloration par photodégradation sous exposition aux UV et à une température élevée ont été étudiés. La corrosion des contacts et des doigts, la délamination entre les couches, la catégorie des défaillances ont été détectés dans le module en raison de la décoloration de l'EVA par la formation de réaction d'hydrolyse de l'acide acétique sous humidité. La décoloration de l'encapsulant EVA des modules PV est montrée Figure I.9.

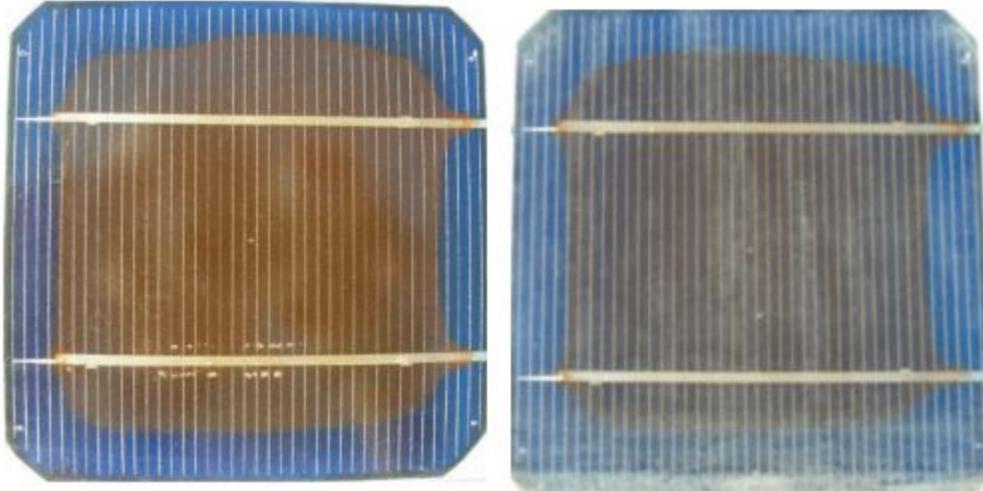


Figure I.9 : Décoloration de l'encapsulant EVA sur les modules PV [53].

I-6-3 Délamination

Toutes les cellules PV à base de Si ont une structure multicouche recouverte d'un encapsulant EVA. La perte d'adhérence peut se produire entre le polymère d'encapsulation et les cellules ou entre les cellules et le verre frontal, ce qui entraîne une délamination par augmentation de la réflexion de la lumière et pénétration de l'humidité à l'intérieur du module PV. La délamination de l'encapsulant est l'une des défaillances les plus courantes des modules PV.

Bosco et al. en 2019 ont exploré le mécanisme d'adhésion de l'interface encapsulant/métallisation d'argent d'un module PV par des tests de vieillissement accéléré comme la chaleur humide et la polarisation de tension. L'auteur a mis en évidence deux types de mécanismes [54]. Dans le premier, du silicate de sodium s'est formé à la surface de la couche métallique d'argent en raison du comportement de conduction ionique des ions Na^+ passant à travers l'encapsulant sous l'exposition à la tension de polarisation qui affaiblit l'interface. Dans le second cas, le paramètre de pénétration de l'humidité a été dissocié de la liaison du silane à l'argent dans l'oxyde d'argent, ce qui a considérablement rendu plus fragile l'interface et réduit les énergies de décollement. La dégradation notable de l'adhésion cellule/encapsulant et la délaminaton de l'encapsulant ont favorisé la délamination, dégradant ainsi les performances du module PV.

Tracy et al. en 2018 ont évalué et prédit la durabilité et la fiabilité à long terme du module PV en utilisant un mécanisme moléculaire de dégradation de l'adhésif en cas de vieillissement sur le terrain en extérieur et de vieillissement accéléré en intérieur avec un modèle analytique. L'adhésion

de l'encapsulant EVA s'est produite à l'interface en raison de la libération d'acide acétique ainsi que de groupes polyènes par dégradation photo-thermique qui perturbe les attractions intermoléculaires dans la région de la cellule de silicium [55]. Par conséquent, l'acide acétique a contribué à la délamination et à la corrosion des surfaces métallisées. De plus, Munoz et al. en 2011 ont étudié le stade précoce des défaillances de dégradation des modules c-Si en extérieur en Espagne en 2010 avec des conditions chaudes et humides. L'une des raisons de la réduction de la puissance est le matériau d'encapsulation EVA, qui diminue la transmission de la lumière en raison de son changement de couleur du blanc au jaune et parfois du jaune au brun dû au photoblanchiment précoce dans un environnement chaud et humide [56].

De plus, une délamination s'est produite entre les décollements ultérieurs des couches en raison du découplage de la lumière ainsi que de la pénétration de l'humidité dans la structure du module. La dégradation précoce des modules PV peut être due à des défauts de conception modulaire, néanmoins ces modules respectant les spécifications de la normes IEC 61215, les défauts de fonctionnement n'apparaissent qu'après un certain temps d'exploitation. Meena et al. en 2020 ont comparé les différences entre la décoloration et la délamination causées par la dégradation de l'encapsulant des modules PV c-Si dans deux villes métropolitaines comme Mumbai et New Delhi en Inde sur une période de 20 ans [57]. La perte causée par l'absorption à une longueur d'onde inférieure et la réflexion à des longueurs d'onde élevées se sont avérées être les effets dominants de la dégradation de l'EVA décoloré en brun et délaminé en gris, respectivement. Ces effets provoquent une perte de puissance supplémentaire due à une diminution de l' I_{cc} du module ainsi qu'une désadaptation des cellules. Une couleur brune circulaire est apparue dans la cellule en raison de la perte de contenu VA dans la chaîne EVA par réaction de dé-acétylation qui induit une délamination avec une région de couleur grise aux interfaces des barres de bus en raison de l'absence d'agent adhésif interfacial. La délamination de l'interface encapsulant/cellule et la cellule avec l'EVA délaminé gris près de la région de barre omnibus du module PV sont montrés figure I.10.

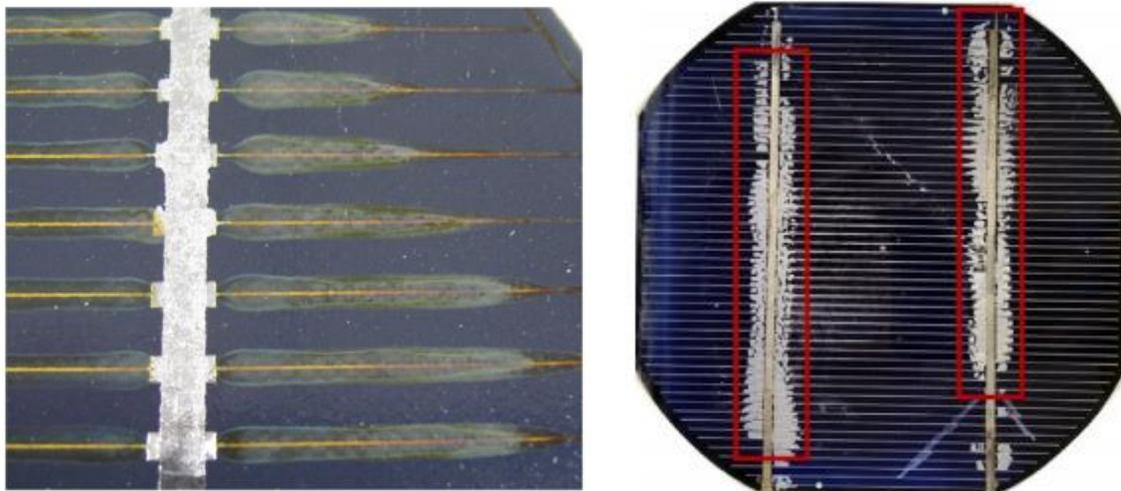


Figure I.10 : Délamination de l'interface encapsulant/cellule [54] et cellule avec EVA délaminé gris près de la région de la barre omnibus du module PV [57].

I-6-4 Fissures

Les fissures dans les cellules solaires pourraient être influencées par les conditions environnementales telles que le cycle thermique la variation de température entre la nuit et le jour, l'humidité et le gel, les charges de vent et les charges de pression cycliques. Les fissures des cellules PV suivent généralement d'autres modes de dégradation comme la décoloration, la délamination et la corrosion. Diverses fissures peuvent se former dans le module PV, comme les fissures diagonales, les fissures multidirectionnelles, les fissures parallèles et perpendiculaires aux barres omnibus [58]. Dans tous ces cas, les fissures diagonales et les fissures multidirectionnelles entraînent toujours une dégradation significative de la puissance de sortie du module PV.

Morita et al. en 2003 ont démontré que la perte de performance des modules PV vieilliss à l'extérieur dépasse 10%, soit en raison de la décoloration de l'EVA causée par la délamination entre la cellule solaire et l'encapsulant, soit en raison d'une augmentation des valeurs de la résistance série causée par les fissures au niveau des interconnexions de soudure [59]. Cuddalorepatta et al. en 2010 ont évalué et comparé la durabilité des modules de silicium solaire PV à base de plomb (Pb) et sans Pb lors d'un test des cycles de température (TC) accéléré [60]. Les dommages d'interconnexion (fissures) ont augmenté entre la soudure et les laminés d'électrode d'argent dans le module PV à base de Pb en raison des vides près de l'interface soudure-colle qui ont augmenté la résistance en série (R_s) sous un test de cycle thermique accéléré prolongé pendant

1000 cycles. Les cellules sans Pb sont quatre fois plus durables que les cellules à base de Pb dans les conditions du test, selon l'extrapolation des données de dégradation. De plus, en prédisant le facteur d'accélération (AF) basé sur l'analyse de la physique de la défaillance (POF), le changement de résistance a été mesuré à un maximum de 12% pour 1000 cycles, ce qui équivaut aux tests préliminaires qui proposent un critère de défaillance de 20-25% de changement de résistance. Kajari-Schröder et al. en 2012 ont étudié la fiabilité des modules photovoltaïques en silicium cristallin en utilisant les fissures des cellules lors d'un essai accéléré en intérieur [61]. L'étude a révélé que seulement 7 % des cellules cassées ont été déconnectées électriquement de la zone des cellules en raison de l'augmentation de la résistance après 200 cycles d'humidité et de gel, ce qui a réduit la puissance de sortie du module. De plus, les fissures parallèles aux barres omnibus et les cellules présentant plusieurs directions de fissuration présentent une probabilité élevée de dégradation lors du vieillissement artificiel, tandis que les fissures perpendiculaires aux barres omnibus n'ont pas montré de zone de cellule dégradée lors de l'essai HF accéléré.

En outre, Haase et al. en 2018 ont examiné quantitativement les microfissures dépendant de la résistance à la rupture des cellules c-Si dans le module PV sous un essai de charge mécanique accéléré [62]. L'étude a révélé que la puissance de sortie des cellules solaires affectées était réduite de plus de 2,5 % par les doigts et les soudures qui sont endommagées par les fissures. De plus, la présence de Feuille d'arrière a réduit la largeur des fissures pendant la charge mécanique de 30% par rapport au module sans Feuille d'arrière. La largeur d'une fissure unique s'est avérée être de 3,4 μm dans les modules standard à des charges comparables au test IEC 61512 5400 Pascal (Pa). Buerhop et al. en 2018 ont étudié la stabilité à long terme de modules photovoltaïques pré-fissurés à la fois dans l'essai de chargement accéléré intérieur et dans l'exposition extérieure [63]. Il a été noté dans l'étude que la puissance de sortie mesurée avec le simulateur solaire n'a pas changé dans le cadre de l'essai de contrainte (qui décrit les conditions de preuve conservatrices pour les charges de neige sévères selon la norme IEC 31215) pour tous les modules jusqu'à 2500 Pa. Il est dit que les fissures n'ont aucun effet directement et instantanément sur la performance électrique mais représentent plutôt des zones mortes.

Les données de terrain extérieures ont été collectées pendant environ un an (d'octobre 2015 à août 2016) sur une installation photovoltaïque construite en 2012 en Bavière, en Allemagne, où la neige et le vent sont importants. Des brises modérées à fraîches d'une vitesse de 18 à 36 km/h ont

été très fréquentes au cours de l'année, générant une pression atmosphérique d'environ 140 Pa. Pendant une période de 14 mois, aucun point chaud n'a été visible et seules trois cellules fracturées ont montré des augmentations mineures de température de 5 K maximum [63].

Dhimish en 2020 a analysé l'effet des microfissures sur la dégradation de la puissance des cellules solaires c-Si dans les modules PV sur une période de 5 à 13 ans en conditions extérieures en Grande-Bretagne [64]. La perte de puissance de sortie observée dans les cellules solaires en raison de la taille des microfissures varie de 4 mm à 50 mm, ce qui signifie une variation de 0,9% à 42,8%. La perte de puissance de sortie a augmenté d'au moins 1,7 % en raison de la réduction de la largeur des doigts causée par les microfissures dans les doigts solaires. En outre, on a observé que des points chauds étaient associés aux microfissures à une augmentation minimale de la température de la cellule de 7,6°C. Les fissures de la cellule solaire sont illustrées à la Figure I.11.

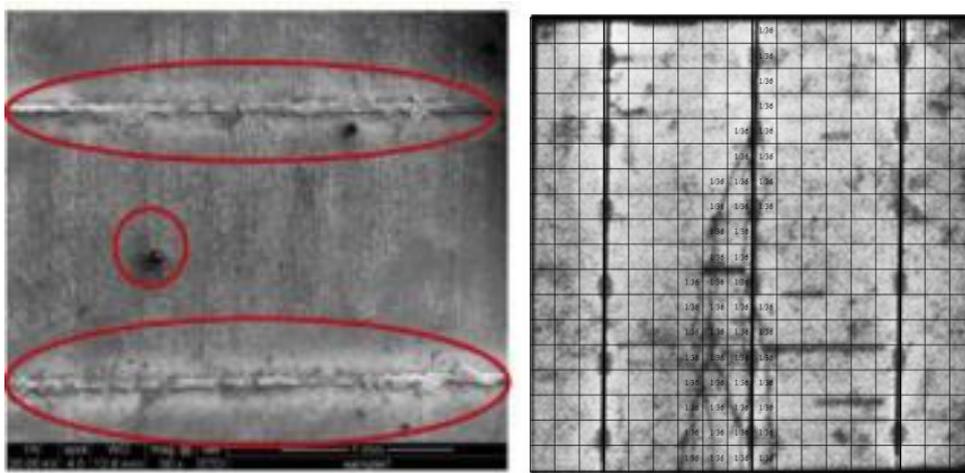


Figure I.11 : Fissure au niveau de la cellule solaire [64] et du laminé du module PV [62].

I-6-5 Autres modes de dégradation

I-6-5-1 Dégradation induite par la lumière (LID)

La LID est une perte de performance (dégradation du rendement de conversion) qui se produit dans les cellules solaires en silicium dopé au bore de type p cristallin pendant les toutes premières heures d'exposition à la lumière solaire. Cho et al. en 2018 ont étudié l'impact du LID sur des cellules Al-BSF et PERC complètes largement utilisées dans des conditions de test en intérieur [65]. Le résultat du LID a été détecté à une température de 37°C avec une intensité de 0,8 SUN

pendant 48 heures en raison d'un nombre suffisant d'heure d'ensoleillement pour former tous les complexes BO. Sato et al. en 2019 ont examiné le LID par irradiation solaire de deux modèles de modules photovoltaïques PERC disponibles dans le commerce et provenant de différents fabricants, dans des conditions d'essai en intérieur et en extérieur dans la préfecture de Saga, au Japon [66]. Lors de l'exposition à l'air libre, les performances de deux modèles de modules PV PERC se sont immédiatement détériorées en raison d'une dégradation d' I_{cc} supérieure à V_{oc} due non seulement au LID mais aussi à l'apparition de points chauds dans plusieurs cellules. La puissance maximal P_m s'est dégradée de 1,45 % et de 1,18 % pour le premier modèle PERC-a dans des conditions de court-circuit et de circuit-ouvert entre 0 et environ 102 kWh/m² d'irradiation solaire cumulée, respectivement. La P_m a été diminuée de 1,84 % et de 1,52 % sous une irradiation solaire cumulée de 687 kWh/m². Dans le cas du deuxième modèle PERC-b, la puissance maximale P_m a diminué de 4,4 % à seulement 3 kWh/m² en raison de la différence entre les modèles et les conditions du circuit. Cette étude a permis de conclure que le taux de dégradation du second modèle PERC-b au stade initial de l'irradiation solaire était plus élevé que celui du premier modèle PERC-a. En outre, Alasfour et Alzubi ont observé le phénomène de LID en 2019 au Koweït, en exposant à la lumière naturelle du soleil des cellules mc-Si commerciales [67].

L'étude a déclaré que la diminution de l'efficacité relative est due à l'effet du LID avec des pertes de modules individuels et des paramètres de désadaptation de 1,5% au niveau des matrices et de 1% au niveau des modules. Kumar et al. en 2019 ont étudié les prévisions de rendement pour comprendre les sorties de puissance, les pertes et les taux de dégradation dans un système PV dans les conditions climatiques de Chandigarh en Inde [68]. Ils ont supposé que le taux de dégradation des modules c-Si variait de -0,6 à -5 % par an (le LID possible est de -2,5 %/an), même après avoir ignoré la dégradation de la puissance de sortie initiale due à la dégradation induite par la lumière. Par conséquent, le LID est lié à la fois à la concentration de bore et d'oxygène.

I-6-5-2 Dégradation induite par le potentiel (PID)

Le PID est un défaut rencontré lors de l'installation de certains modules PV en silicium cristallin car les cadres des modules sont mis à la terre. L'effet PID est exacerbé lorsque la différence de potentiel négative par rapport à la terre est plus élevée. Différentes méthodes de diagnostic sont disponibles pour identifier et analyser le PID, car il n'a pas d'effet visuel sur le module PV. Komatsu et al. en 2018 ont étudié le comportement de la performance des modules PV c-Si de

type n dans des tests PID pendant 20 jours [69]. Lors du test PID effectué à 85°C avec une polarisation négative de -1000 V, l' I_{sc} et le V_{oc} commencent à diminuer en 10 secondes et deviennent fortement saturés en environ 120 secondes, ce qui entraîne une diminution de la puissance maximale P_m et sa saturation. Tous les paramètres sont restés presque inchangés après la saturation jusqu'à 1 heure en raison d'une augmentation de la recombinaison en surface des porteurs minoritaires par l'accumulation antérieure de charges positives supplémentaires dans les films de nitrure de Si (SiN_x). Islam et al. en 2018 ont étudié le PID de modules pc-Si vieilliss sur site et fonctionnant sous un climat typique de la Malaisie [70]. Le module PV d'extrémité négative se dégrade de 42% en raison de 9 ans de vieillissement exposé à l'extérieur sous une contrainte de tension négative de la taille de la chaîne de 240 V. Le module PV de l'extrémité positive a diminué de près de 17 % au cours de la même période en raison du vieillissement normal sur le terrain. La résistance shunt du module négatif est inférieure de 75 % à celle du module positif.

Le PID estimé du module PV sous la contrainte de 600 V est de 72,84 %. Luo et al. (2018) ont étudié l'impact potentiel de l'éclairage sur le PID-p pour deux types différents de modules PV en silicium cristallin dans des environnements de 1000V, 40°C et 40% d'humidité relative et à différents niveaux d'irradiation pendant 24h pour estimer la durée de vie opérationnelle des modules PV en silicium sur le terrain [71]. Le module de type A (émetteur passivé bifacial de type n diffusé à l'arrière - la face avant est tournée vers le verre) a montré une dégradation moyenne de P_m de ~12% par les pertes en I_{cc} et V_{oc} , tandis que FF était presque inchangé en raison de la polarisation de surface par des ions Na^+ positifs provenant du verre avant et pendant le test PID. Le module de type B (émetteur bifacial passivé de type p et cellule arrière - la face arrière est tournée vers le verre) a montré une perte de plus de 40 % en STC principalement en raison de la dégradation de l' I_{cc} due à l'inadaptation des cellules. De plus, les modules de type B dégradés par le PID ont montré une récupération rapide en 20 minutes lors de l'exposition à une lumière de 40 W/m² dans l'obscurité, le taux de récupération dépassant le taux de dégradation, conduisant à la régénération de la puissance. Les modules de type B dégradés par le PID ont démontré qu'ils sont principalement responsables de la récupération rapide pour 300-400 nm d'UV.

La longueur d'onde visible jusqu'à 400-600 nm contribue également au processus de récupération mais dans une certaine mesure. En outre, Hara et al. en 2018 ont vérifié l'effet PID sur des modules PV de taille normale ayant des cellules solaires Si monocristallines de type n dans

des systèmes PV intérieurs et extérieurs pratiques à court terme [72]. Le P_m a été réduit pour le module c-Si de type n de 14 % après 12 jours d'exposition extérieure avec une application de -115 V. En revanche, aucune dégradation n'a été observée avec une application de +115 V en exposition extérieure pendant 22 jours. En raison de l'effet de polarisation de surface qui renforce la recombinaison des charges de surface. De même, aucune dégradation notable n'a été détectée dans le module c-Si de type p du système PV exposé à l'extérieur. L'étude a remarqué que la valeur initiale moyenne de P_m était de 98,6 % avec un taux de déclin de 0,6 % par an.

Lors de l'essai en intérieur, la PID a également été observée en appliquant -115 V à la plaque d'aluminium (Al) fixée au verre de couverture des modules PV Si de type n. En outre, la P_m du module a diminué d'environ 9% après l'application de -115 V à 60°C pendant 20 minutes en raison de l'amélioration de la conductivité entre le cadre en aluminium et la vitre du couvercle avant.

I-6-5-3 Points chauds

Un point chaud est une zone du module PV où la température est très élevée, ce qui endommage une cellule ou tout autre composant. Les défaillances de cellules, notamment l'ombrage partiel et le déséquilibre des cellules sont l'origine des points chauds. Les points chauds apparaissent dans le module PV lorsque le courant de fonctionnement dépasse l' I_{cc} réduit du groupe de cellules (Deng et al. en 2017). Lorsqu'une telle situation se produit, le groupe de cellules concernées est forcé de se mettre en polarisation inverse et dissipe de l'énergie, ce qui provoque une surchauffe locale [73].

Olalla et al. en 2018 ont démontré l'atténuation des points chauds dans les systèmes PV pc-Si en toiture résidentielle pour l'estimation de la fiabilité [74]. Cette étude a révélé l'atténuation des points chauds dans les modules PV en utilisant un tracker pour le point de puissance maximale MPPT distribué et a donné une réduction approximative jusqu'à 20°C pour les petites et moyennes zones de points chauds. En outre, les pertes d'énergie associées à l'inadéquation sont réduites d'environ 5 % et les pertes liées aux points chauds sont supérieures à 15 %, ce qui entraîne une augmentation du rendement énergétique total fourni par l'électronique de puissance distribuée, ainsi qu'une amélioration de la fiabilité et de la durée de vie du système PV.

Dhimish et al. en 2018 ont évalué le pourcentage de perte de puissance (PPL) par points chauds affectant le module PV pc-Si sur 10 ans à travers le Royaume-Uni [75]. Il a été trouvé dans cette étude que l'augmentation du nombre de cellules solaires à points chauds dans le module PV

augmente sa perte de puissance de sortie par l'estimation du PPL. En outre, 92,15 % des modules affectés par les chaînes PV à points chauds sont situés dans le nord du Royaume-Uni, qui est affecté par des niveaux de température bas, une neige abondante et du givre. Une perte de puissance a été observée dans les zones côtières, car 82,14 % de la distribution des modules PV affectés par une seule cellule solaire à point chaud. Ping et al. en 2019 ont analysé les points chauds des modules PV en silicium par chaleur anormale, qui sont principalement de type résistance en série, cellule à polarisation inverse, surintensité de diode de dérivation et arc DC [76].

La température du point chaud a été réduite à un maximum de 19,3 °C par rapport au module conventionnel en ajoutant des ailes en aluminium à l'arrière du module. De plus, Sanchez-Friera et al. en 2011 ont étudié les mécanismes de dégradation dans les feuilles arrière à base de fluoropolymère des modules PV c-Si pour comprendre la fiabilité sur 12 ans de fonctionnement dans le sud de l'Espagne [77]. Une délamination a été observée à l'interface entre le PVF extérieur et le PET, et entre le PET et le PVF intérieur dans le module en raison de la perméation de l'humidité à partir de la feuille arrière sous une intensité de 900-1200 W/m² et une température ambiante entre 19 et 29°C. En outre, des points chauds ont été détectés dans le module en raison de la rupture de la cellule et de la combustion de la feuille arrière, ce qui a entraîné une réduction de l'I_{cc} en raison des températures très élevées. Il a été conclu que les durées de déploiement sont parfois inférieures à la durée de vie prévue de 25 ans des modules PV c-Si. Les points chauds arrière et avant sont représentés sur la figure I.12.

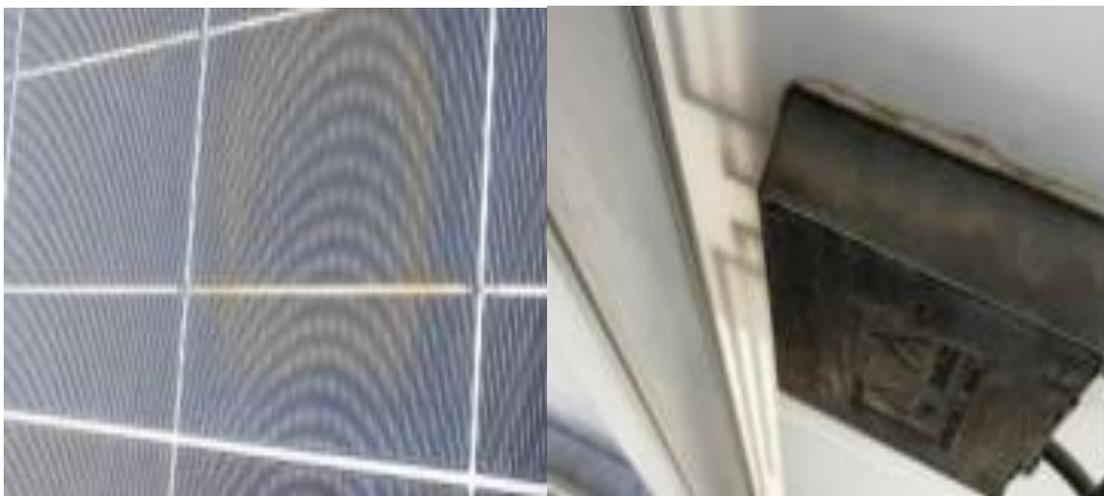


Figure I.12 : (a) Vue avant du cas de point chaud de type cellule à polarisation inverse et (b) Vue arrière du cas de point chaud de type résistance série [76].

I-6-5-4 Bulles

Les bulles apparaissent généralement à l'arrière du module PV en raison de la libération des gaz du matériau d'encapsulation par réaction d'hydrolyse. Cependant, elles apparaissent parfois à l'avant, entre le verre et la cellule solaire [52]. Munoz et al. (2011) ont décrit les défauts des modules photovoltaïques en silicium pour une centrale installée à un stade précoce en Espagne entre 2007 et 2009 [56]. Un plus grand nombre de bulles observées à l'arrière du module apparaissent généralement au centre d'une cellule à des températures plus élevées en raison d'une mauvaise adhérence. Les bulles à l'avant du module contribuent à la réduction du rayonnement atteignant la cellule et provoquent la diffusion de la lumière et l'augmentation de la réflexion.

Chandel et al. (2015) ont étudié les performances des modules PV c-Si d'un système de pompage d'eau solaire à couplage direct sur 28 ans sous la région de l'Himalaya occidental en Inde [4]. Il a été constaté que le générateur PV a montré une dégradation moyenne de la puissance de 1,4% par an en raison des principaux modes de dégradation comme la décoloration de l'encapsulant, la délamination entre les couches et les fissures aux joints en considérant raisonnablement les matériaux et la technologie utilisés il y a environ trois décennies. En outre, des bulles sur la feuille arrière ont été observées dans le module PV en raison de la création de gaz par hydrolyse de l'encapsulant EVA dans des conditions climatiques d'humidité et de température.

Quansah et al. (2017) ont examiné la performance des modules pc-Si sur 19 ans installés à KNUST à Kumasi au Ghana avec un climat chaud et humide d'exposition extérieure [78]. Certaines bulles se sont formées sur la face avant du module PV en raison de la formation de gaz provenant de la modification chimique de l'encapsulant EVA sous un climat chaud et humide. La formation de bulles sur la face avant et arrière du module PV est montrée dans la Figure I.13.

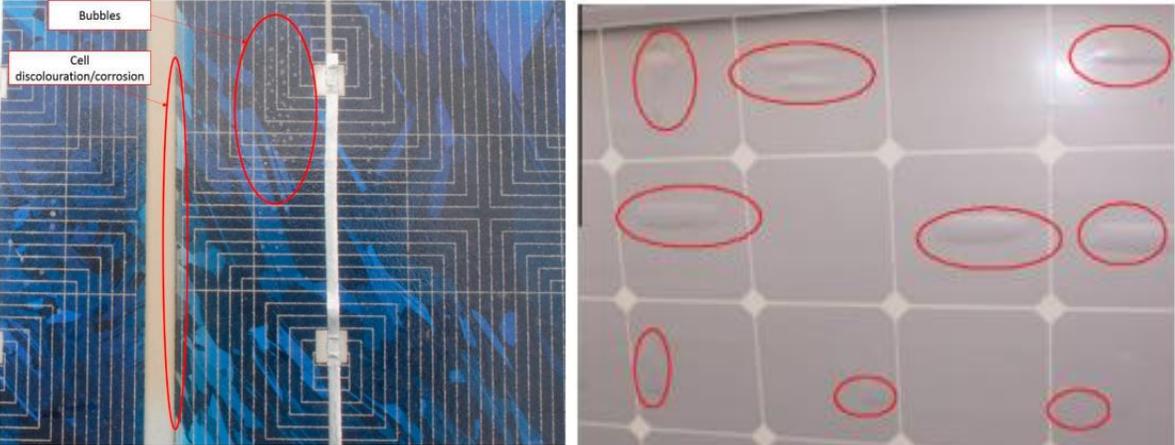


Figure I.13 : Formation de bulles sur (a) la face avant [79] et (b) la face arrière d'un module PV [56].

I-7 Conclusion et problématique

Ce chapitre bibliographique a présenté des généralités sur les modules PV, en montrant leurs composants, leurs caractéristiques, le principe de fonctionnement, les semi-conducteurs et la jonction PN. Les différentes technologies développées sont soulignées avec leurs rendements. Il a aussi été décrit la courbe IV d'un module PV, la définition des paramètres de sortie et le schéma équivalent pour la modélisation d'un module PV.

Dans la section "Modes de dégradation des modules photovoltaïques et de leurs composants", la littérature présentée traite des différents modes de dégradation des modules PV. Les modes essentiels de dégradation des modules PV qui sont reconnus dans la littérature sont la décoloration, la délamination, la corrosion et les fissures. Cependant, selon la littérature, la décoloration et la corrosion sont les principaux modes de dégradation des modules PV. Les conditions climatiques spécifiques telles que le rayonnement UV, la température et l'humidité sont les principaux facteurs de dégradation des modules PV.

Les modes de dégradation ont des effets inéluctables sur la performance d'un panneau PV, ceux-ci induisant inévitablement une baisse de leur production dans le du temps. On s'interroge dans cette thèse sur l'impact de ces dégradations apparaissant en conditions naturelles de fonctionnement sur la performance globale d'un système PV. Un moyen pour quantifier la baisse de performance d'un système PV est de déterminer son taux de dégradation à partir de l'analyse des données météorologiques et de production sur des périodes suffisantes. L'utilisation d'une même norme permet de comparer la performance de plusieurs systèmes. On cherche à savoir si l'effet du vieillissement en conditions naturelles sur la performance à l'échelle d'un panneau PV est transposable à celle d'une installation à l'échelle du kW ou d'une centrale à l'échelle du MW.

Chapitre II :

**Norme IEC 61724 : paramètres et
utilisation**

II-1 Introduction

L'analyse de l'évolution de la production des installations PV est une nécessité afin d'évaluer la performance dans le temps de ces dernières. La norme IEC 61724 a été proposée en 1998 par l'Agence Internationale de l'Énergie dans ce sens pour analyser et comparer la performance des installations PV fonctionnant dans différentes conditions environnementales [80].

Ce chapitre présente les caractéristiques majeures de la norme IEC 61724 et notamment les paramètres d'analyse de performance qui seront utilisés pour les études à différentes échelles entamées dans cette thèse. Un état de l'art est aussi donné en guise d'illustration.

II-2 Principaux paramètres

Les paramètres de performance ont été spécifiés en 1998 dans la norme IEC 61724 qui a été mise à jour en 2017 [8]. Ces paramètres sont utilisés pour définir les performances du système dans son ensemble par rapport à la production en énergie, à l'ensoleillement et à l'effet global des pertes du système PV. L'intérêt de la norme est d'évaluer la performance de plusieurs installations PV en fonction des conditions climatiques, certains paramètres étant indépendant des conditions climatiques et de la taille de l'installation (figure II.1).

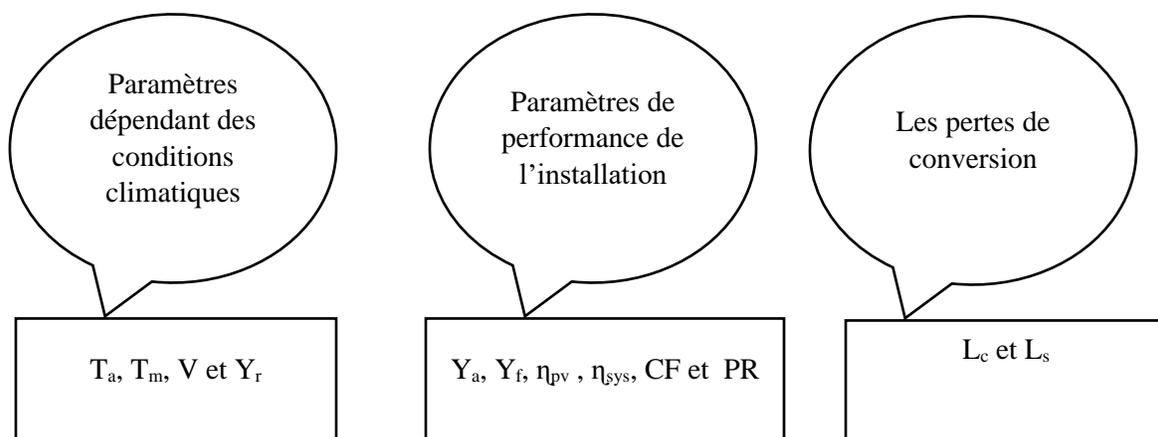


Figure II.1 : Les paramètres de la norme IEC 61724.

II-2-1 Rendement de référence

Le rendement de référence Y_r est le rapport entre la quantité totale de rayonnement solaire H_t (kWh/m²) arrivant à la surface des panneaux solaires PV et la quantité de rayonnement de référence G_0 (1 kW/m²). Ce paramètre représente le nombre d'heures durant lesquelles l'éclairement est égal à celui de référence. Il est défini par :

$$Y_r = \left(\frac{H_t}{G_0} \right) \quad [\text{kWh/kWc}] \quad (\text{II.1})$$

II-2-2 Rendement du champ

Le rendement du champ PV est défini comme le rapport entre l'énergie totale générée E_{dc} (kWh) par les rangées PV pendant une période définie (jour, mois ou année) et la puissance nominale P_0 (kWc) des rangées dans les conditions standard (STC : irradiation de 1000 W/m², température ambiante de 25°C et spectre de référence AM 1.5-G).

$$Y_a = \frac{E_{dc}}{P_{pv(\text{rated})}} \quad [\text{kWh/kWc}] \quad (\text{II.2})$$

II-2-3 Rendement final du système

Le rendement final du système Y_f correspond à l'énergie totale produite par le système, E_{ac} (kWh) par rapport à la puissance nominale installée P_0 (kWc). Cette quantité représente le nombre d'heures pendant lesquelles le champ PV devrait fonctionner à sa puissance nominale.

$$Y_f = \left(\frac{E_{ac}}{P_0} \right) \quad [\text{kWh/kWc}] \quad (\text{II.3})$$

II-2-4 Facteur de Capacité

Le facteur de capacité, noté CF, appelé aussi facteur d'utilisation de la capacité, représente un autre indicateur clé de l'étude de performance couramment utilisé par le personnel de l'installation

photovoltaïque pour l'évaluation de la performance. Il est défini comme le rapport de la quantité d'énergie que la centrale PV générerait si elle fonctionnait à sa puissance nominale pendant toute l'année.

$$CF = \left(\frac{Y_f}{8760} \right) = \left(\frac{E_{ac}}{8760 \times P_0} \right) \quad [\%] \quad (\text{II.4})$$

II-2-5 Efficacité de l'installation photovoltaïque

L'efficacité de l'installation photovoltaïque η_{sys} représente l'efficacité de l'installation solaire photovoltaïque ou rendement, elle est le rapport de l' E_{ac} à leur rayonnement H_t sur la surface totale des modules A_T :

$$\eta_{\text{sys}} = \left(\frac{E_{ac}}{H_t \times A_T} \right) \quad (\text{II.5})$$

II-2-6 Rapport de performance

Rapport de performance PR, c'est le plus important, il indique l'effet global des pertes sur la production énergétique des rangées d'un système PV. Les valeurs de PR indiquent à quel point un système PV se rapproche des performances idéales dans des conditions réelles d'exploitation. PR est défini par le rapport entre le rendement final et le rendement de référence, c'est une quantité adimensionnelle :

$$PR = \left(\frac{Y_f}{Y_r} \right) \quad (\text{II.6})$$

II-2-7 Pertes du système par conversion

Les pertes du système L_s sont dues aux pertes de conversion de l'onduleur (courant DC-AC) et sont définies par la différence entre le rendement du champ PV Y_a et le rendement final Y_f .

$$L_s = Y_a - Y_f \quad (\text{II.7})$$

II-2-8 Pertes de capture du champ photovoltaïque

La perte de capture du panneau L_c est définie par la différence entre le rendement de référence et le rendement du panneau du champ PV. Elles représentent les pertes dues à la température des panneaux, le câblage, l'ombrage partiel, les pertes spectrales, l'encrassement, les erreurs dans la recherche du point de puissance maximale, les conversions (DC-AC), etc.

$$L_c = Y_r - Y_a \quad (\text{II.8})$$

II-2-9 Le rapport de performance corrigé relativement à la température

Le rapport de performance corrigé, PR_c , est utilisé pour corriger le rapport de performance relativement à la température. Il est utilisé pour étudier la dégradation des performances dans le temps [81] et a été ajouté dans la dernière version de la norme IEC 61724 [82]. Il est défini comme suit :

$$PR_c = \left(\frac{PR}{1 - \alpha(T_m - T_n)} \right) \quad (\text{II.9})$$

où α est le coefficient de température ($\%/^{\circ}\text{C}$), T_m est la température du module (en $^{\circ}\text{C}$), et $T_n = 25^{\circ}\text{C}$ est la température nominale.

Le rapport de performance corrigé par rapport à la température aide à voir une variation de performance non affectée par les variations de température saisonnières ou annuelles.

II-3 Paramètres supplémentaires pour l'étude de dégradation

Cette partie présente les paramètres et la méthode utilisés pour l'étude de dégradation dans le chapitre IV et le chapitre VI. Ces paramètres ne sont pas inclus dans la norme IEC 61724 mais en sont issus.

II-3-1 Disponibilité

La disponibilité D , l'indicateur représentant la durée de fonctionnement de la centrale au cours de laquelle il n'y a aucun incident affectant la totalité de la puissance crête définie ci-après :

$$D = 1 - \left(\frac{\text{sum}(DI \times TP)}{DPR} \right) \quad (\text{II.10})$$

La disponibilité est égale à 1 s'il n'y a aucun incident.

Avec :

DI(i) : durée, cumulée sur l'ensemble de la Période de Référence, du ou des Incidents. Cette durée est mesurée par un signal début/fin déclenché soit automatiquement en cas de défaut sur un des équipements, soit manuellement par un technicien intervenant sur la centrale ;

TP(i) : taux de la puissance crête affectée en fonction du niveau de l'Incident ;

DPR : durée de la période de référence comptabilisée en heures ;

Période de référence : nombre d'heures absolue depuis le début de l'année : nombre de jours depuis le 1^{er} janvier \times 24h ;

Nombre d'heures d'arrêt : temps absolu entre signal début de défaut et signal fin de défaut.

II-3-2 Le rapport de performance corrigé par rapport à la disponibilité

Le rapport de performance selon la disponibilité, PR_D , prend en compte toutes les pannes et arrêts de l'installation photovoltaïque.

$$PR_D = \left(\frac{PR}{D} \right) \quad (\text{II.11})$$

II-3-3 Le rapport de performance corrigé par rapport à la température et la disponibilité

Le rapport de performance corrigé par rapport à la température et la disponibilité, PR_{CD} , est le rapport entre le rapport de performance PR_C et la disponibilité D .

$$PR_{CD} = \left(\frac{PR_C}{D} \right) \quad (\text{II.12})$$

Ce rapport ne prend pas en considération les arrêts, donc il permet de déterminer la dégradation avec une meilleure précision.

II-3-4 Le taux de dégradation

Le taux de dégradation, D_g , est déterminé directement à partir de la pente de la variation annuelle du taux de performance PR_{CD} corrigé par rapport à la température et la disponibilité. Il décrit la diminution de la performance.

$$Dg = \left(\frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \right) \quad (\text{II.13})$$

où x_1 , x_2 , y_1 , et y_2 sont les coordonnées de deux points sur la ligne de régression.

II-4 Quelques études selon la norme IEC 61724

L'efficacité d'une installation photovoltaïque est notamment liée aux conditions météorologiques définies par l'irradiation, la température ambiante, l'humidité et la vitesse du vent [83]. Elle est également influencée par d'autres facteurs environnementaux tels que la saleté et la poussière [84], [85], [86], [87], l'ombrage, les pertes ohmiques en courant continu, les pertes ohmiques en courant alternatif, les pertes de l'onduleur, l'orientation des modules et également la technologie utilisée [78]. Au-delà, la présente norme a inspiré le développement de techniques permettant d'estimer la performance des installations PV ou de les surveiller. Akinyele et al. ont proposé une nouvelle approche appelée analyse fondamentale de la performance des modules PV (FPVMPA) pour évaluer la performance d'un seul module NASENI 190 W en termes de puissance, de rendement énergétique, de pertes de capture, de facteur de forme et d'efficacité, de manière à prédire la performance de la pré-installation d'un module PV [88]. Paredes-Parra et al. ont développé expérimentalement un système de surveillance des modules PV basé sur les exigences de la norme IEC 61724[89]. Kunaifiet al. ont employé la même norme pour analyser l'évolution des productions de systèmes PV en Indonésie et pour étudier en même temps les taux de dégradation à l'aide des NREL/RdTools [90]. Au cours des deux dernières décennies, alors que les centrales solaires au sol ou les installations PV plus petites se sont rapidement développées, un nombre significatif d'études ont été menées sur l'évaluation de la performance des systèmes PV connectés au réseau installés dans le monde entier en mettant en œuvre la méthodologie spécifiée dans la

norme CEI 61724. Le ratio de performance varie en fonction de l'environnement, notamment de la température ambiante, comme on le remarque facilement dans les régions chaudes. Par conséquent, un ratio de performance corrigé en fonction de la température est nécessaire pour soustraire l'influence de la température ambiante afin de déterminer le taux de dégradation des installations PV [81].

En commençant par l'Asie, Chokmaviroj et al. sont enquis en 2004 des huit premiers mois de suivi d'une installation pilote photovoltaïque de 500 kW_c dans le nord-ouest de la Thaïlande [91]. Le système photovoltaïque a produit 383 274 kWh avec un rendement final allant de 2,91 à 3,98 h/j et un rapport de performance de 70 % à 90 %. De même, l'analyse de trois systèmes PV de 3 kW connectés au réseau pour des maisons en Corée a été traitée par Piao et al. de janvier 2003 à décembre 2006 [92]. Les quantités d'énergie générées ont été rapportées à 11,943 MWh, 12,9 MWh et 12,8 MWh, les rendements finaux à 2,74 h/j, 2,94 h/j et 2,92 h/j, et les rapports de performance à 67 %, 72 % et 72%. Wittkopf et al. ont étudié un système BIPV en toiture connecté au réseau de 142,5 kW_c à Singapour qui a affiché un ratio de performance de 81 % [93]. Dans une autre étude, le rendement et la dégradation d'un système photovoltaïque à l'échelle utilitaire de 1 MW_c situé dans le climat tropical semi-aride de l'Inde ont été étudiés sur la base de quatre années de données surveillées [94]. Le rendement de référence, le rendement final, l'efficacité du système, le facteur de capacité et le rapport de performance étaient respectivement de 4,64 h/jour, 6,23 h/jour, 11 %, 19,33 % et 74,73 %. Diverses installations situées à des endroits différents et fonctionnant sous des climats variés en Afrique ont été soumises à une analyse réalisée avec la norme IEC 61724. La performance d'une ferme solaire photovoltaïque de 281 kW_c connectée au réseau, récemment installée au Lesotho, a été évaluée avec les paramètres énoncés dans la norme CEI 61 724. Les résultats ont montré une performance satisfaisante, avec un ratio de performance de 70 % à la moyenne mondiale étant de 70-80 % pour les fermes photovoltaïques bien dimensionnées [95]. En Algérie, il a été constaté que le ratio de performance variait de 66,66 % à 85,93 % pour une installation de 2,5 kW_c en milieu saharien[96]. Ce large intervalle était dû à la grande différence de température entre les saisons. Le même type de comportement a été observé pour la centrale PV de 954,809 kW_c de Sheikh Zayed en Mauritanie avec un rapport de performance mensuel variant de 61% en août à 71% en novembre, la valeur moyenne mensuelle étant de 66% [97]. De plus, à Djibouti, le ratio de performance a varié entre 75% et 90% pour une installation de 302,4 kW_c fonctionnant sous un climat maritime désertique et poussiéreux [98]. Le

rendement quotidien moyen mensuel du réseau et le rendement final étaient respectivement de 5,1 kWh/kW_p et de 4,7 kWh/kW_c. Le rapport de performance moyen des panneaux photovoltaïques et du système global connecté au réseau était respectivement de 90 % et 84 %, ce qui correspond à des efficacités quotidiennes moyennes mensuelles des modules photovoltaïques et du système de 12,68 % et 11,75 %.

D'autres exemples d'utilisation de la norme peuvent être cités pour deux autres parties du globe. En Amérique du Sud, l'analyse de la performance d'un système photovoltaïque de 2,2 kW_c installé à l'Université d'État de Ceará, Fortaleza, région nord-est du Brésil, suivi de juin 2013 à mai 2014, a révélé une performance convenable avec un rendement énergétique annuel, un rendement de référence journalier moyen, un rendement du champ et un rendement final de respectivement 1685,5 kWh/kW_c, 5,6 kWh/kW_c, 4,9 kWh/kW_c et 4,6 kWh/kW_c, ainsi qu'un ratio de performance de 82,9 % et un facteur de capacité de 19,2 % [99]. Un système PV de 600 W_c connecté au réseau 220 V du bâtiment de la Faculté de Ciencias Exactas à Corrientes, en Argentine, entre janvier 2011 et décembre 2012 a montré pendant les 10 premiers mois de fonctionnement un rapport de performance entre 65% et 75% en accord avec ceux rapportés dans d'autres études sur les systèmes installés sur les façades [100]. Cependant, à partir de novembre 2011, les valeurs du ratio de performance ont chuté en dessous de 65% en raison de certaines instabilités des paramètres du réseau. En outre, dans les pays du Golfe, une évaluation des performances de 12 mois a été menée sur une installation de 85,05 kW_c et de 21,6 kW_c de cuivre indium gallium sélénium (CIGS) en couche mince connectés au réseau sur les toits de deux écoles au Koweït qui a affiché des rendements finaux quotidiens moyens annuels de 104 kWh/kW_c et 4,5 kWh/kW_c/jour, et un rapport de performance maintenu entre 74 % et 85 % [101]. Pour un système PV de 1,4 kW_c connecté au réseau situé dans la ville de Sohar (Oman), la capacité et les facteurs de rendement étaient respectivement de 21% et 1875 kWh/kW_c/an et le facteur de performance de 84,6% [102]. En ce qui concerne l'Europe, des études ont été réalisées en particulier dans les pays méditerranéens et quelques autres peuvent également être mentionnées dans les pays du nord.

Pietruszko et Gradzki ont étudié les données acquises pendant un an de surveillance d'un système de 1 kW_c monté sur le toit et connecté au réseau, mis en service en décembre 2000 à Varsovie, en Pologne [103]. On y a constaté un rendement annuel d'environ 830 kWh et des rapports de performance de 60% à 80%. En Allemagne, dans l'État fédéral de Basse-Saxe, 172 installations

photovoltaïques de 1-5 kW_c installées sur des toits ont eu un rendement final annuel compris entre 430 kWh/kW_c/an et 75 kWh/kW_c/an avec une valeur moyenne de 680 kWh/kW_c/an et un rapport de performance annuel compris entre 47,5 % et 81% (moyenne 66,5%) en 1993 et 1994 [104]. L'analyse du rendement d'un système photovoltaïque de 13 kW_c monté sur un toit et raccordé au réseau en Irlande du Nord sur une période de trois ans a donné des rapports de performance mensuels moyens annuels pour les trois années de 60%, 61% et 62% [105].

En France et en Belgique, Leloux et al. ont étudié plus de 9657 installations photovoltaïques en se concentrant sur l'énergie produite par ces installations et sur leurs performances [106], [107]. Le taux de performance moyen était de 76% en France et de 78% en Belgique, et l'indice de performance moyen était de 85% dans les deux pays. Par ailleurs, deux centrales photovoltaïques connectées au réseau de taille similaire, mais basées sur des technologies modulaires différentes sur les toits de deux bâtiments à Basovizza (Trieste) en Italie ont été étudiées du 15 octobre 2011 au 14 octobre 2012 [108]. Le taux de rendement moyen était de 82,7 % pour les modules SPR300-WHT et de 89,1 % pour les modules HIP 230 HDE1. Par ailleurs, le parc photovoltaïque connecté au réseau de C. Rokas SA à Sitia, en Crète, d'une puissance crête de 171,36 kW_c mis en service en 2002, a été suivi sur un an [109]. Ce dernier a fourni 229 MWh au réseau en 2007. Le rendement final était compris entre 1,96 et 5,07 h/j, et le ratio de performance 58 à 73%, ce qui donne un ratio de performance annuel de 67,36%. En Espagne, une étude des données enregistrées sur six centrales PV du sud du pays exploitées pendant plus de quatre ans a révélé des valeurs de rendement annuel comprises entre 78,93 % et 87,11 % pour les quatre centrales employant un système de suiveur solaire et des valeurs inférieures de 60,46 % à 79,38 % pour les deux autres centrales sans système de suiveur solaire [110].

II-5 Conclusion

Ce chapitre résume la norme IEC 61724 et la méthodologie permettant de quantifier la dégradation de performance qui sera mise en application dans les études de cette thèse. Rappelons que les principaux paramètres de la norme IEC 61724 sont le rendement de référence, le rendement final du système, l'efficacité du champ et le rapport de performance. Notons aussi que l'étude de la dégradation nécessite la prise en considération des arrêts des installations PV et des données manquantes.

Chapitre III :

**Étude paramétriques de la dégradation
des caractéristiques d'un modules PV**

III-1 Introduction

Le vieillissement des modules photovoltaïques est irrémédiable et touche tous leurs constituants. Les dégradations affectent principalement la transmission optique des matériaux de la face avant (verre) et les caractéristiques électriques, avec une augmentation de la résistance en série et ou une diminution de la résistance en parallèle, entraînant une réduction de la puissance produite. La modélisation est un outil qui permet des gains de temps pour prédire la façon dont les modules photovoltaïques se dégradent ou deviennent défectueux avec le vieillissement.

Ce chapitre présente une étude paramétrique de la dégradation des caractéristiques d'un module PV (puissance, tension, courant, résistance série et résistance parallèle) pour apprécier l'impact du degré de dégradation électrique en se basant sur des simulations à partir d'un modèle intégré à l'interface SOPHEE (Solar PV Energy Estimation) développée au sein du laboratoire CERTES.

III-2 Modélisation d'un module PV

Les outils de prédiction des performances constituent un facteur de succès important pour toute nouvelle technologie, car ils permettent de démontrer si un système sera efficace et économiquement réalisable. Cette partie aborde certains des principaux modèles paramétriques des systèmes photovoltaïques (PV) disponibles dans la littérature.

Les caractéristiques courant-tension d'un module photovoltaïque peuvent être reproduites en modélisant le panneau PV comme un circuit électrique équivalent possédant des composants linéaires et non linéaires. Les paramètres décrivant ces composants sont directement liés aux caractéristiques spécifiques de performance du panneau PV, qui sont généralement disponibles sous forme graphique par rapport à des valeurs standards de température et d'éclairement incident.

Lorsqu'une cellule PV à simple jonction n'est pas éclairée, son comportement est similaire à celui d'une jonction semi-conductrice : une simple diode, qui présente une courbe I-V caractéristique, traditionnellement décrite par l'équation :

$$I_D = I_0 (e^{\frac{qV_D}{nkT}} - 1) \quad (\text{III.1})$$

où I_0 est le courant de saturation inverse de la diode, q est la charge électrique d'un électron ($1,602 \cdot 10^{-19}$ C), k est la constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K), T est la température de jonction, V_D est la tension aux bornes de la diode et n est le facteur d'idéalité, également appelé facteur de

Chapitre III : Étude paramétriques de la dégradation des caractéristiques d'un modules PV

qualité. Le facteur d'idéalité n varie généralement de 1 à 2 (bien qu'il puisse être plus élevé dans certains cas) [111], en fonction du procédé de fabrication et du matériau semi-conducteur ; dans de nombreux cas, n est supposé être approximativement égal à 1 (ainsi, la notation n est souvent omise).

L'illumination de la jonction semi-conductrice détermine l'augmentation d'un courant photogénéré I_L qui correspond à une translation verticale de la courbe I-V d'une quantité liée, presque exclusivement, à la densité surfacique de l'énergie incidente.

De cette façon, une cellule idéale est représentée comme un générateur de courant, connecté en parallèle avec une diode, et sa caractéristique I-V est décrite par Shockley [112] avec l'équation suivante :

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \left(e^{\frac{qV_D}{nkT}} - 1 \right) \quad (\text{III.2})$$

où I est le courant de sortie.

L'équation (III.2) ne représente qu'une simple description théorique car elle ne tient pas compte de l'effet de la présence des électrodes au-dessus et en-dessous de la couche semi-conductrice, nécessaires pour collecter les charges qui couvrent partiellement la surface d'interception. Dans [113], Wolf a correctement observé que dans une cellule PV, le photocourant est généré non seulement par une seule diode mais aussi par un effet global dû à la présence d'une pluralité de diodes élémentaires adjacentes et uniformément distribuées le long de la surface qui sépare les deux couches du semi-conducteur. Chaque diode élémentaire est traversée par un courant qui passe à travers les couches du semi-conducteur le long d'une ligne différente, caractérisée par une résistance électrique et une chute de tension différentes.

La composante transversale du courant I_L , parallèle à la surface de la cellule, doit être différente pour chaque diode élémentaire ; de cette façon, il existe un I-V caractéristique différent pour chaque diode élémentaire. Comme ces diodes sont considérées en parallèle, leur combinaison détermine la caractéristique I-V globale de la cellule PV. La résistance électrique transversale est beaucoup plus élevée que la résistance électrique relative à la composante directe du courant photogénéré I_L . La composante transversale du courant I_L , qui n'apparaît que dans une cellule photovoltaïque réelle, donne lieu à une forte dissipation d'énergie qui diminue drastiquement

Chapitre III : Étude paramétriques de la dégradation des caractéristiques d'un modules PV

l'efficacité de conversion de la cellule solaire. Wolf, dans [113], a proposé un circuit équivalent simplifié, dans lequel il n'y a qu'un couple de diodes, un générateur de courant et deux résistances qui tiennent compte des effets dissipatifs décrits ci-dessus et de la présence d'éventuels défauts constructifs. La résolution du circuit équivalent ci-dessus permet d'obtenir l'expression suivante du courant I sous une forme implicite :

$$I = I_L - I_{01} \left(e^{\frac{V+IR_s}{n_1 T}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{V+IR_s}{n_2 T}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (\text{III.3})$$

où I_L est proportionnel à l'éclairement énergétique [112] ; I_{01} et I_{02} sont le courant de saturation des deux diodes, R_s et R_{sh} ou R_p sont les résistances série et parallèle, respectivement ; et n_1 et n_2 sont les facteurs d'idéalité des deux diodes. Comme il est facile de le voir sur la Figure III.1, il est nécessaire de connaître sept paramètres : I_L ; n_1 ; n_2 ; I_{01} ; I_{02} ; R_s ; R_{sh} pour résoudre l'Eq. (III.3). En détail, les résistances R_{sh} et R_s modifient la pente de la courbe au voisinage du courant court-circuit et de la tension en circuit-ouvert, respectivement, tandis que le rapport entre I_{01} et I_{02} modifie la courbure [114]. Bien qu'il ne s'agisse pas d'un problème mathématiquement indéterminé, le calcul des sept paramètres est rendu difficile par la forme implicite de l'équation et par la présence de deux termes exponentiels.

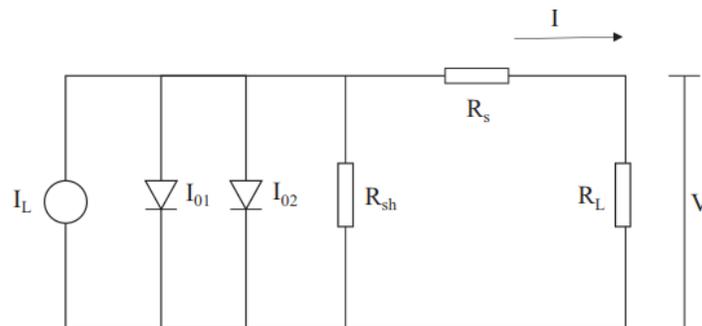


Figure III.1 : schéma équivalent d'un circuit à deux diodes.

Dans la littérature scientifique, il existe peu de modèles entièrement expliqués qui permettent de coder l'algorithme pour retrouver les sept paramètres ; de plus, ces modèles concernent la cellule unique et sont basés sur des hypothèses particulières qui limitent leur application. En effet, certains auteurs admettent que les conditions initiales affectent fortement la résolution de l'équation (III.3) [115], [116], [117]. Dans ces modèles, les procédures doivent être correctement guidées lors de l'estimation initiale des paramètres pour éviter des résultats incohérents. Pour ces raisons, certains

Chapitre III : Étude paramétriques de la dégradation des caractéristiques d'un modules PV

auteurs ont préféré employer différentes corrélations non basées sur un modèle électrique [118], [119], alors que d'autres ont utilisé un modèle simplifié basé sur une seule diode [120], [121], [122], [123], [124], comme le montre la figure III.2. Ce nouveau circuit équivalent est décrit par l'équation implicite suivante :

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V + IR_s}{nT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (\text{III.4})$$

dans laquelle il n'y a que cinq paramètres inconnus et un seul terme exponentiel. Selon l'approche traditionnelle, le photocourant I_L dépend de l'éclairement énergétique, I_0 est affecté par la température de la cellule et n , R_s et R_{sh} sont constants.

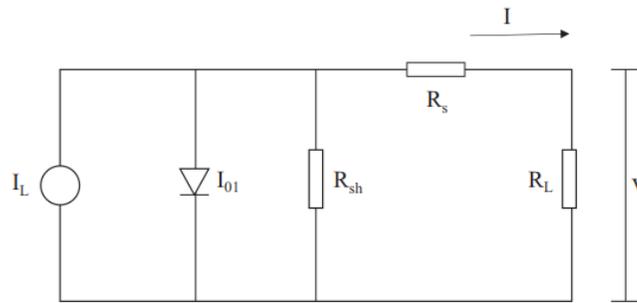


Figure III.2 : schéma équivalent d'un circuit à une seule diode.

Certains auteurs se sont concentrés sur l'étude du modèle à une diode et ont suggéré des directions d'amélioration et/ou de simplification qui permettraient de déterminer les cinq paramètres I_L ; n ; I_0 ; R_s ; R_{sh} sur la base des données de performance des modules communément fournies par les fabricants [118], [119], [120], [123], [124], [125]. Ce modèle est considéré comme le modèle "standard" en raison de sa simplicité et de son exactitude [126].

III-3 Présentation de l'interface SOPHEE

Dans la partie suivante on présente l'interface SOPHEE sous Matlab qui va permettre de réaliser l'étude paramétrique.

III-3-1 Présentation du logiciel Matlab/Simulink

Le logiciel Matlab est un logiciel de manipulation de données numériques et de programmation dont le champ d'application est essentiellement les sciences appliquées. Son objectif, par rapport aux autres langages, est de simplifier au maximum la transcription en langage informatique d'un problème mathématique, en utilisant une écriture la plus proche possible du langage naturel scientifique. Le logiciel fonctionne sous Windows et sous Linux. Son interface de manipulation IHM utilise les ressources usuelles du multi-fenêtrage. Son apprentissage n'exige que la connaissance de quelques principes de base à partir desquels l'utilisation des fonctions évoluées est très intuitive grâce à l'aide intégrée aux fonctions [127]. SIMULINK est une plate-forme de simulation multi-domaine et de modélisation des systèmes dynamiques. Il fournit un environnement graphique et un ensemble de bibliothèques contenant des blocs de modélisation qui permettent le design précis, la simulation, l'implémentation et le contrôle de systèmes de communications et de traitement du signal.

III-3-2 Modèle de simulation d'un module PV utilisé dans SOPHEE [128]

L'interface SOPHEE a été développée dans le cadre du stage de Master d'Adrien Coşa au CERTES en 2017 [128]. Cette interface permet de simuler la conversion PV en utilisant un modèle à une diode, celui de Villalva et al. [123], [129] et un autre à sept paramètres (modèle à deux diodes). Dans notre cas, le choix du modèle à une diode s'est avéré suffisant en termes d'exactitude, et pour cette raison on ne détaille que ci-dessous les équations du modèle de Villalva.

Dans le modèle de conversion à une diode de la cellule PV considéré [123], [129], le photocourant I_L est donné par la relation suivante :

$$I_L = (I_{SC} + K_i(T - T_n)) \frac{G}{G_0} \quad (\text{III.5})$$

Pour trouver le modèle de ce générateur, il faut tout d'abord retrouver le circuit électrique équivalent à cette source. De nombreux modèles mathématiques de générateurs photovoltaïques,

Chapitre III : Étude paramétriques de la dégradation des caractéristiques d'un modules PV

ont été développés pour représenter leur comportement très fortement non linéaire qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leur réalisation.

Le modèle utilisé, il traite la cellule PV comme une source de courant (dépendante de l'éclairement) connectée en parallèle avec une diode et une résistance R_p (qui tend généralement vers l'infini) et en série avec une résistance R_s (Figure III.2). Il dépend du courant de court-circuit fourni par le constructeur, de l'irradiance reçue par le module et de la température.

avec :

I_{sc} : le courant de court-circuit (A) ;

K_i : le coefficient courant de court-circuit /température(A.°C⁻¹);

T : la température opératoire (K) ;

T_n : la température de référence (K);

G_0 : l'irradiance de référence égale à 1000 (W/m²);

G : l'irradiance (W/m²).

Le courant de la diode est donné par la formule suivante :

$$I_D = I_0 \left(e^{q \left(\frac{V + IR_s}{AkT} \right)} - 1 \right) \quad (\text{III.6})$$

avec:

V : ou bien U, la tension à la sortie de la cellule PV (V) ;

I : le courant livré par la cellule PV (A);

R_s : la résistance en série (Ω);

A : le facteur d'idéalité de la jonction ;

K : la constante de Boltzmann (1,3805x10⁻²³ J/K) ;

I_0 : le courant de saturation (A);

Le courant de saturation est exprimé par la relation suivante :

$$I_0 = \frac{I_{sc,n} + K_i (T - T_n)}{e^{\frac{q(V_{oc,n} + K_v (T - T_n))}{AkT}} - 1} \quad (\text{III.7})$$

avec:

K_v : le coefficient tension circuit-ouvert /température (V.°C⁻¹);

Chapitre III : Étude paramétriques de la dégradation des caractéristiques d'un modules PV

$I_{SC,n}$: le courant de court-circuit dans les conditions STC (A);

Donc, l'équation de base qui permet la description du courant de sortie d'une cellule photovoltaïque est donnée par :

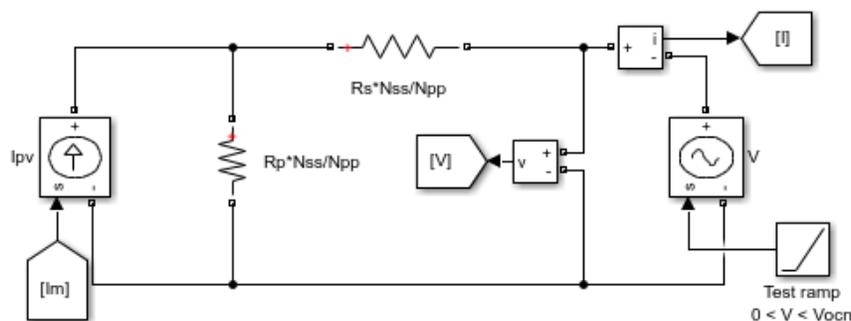
$$I = \left((I_{SC} + K_i(T - T_n)) \frac{G}{G_0} \right) - \left(\frac{I_{sc,n} + K_i(T - T_n)}{e^{\frac{q(V_{oc,n} + K_v(T - T_n))}{AKT}} - 1} \right) \left(e^{\frac{V + IR_s}{nT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (III.8)$$

Pour résoudre l'équation (III.8), on a besoin de résoudre un système d'itération qui nécessite la résolution de la boucle algébrique dans Simulink, comme illustré sur la figure III.3.

En utilisant les équations précédentes, la modélisation de la cellule PV s'effectue suivant les étapes suivantes :

- ✓ un modèle de conversion de la température en degré Celsius ou en Kelvin ;
- ✓ un modèle de calcul du photo-courant I_L suivant l'équation (III.5) ;
- ✓ un modèle de calcul du courant de saturation I_0 suivant l'équation (III.7) ;
- ✓ un modèle de calcul de la constant AKT ;
- ✓ un modèle de calcul du courant I suivant la relation (III.8) ;
- ✓ le modèle final de la cellule PV est représenté sur la figure III.3.

Les blocs « workspaces » sont ajoutés pour mesurer le courant I du module, la tension V du module et la puissance P du module qui représente le produit du courant et de la tension. Le modèle final prend l'irradiation G , la tension V et la température opératoire T comme variables d'entrée d'une part et la tension V et le courant I de la cellule PV comme variables de sortie d'autre part.



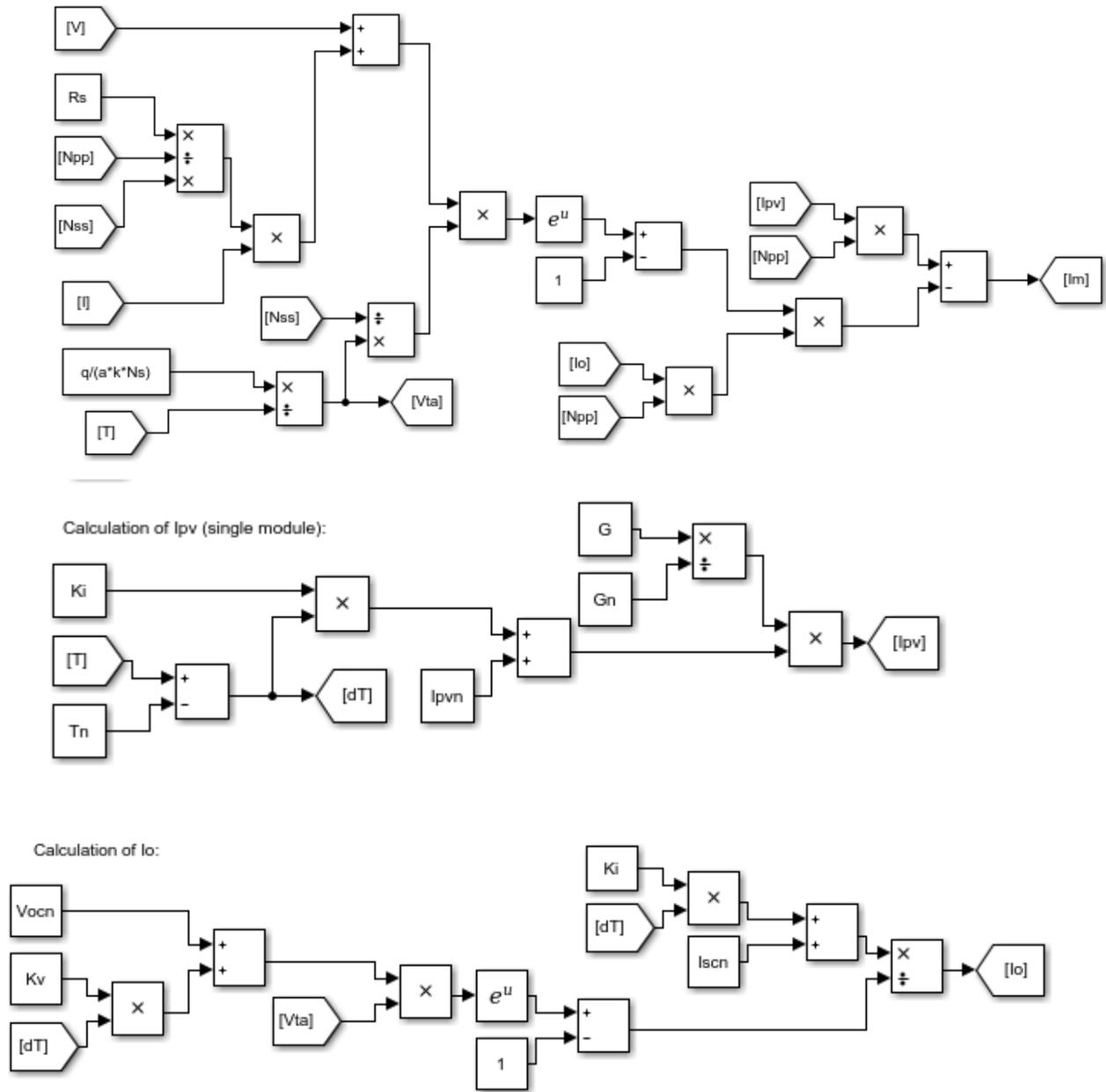


Figure III.3 : Modèle d'une cellule PV utilisé (SIMULINK) [123].

III-3-3 Interface graphique pour étude de dégradation

L'interface SOPHEE qui va permettre de réaliser l'étude paramétrique est montrée figure III.4. L'interface est structurée en cinq zones principales :

- ✓ **Zone 1 : introduction des caractéristiques du modules et calcul des paramètres R_s et R_p**

Chapitre III : Étude paramétrique de la dégradation des caractéristiques d'un module PV

Le module photovoltaïque est défini par un ensemble de caractéristiques initiales (« caractéristiques du module PV »), garanties par le fabricant des modules PV, en tant que paramètres de qualité et de performance lors de sa mise sur le marché. La zone 1 permet à l'utilisateur de l'interface de saisir les caractéristiques suivantes :

I_{scn} [A] : courant nominal de court-circuit ;

V_{ocn} [V] : tension nominale de fonctionnement à vide ;

N_s [-] : nombre de cellules liées en série ;

K_v [V K⁻¹] : coefficient de la tension lié à la température ;

K_i [A K⁻¹] : coefficient du courant lié à la température ;

NOCT [°C] : température nominale de fonctionnement de la cellule ;

a [-] : coefficient d'idéalité de la diode ;

R_s [Ω] : résistance en série ;

R_{sh} [Ω] : résistance en parallèle.

Elle donne aussi la possibilité de calculer la résistance en série et la résistance en parallèle en se basant sur les données de courant et de tension du constructeur et un outil de calcul qui va trouver les bonnes valeurs de R_s et R_p afin d'ajuster la courbe de simulation avec les données du constructeur (voir la méthode dans [129]).

✓ Zone 2 : introduction des paramètres relatifs aux conditions environnementales

Cette zone contient les paramètres météorologiques, tel que la température ambiante et l'irradiance solaire. L'utilisateur peut introduire plusieurs valeurs afin d'obtenir l'évolution des caractéristiques I-V sous différentes températures et irradiations, ou importer des fichiers contenant des valeurs d'irradiance et de température mesurées sur des journées types par exemple.

✓ Zone 3 : étude de sensibilité des paramètres.

Cette partie permet aux utilisateurs de faire une étude de sensibilité de variation des paramètres résistance en série et résistance en parallèle sur la dégradation globale du module PV. Il peut saisir différents pourcentages de dégradation et voir leur influence sur les paramètres de sortie du module PV.

✓ Zone 4 : choix rapide du module.

L'utilisateur peut choisir un module PV directement parmi certains modules disponibles sur l'interface graphique.

✓ Zone 5 : choix du modèle utilisé pour la simulation.

Cette zone donne à l'utilisateur la possibilité de choisir un modèle de simulation parmi les modèles disponibles dans l'interface : modèle à une diode de Villalva [129] et à deux diodes à sept paramètres [124].

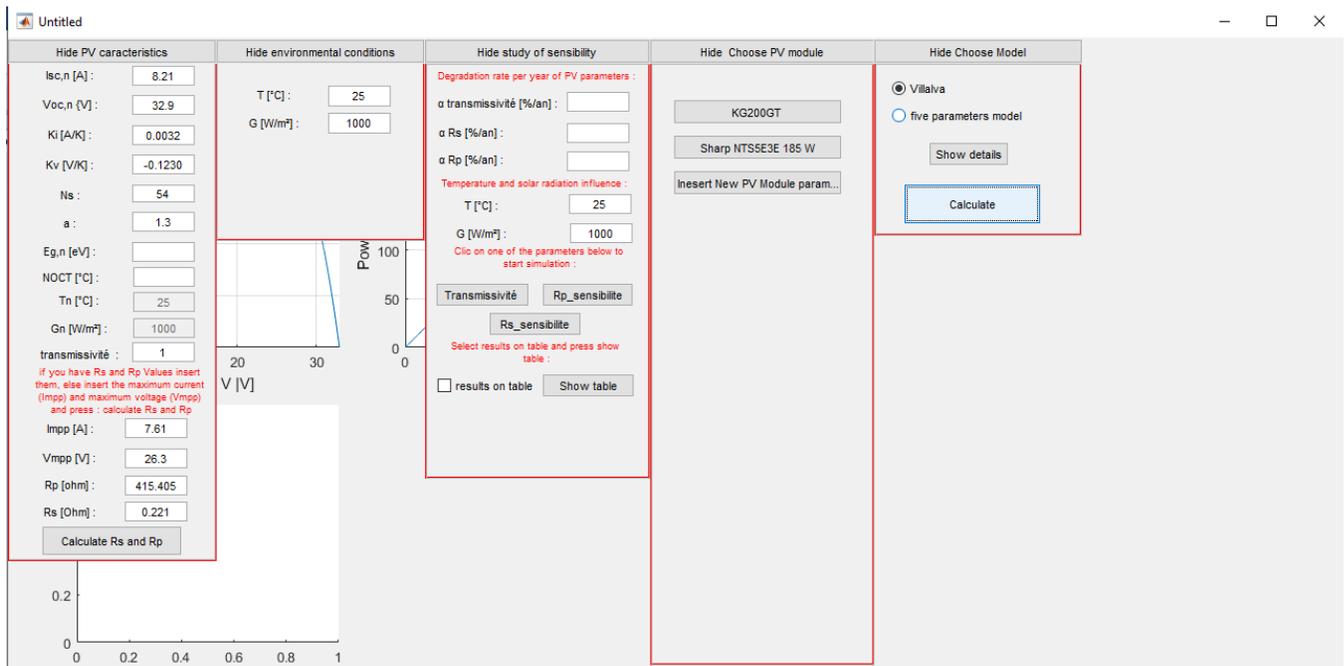


Figure III.4 : Interface SOPHEE (fenêtre d'étude paramétrique).

III-4 Étude paramétrique de dégradation

III-4-1 Approche de modélisation

Dans l'approche proposée par Doumane et al. [130], [131], la modélisation d'un système photovoltaïque est réalisée par un circuit équivalent dont les caractéristiques des composants sont variables dans le temps selon des lois de vieillissement ou de dégradation, ce qui permet de calculer l'intensité et la tension des modules photovoltaïques à différents instants t . Des études pour évaluer la sensibilité des paramètres de vieillissement peuvent être également réalisées. Les conditions d'exposition doivent être fournies en tant que données d'entrée (figure III.5) : rayonnement G , température ambiante T_a , caractéristiques du module PV etc. [128]. Toutes les dégradations qui

Chapitre III : Étude paramétriques de la dégradation des caractéristiques d'un modules PV

peuvent être décrites individuellement par un modèle mathématique sont supposées être intégrées dans le comportement du modèle global.

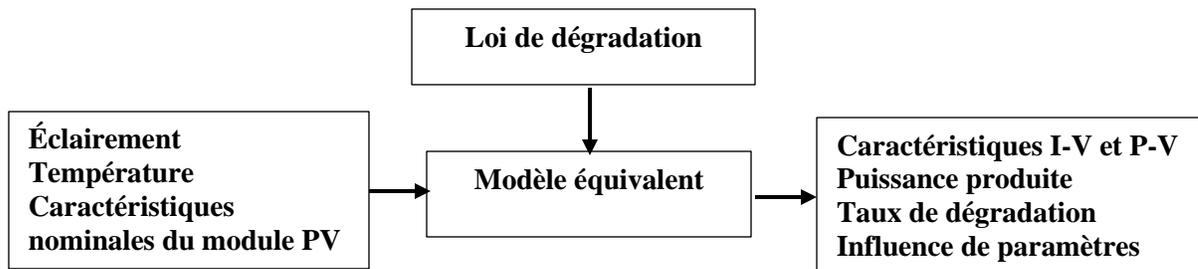


Figure III.5 : Schéma de l'approche utilisée.

L'objectif de la présente étude est de quantifier l'influence de deux variables d'entrée (R_s et R_{sh}) sur la variable de sortie (I , V et P). Elle consiste à ne changer qu'une seule valeur d'une variable d'entrée en laissant l'ensemble des autres paramètres d'entrée à leur valeur nominale en se basant sur le modèle équivalent d'un panneau photovoltaïque.

III-4-2 Le système photovoltaïque étudié

Le module photovoltaïque (PV) que nous avons choisi pour la simulation est de type FL60-250MBP avec des cellules en Si monocristallin comme illustré sur la figure III.5. Ses caractéristiques ont été déterminées expérimentalement avec un traceur PASAN SPROD Tester - STC V2.7.3 pour tracer les caractéristiques initiales et la courbe I-V en conditions STC. Les caractéristiques principales obtenues sont présentées dans le tableau (III.1).

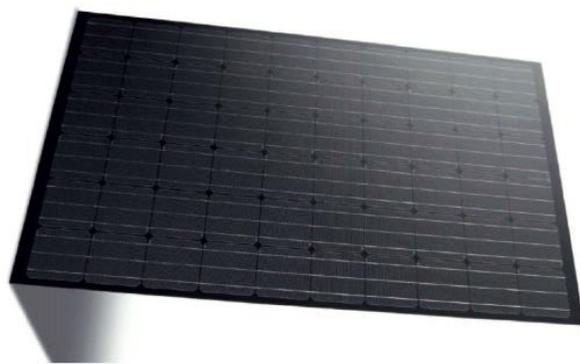


Figure III.5 : Le module photovoltaïque FL60-250MBP.

Tableau III.1 : Caractéristiques du module PV FL60-250MBP.

Paramètres électriques	Valeurs sous (1000 W/m ² , 25°C)
Puissance maximale (P _m)	244 W
Courant maximal (I _m)	7,892 A
Tension maximale (V _m)	30,831 V
Tension en circuit ouvert (V _{oc})	38,188 V
Courant de court-circuit (I _{sc})	8,375A
Coefficient de température V _{oc}	-0,36 %/°C
Coefficient de température I _{sc}	0,02 %/°C
Surface	1,64 m ²

III-4-3 Les lois de dégradation

Les paramètres initiaux d'un module PV varient au fil du temps. Ces variations sont traduites par des taux de dégradation des paramètres.

La dégradation thermique et mécanique affecte les articulations et peut provoquer des fissures qui augmentent la résistance série **R_s**. La résistance parallèle **R_p** est aussi dégradée lors de la pénétration de l'humidité et de la formation de corrosion au niveau des barres collectrices, des fils, des bornes et des coins des cellules. Les lois suivantes sont utilisées pour la modélisation de la dégradation [132], [133]:

$$R_s = R_{s0}(+\alpha_{R_s} + 100\%) \quad (\text{III.9})$$

$$R_p = R_{p0}(-\alpha_{R_p} + 100\%) \quad (\text{III.10})$$

$$I_{sc} = I_{sc0}(-\alpha_{I_{sc}} + 100\%) \quad (\text{III.11})$$

$$V_{oc} = R_{p0}(-\alpha_{V_{oc}} + 100\%) \quad (\text{III.12})$$

Chapitre III : Étude paramétriques de la dégradation des caractéristiques d'un modules PV

où R_{s0} et R_{p0} sont les valeurs initiales (en Ω) et, α_{R_s} et α_{R_p} sont les pourcentages de dégradation de R_s et R_p qu'on fait varier de 0 à 500% et de 0 à 100% respectivement. Dans le cadre de cette étude de sensibilité, on considère que les paramètres α_{R_s} et α_{R_p} sont indépendants. Cependant, dans la pratique leurs dégradations sont simultanées [134].

III-4-4 Résultats des simulations et discussion

III-4-4-1 Caractéristique I-V initiale

Dans l'étude paramétrique, afin de valider les résultats de simulation du modèle choisi, on a comparé ces derniers avec les données expérimentales déterminées en laboratoire sous conditions STC. On peut voir la courbe I-V expérimentale et celle du modèle sur la figure III.6. Les données du modèle à une diode de Villalva coïncident avec les résultats expérimentaux avec une différence pour les paramètres de sortie (puissance, tension et courant) inférieure à 1% par rapport au paramètres du constructeur comme référencé, ce qui justifie le choix du modèle pour la réalisation de l'étude paramétrique. On a vérifié que le modèle à cinq paramètres donnait des résultats équivalents mais son utilisation plus compliquée requiert plus de paramètres d'entrée pour retrouver les courbes I-V avec plus de temps de calcul. Pour cela on a décidé de travailler avec le modèle à une diode.

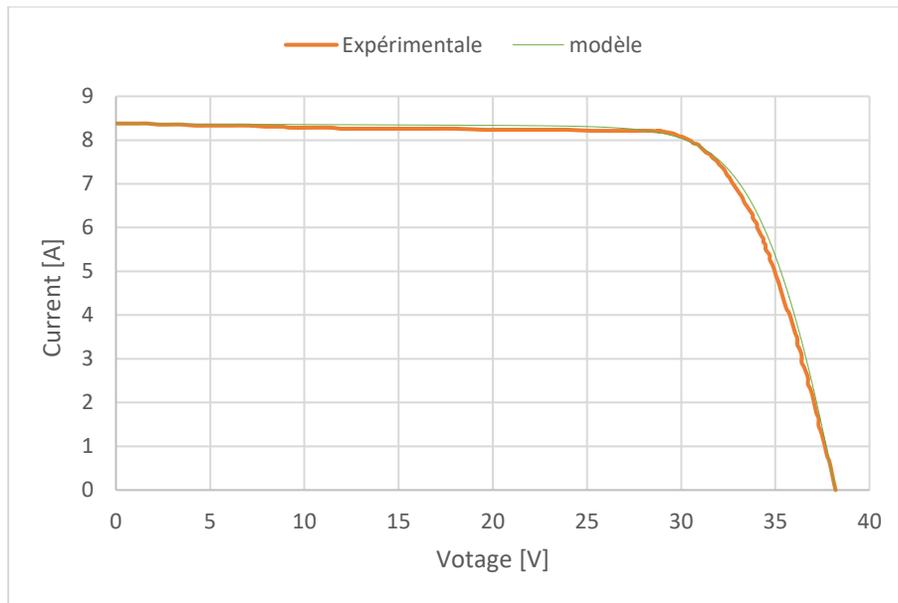


Figure III.6 : Courbe I-V du module PV FL60-250MBP en conditions STC.

Chapitre III : Étude paramétriques de la dégradation des caractéristiques d'un modules PV

Afin de mieux comprendre la caractéristique I-V des modules PV, il est nécessaire de définir les pentes à chacune des interceptions. Ces pentes seront des nombres dénommés avec des unités de résistance.

Dans la littérature on a trouvé plusieurs méthodes pour la détermination expérimentale des paramètres d'un module PV nécessaires pour la simulation et qui ne sont pas donnés par le constructeur du module PV [113], [135]. Dans notre étude on a décidé de choisir la méthode de Benghanem & Alamri [135] qui consiste à déterminer les valeurs de la résistance en série et de la résistance parallèle d'un module PV graphiquement à partir des courbes I-V sous illumination. La résistance parallèle est calculée à partir de deux points P₁ et P₂ au voisinage du courant de court-circuit et de la résistance en série à partir des points P₃ et P₄ au voisinage de la tension du circuit ouvert (voir figure III.7).

$$R_s = \left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=0} = \frac{V_4 - V_3}{I_3 - I_4} \quad (\text{III.11})$$

$$R_{sh} = \left. \frac{dV}{dI} \right|_{I=0} = \frac{V_2 - V_1}{I_1 - I_2} \quad (\text{III.12})$$

Afin de déterminer les pentes aux voisinages de Voc et Isc. Le choix optimal des quatre points est :

- I₁ = I_{sc} (V = 0) pour le point P₁.
- I₂ = 95% de I_{sc} pour le point P₂.
- I₃ = 50% de I_{sc} pour le point P₃.
- I₄ = 0 (V = V_{oc}) pour le point P₄.

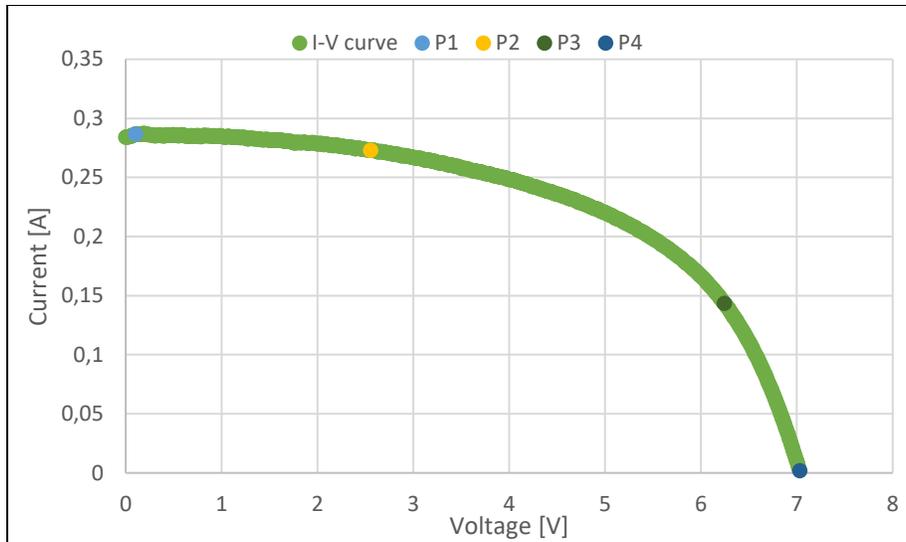


Figure III.7 : Les points choisis de la courbe I-V.

On a appliqué cette méthode sur notre cellule et à partir de sept (7) mesures différentes sur des courbes I-V sous les conditions STC et on a trouvé les valeurs présentées dans le tableau III.2.

Tableau III.2 : Valeurs de R_s et R_p déterminées expérimentalement.

	Mesure 1	Mesure 2	Mesure 3	Mesure 4	Mesure 5	Mesure 6	Mesure 7	Moyenne
R_s [en Ω]	0,180	0,155	0,172	0,180	0,178	0,183	0,182	0,176
R_p [en Ω]	177,332	158,671	177,671	152,881	140,685	196,189	155,185	165,516

L'incertitude de répétabilité, les variations sont dues aux conditions de mesures qui ne sont pas stables à 100%, avec un écart-type qui vaut 0,009083 pour R_s et 17,55807 pour R_p .

la dégradation du module photovoltaïque ainsi que les caractéristiques de la courbe I-V sont affectés par, l'intensité de court-circuit I_{cc} , la tension en circuit-ouvert V_{co} , la résistance série R_s et résistance parallèle R_p . On a effectué des simulations dans lesquelles on ne change qu'une seule valeur d'une variable d'entrée, I_{cc} , V_{co} , R_s ou R_p , en laissant l'ensemble des autres paramètres d'entrée à leur valeur nominale.

III-4-4-2 Dégradation du courant de court-circuit

Les figures III.8, III.9 et III.10 montrent successivement, le taux de dégradation globale du module en fonction du taux de dégradation du courant de court-circuit, la courbe I-V de la dégradation de I_{cc} et la courbe P-V de la dégradation du courant court-circuit. On vérifie que le

Chapitre III : Étude paramétriques de la dégradation des caractéristiques d'un modules PV

taux de dégradation pour le module PV est proportionnel au degré de dégradation du courant de court-circuit avec la résistance en parallèle supposée invariante.

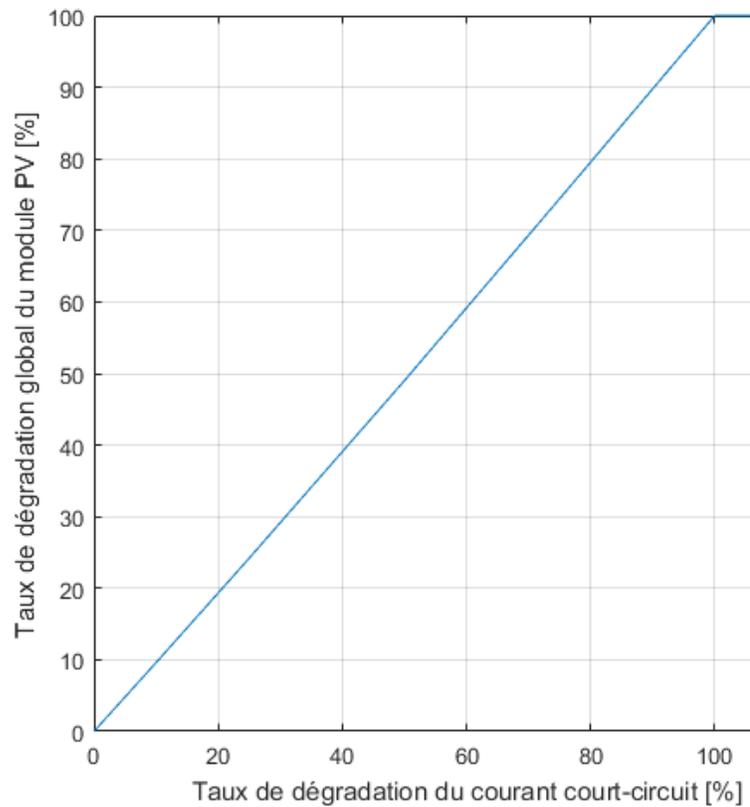


Figure III.8 : le taux de dégradation globale du module en fonction de taux de dégradation du courant court-circuit.

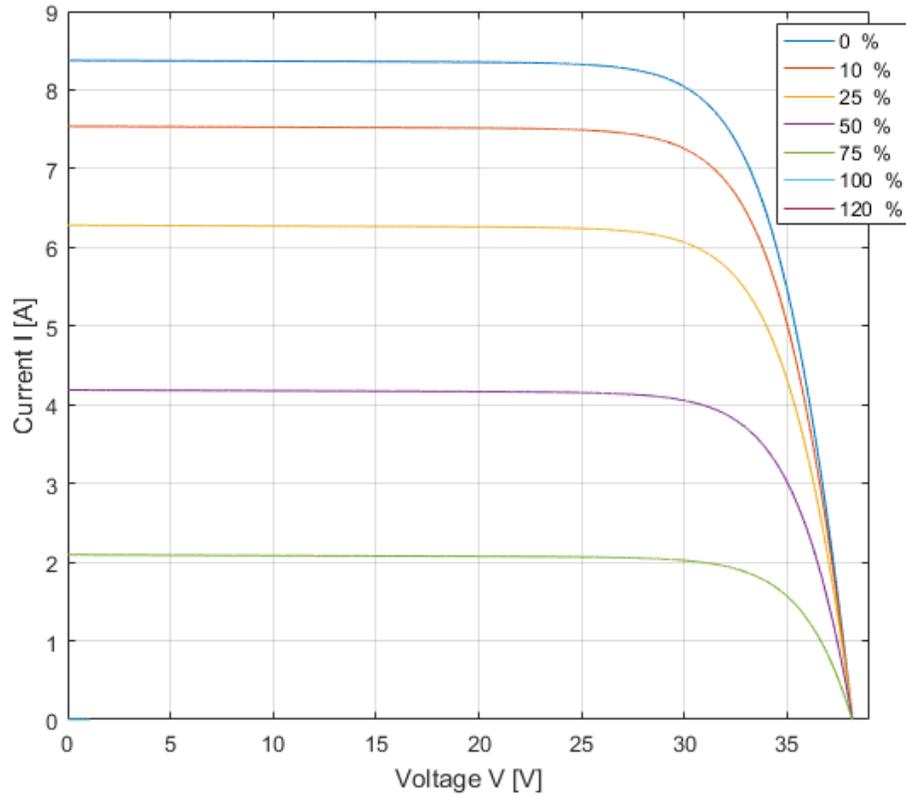


Figure III.9 : la courbe I-V de la dégradation du courant court-circuit.

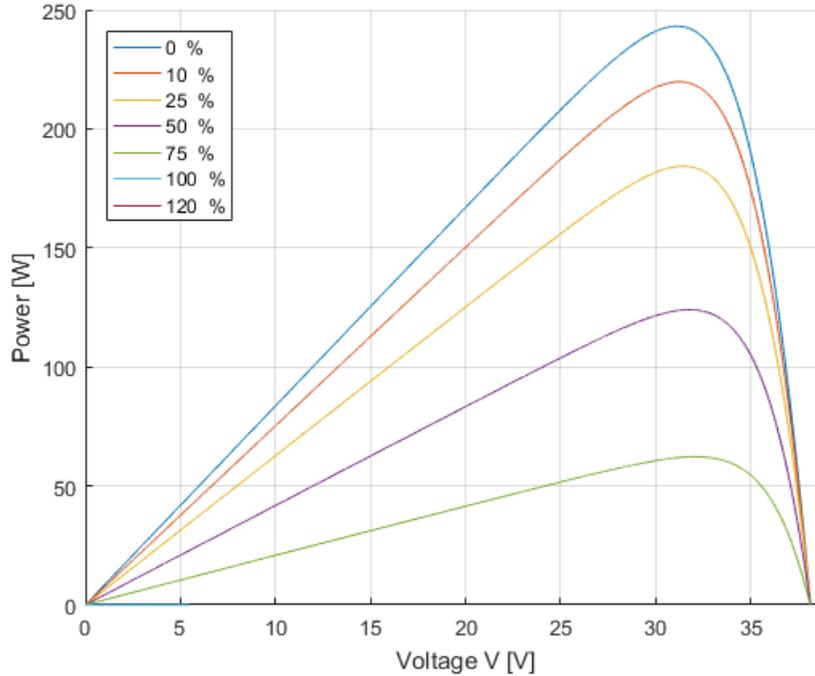


Figure III.10 : la courbe P-V de la dégradation de du courant court-circuit.

III-4-4-3 Dégradation de la tension en circuit-ouvert

Les figures III.11, III.12 et III.13 montrent successivement, le taux de dégradation globale du module en fonction du taux de dégradation de la tension en circuit-ouvert, la courbe I-V de la dégradation de V_{co} et la courbe P-V de la dégradation de la tension en circuit-ouvert. La dégradation globale devient plus importante lorsque la diminution de la tension en court-circuit est plus grande, la relation est quasiment proportionnelle. Avec R_s supposée invariante.

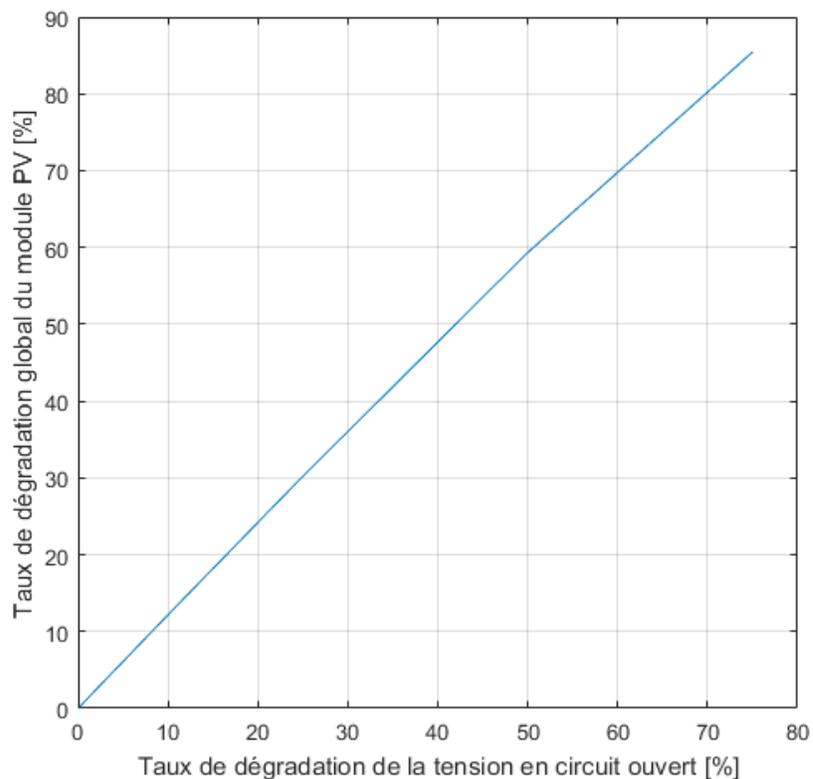


Figure III.11 : le taux de dégradation globale du module en fonction de taux de dégradation de la tension en circuit ouvert.

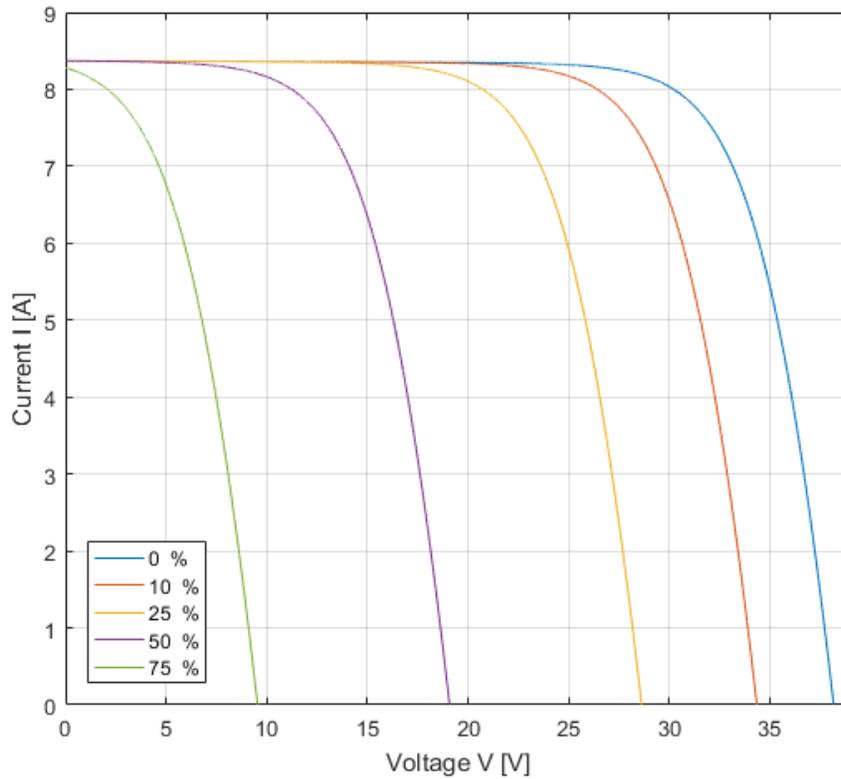


Figure III.12 : la courbe I-V de la dégradation de la tension en circuit-ouvert.

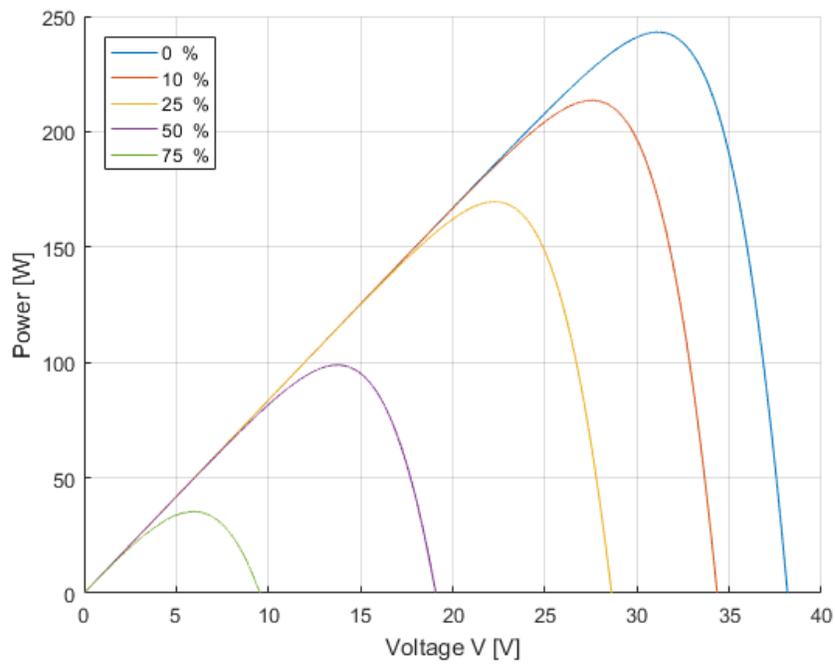


Figure III.13 : la courbe P-V de la dégradation de la tension en circuit-ouvert

III-4-4-4 Dégradation de la résistance en série

La résistance série est due essentiellement aux pertes par effet Joule à travers les grilles de collectes et la résistance propre des semi-conducteurs, ainsi qu'aux mauvais contacts (semi-conducteurs, électrodes). La résistance en série (très petite) représente les différentes résistances électriques que le courant rencontre dans son parcours. Avec le temps, le matériau se dégrade et cette résistance augmente ce qui provoque une augmentation des courants I_p et I_d , d'où une chute de tension de sortie du module (équation III.8).

L'influence de la dégradation de la résistance série peut être observée graphiquement sur la figure III.14 et la figure III.15 en se basant sur l'équation III.9. La résistance série correspond à la variation de la pente de la courbe I-V au voisinage de la tension en circuit-ouvert (V_{oc}).

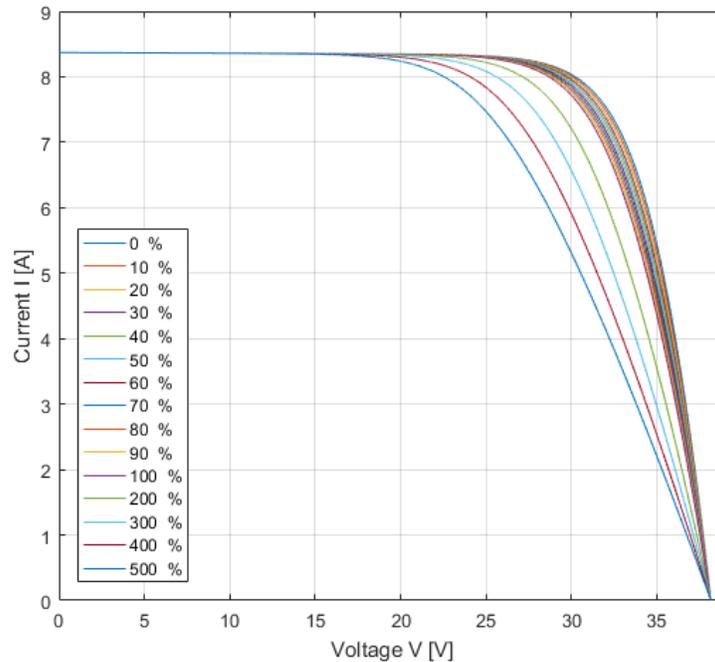


Figure III.14 : Courbes I-V avec dégradation de la résistance série du module PV FL60-250MBP.

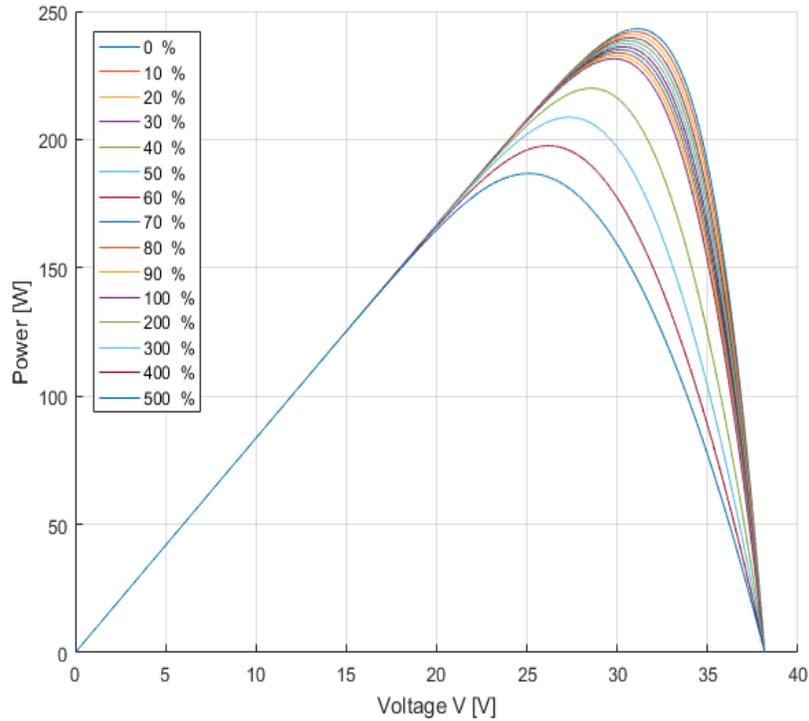


Figure III.15 : Courbes P-V avec dégradation de la résistance série du module PV FL60-250MBP.

L'influence de la résistance en série est moins importante. L'augmentation de la résistance série provoque une diminution plus importante de la tension du module d'où une diminution de la puissance de sortie du module (figure III.15).

La résistance série est un paramètre sensible. Toutes les résistances série des cellules solaires et des interconnexions affectent ce paramètre. Il peut donc être utilisé pour accéder à l'effet des résistances série dans le module PV. Cependant, pour la production d'un module PV, différentes cellules avec différentes caractéristiques I-V sont utilisées. La différence des caractéristiques I-V affecte également le paramètre R_s . Ainsi, une résistance série élevée peut être causée par l'ajout de résistances série dans le module ou par une inadéquation des caractéristiques des cellules individuelles.

Comme illustrée sur la figure III.16, l'évolution de la variation du taux de dégradation global du module en fonction de la résistance série du module est linéaire. Une augmentation de 100% de R_s provoque une diminution d'environ 5% de la puissance globale de sortie du module.

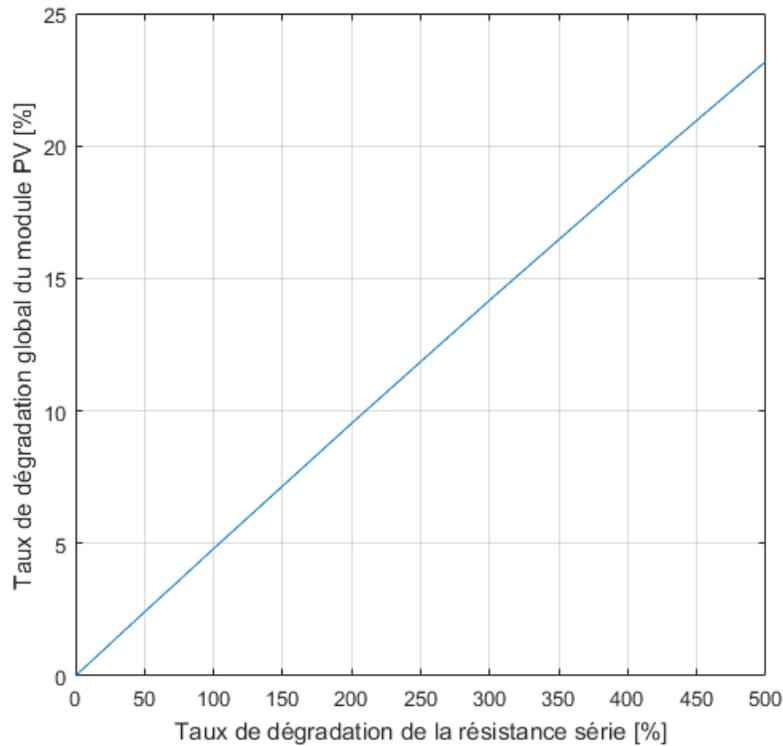


Figure III.16: Évolution de taux de dégradation global du module en fonction du taux de dégradation de la résistance série.

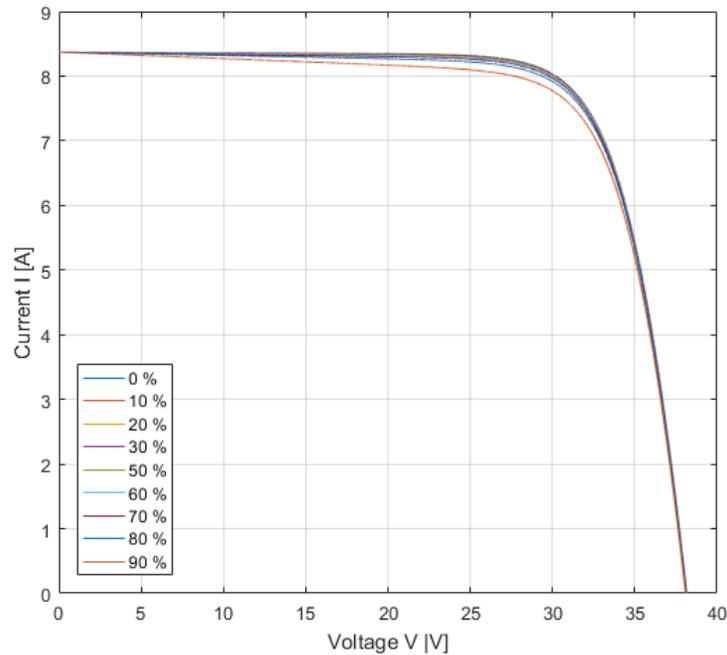
III-4-4-5 Dégradation de la résistance en parallèle

La résistance parallèle, dite 'shunt', provient des pertes par recombinaisons dues essentiellement à l'épaisseur, aux effets de surface, ainsi qu'à la non idéalité de la jonction. La dégradation de la résistance en parallèle qui représente les résistances de contact en métal (interconnexions métalliques) et les résistances d'écoulement aux bords des cellules solaires est un peu plus complexe, puisqu'elle suit une croissance exponentielle (Figure III.19).

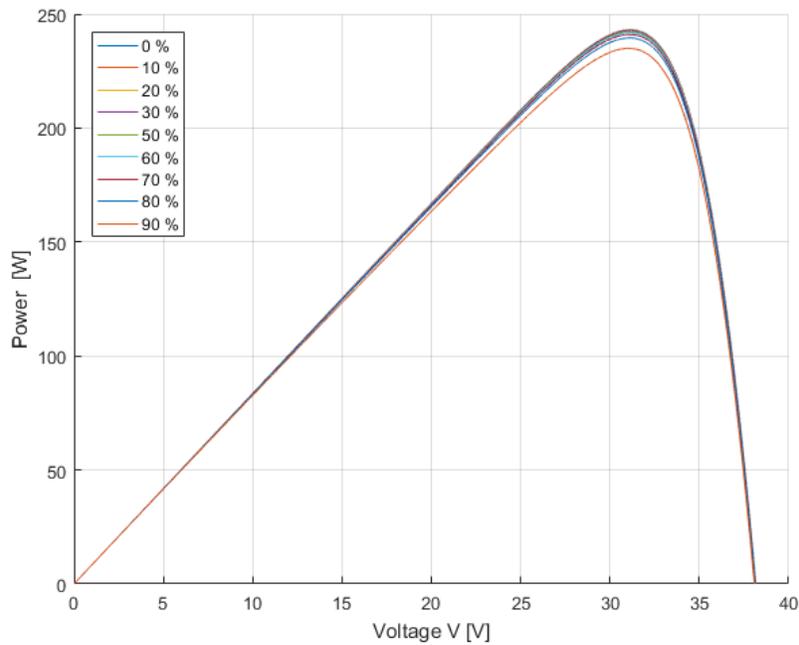
La résistance shunt illustre un chemin de dérivation pour le flux de courant contournant la cellule solaire active. Si la résistance de dérivation d'une cellule est faible, le chemin de dérivation présente des courants de fuite plus élevés. Une modification de la résistance shunt d'une seule cellule solaire n'est pas détectée par la résistance shunt du module car toutes les autres cellules bloquent le courant supplémentaire de la cellule. Ce n'est que dans le cas très improbable où toutes les cellules ont une faible résistance shunt que la résistance shunt du module PV sera également faible.

Chapitre III : Étude paramétriques de la dégradation des caractéristiques d'un modules PV

L'influence de la résistance parallèle peut être observée au voisinage du courant court-circuit sur les figures III.17 et figure III.18.



**Figure III.17 : Courbes I-V avec dégradation de la résistance parallèle du module PV
FL60-250MBP**



**Figure III.18 : Courbe P-V avec dégradation de la résistance parallèle du module PV
FL60-250MBP**

Chapitre III : Étude paramétriques de la dégradation des caractéristiques d'un modules PV

Par rapport à la résistance en série, on peut voir que l'influence de la résistance parallèle est moins importante sur la puissance de sortie du module. Pour une dégradation de 50%, on a une dégradation inférieure à 0,5% de la puissance globale du module. Mais à des taux de dégradation importants, au-delà de 50%, cette grandeur devient sensible et commence à avoir une influence directe sur la production du module.

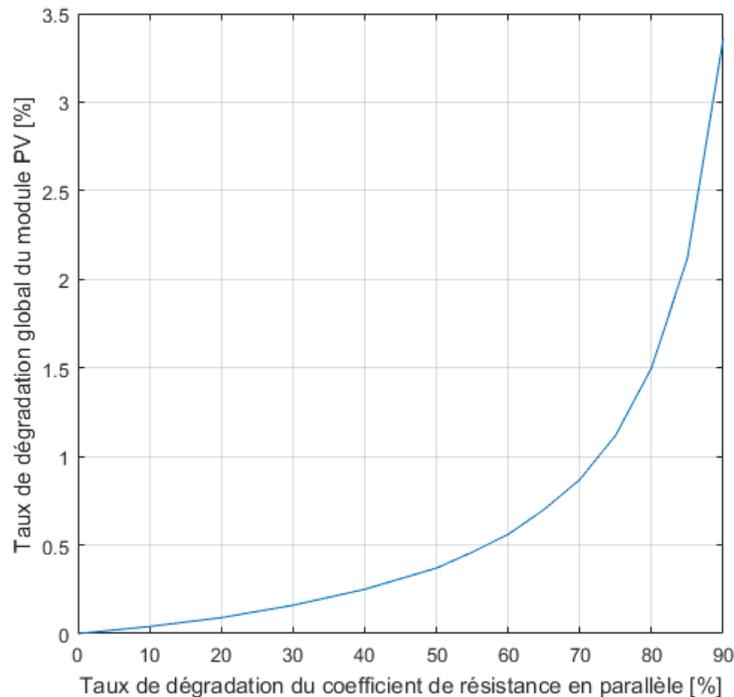


Figure III.19 : Evolution de taux de dégradation global du module en fonction du taux de dégradation de la résistance en parallèle dans les conditions standard.

III-4-4-6 Signification physique de la dégradation des paramètres

Les défaillances typiques constatées lors des inspections visuelles selon les normes IEC 61215 et IEC 61646 [24], [25] pour chaque composant défaillant du module PV concernent :

- ✓ la face avant du module PV : bulles, délamination, jaunissement, brunissement ;
- ✓ les cellules PV : cellule brisée, cellule fissurée, anti-reflet décoloré, métallisation de la cellule/cellule brûlée, oxydée ;
- ✓ le cadre : courbure, cassé, rayé, désaligné ;
- ✓ la face arrière du module : délamination, bulles, jaunissement, rayures, brûlure ;
- ✓ la boîte de jonction : desserrée, oxydation, corrosion ;

- ✓ les fils - connecteurs : détachement, fragilité, parties électriques exposées.

Les écarts entre la courbe I-V mesurée et la courbe I-V attendue, valeurs obtenues à partir des fiches techniques ou des mesures précédentes, peuvent être divisés dans les catégories suivantes [138] :

1. Un courant de court-circuit I_{cc} plus faible que prévu

Généralement un courant de court-circuit plus faible que prévu est probablement dû à la perte de transparence de l'encapsulation due au brunissement ou au jaunissement, à la corrosion du verre qui réduit le piégeage de la lumière du module ou à la délamination qui provoque un découplage optique des couches. Ces effets sur la courbe I-V sont équivalents à ceux d'une réduction de l'irradiance. La forme de la courbe change différemment si les effets sont homogènes ou hétérogènes.

2. La courbe I-V près de I_{cc} s'incline

L'inclinaison près de I_{cc} signifie que la résistance parallèle a diminué en raison des chemins de shuntage dans les cellules PV et/ou des interconnexions. Un léger décalage des cellules ou un léger jaunissement non uniforme peuvent en être une autre cause.

3. La pente de la courbe I-V près de V_{co} est plus faible

Indique une augmentation de la **résistance série** dans le module PV. La résistance en série dans le module peut augmenter en raison de l'augmentation de la résistance des interconnexions, de la corrosion de la boîte de jonction ou des interconnexions et des joints mous.

4. La courbe I-V a une valeur de V_{oc} plus faible que prévu

Les défaillances qui font baisser le V_{oc} sont des interconnexions de cellules défectueuses, des courts-circuits de cellule à cellule ou une défaillance de la diode de dérivation. La tension en circuit ouvert du module peut également être réduite par la dégradation induite par la lumière (LID) des modules en silicium cristallin ou par la dégradation induite par le potentiel (PID).

5. La courbe I-V présente des paliers

Les raisons de ces variations de la courbe peuvent être un défaut de la diode de dérivation, des cellules endommagées ou un décalage important des cellules PV dans le module. Cela est uniquement possible avec plusieurs chaînes de cellules protégées par des diodes de dérivation qui fonctionnent et les défauts d'éclairement non uniforme (ombrage par exemple).

La dégradation de puissance liée à certains des mécanismes de défaillance est limitée. La perte de puissance causée par la corrosion de la couche antireflet est généralement limitée à 4%. D'autres défaillances sont limitées comme la délamination avec des valeurs de 4%, la dégradation initiale induite par la lumière avec 2 à 4%, la corrosion du verre avec un maximum de 3%. Les défaillances telles que les fissures des cellules, la corrosion des soudures, la rupture des interconnexions des cellules n'ont aucune limite en termes de perte de puissance et le module PV peut être inutilisable [139].

III-5 Conclusion

La dégradation des modules PV est généralement irrémédiable et affecte tous leurs composants. Les dégradations affectent la face avant du module PV, les cellules PV, la face arrière du module, la boîte de jonction, les fils – connecteurs. Une étude paramétrique de la dégradation électrique du module PV se basant sur un modèle de simulation choisi intégré dans le code de calcul SOPHEE développé au sein du laboratoire CERTES sur le module FL60-250MBP est réalisée afin de voir la sensibilité de dégradation des paramètres résistance série et résistance parallèle sur la dégradation globale du module.

Une augmentation de 50% de la résistance série R_s provoque une diminution d'environ 2% de la puissance globale de sortie du module. Un léger décalage des cellules ou un léger jaunissement non uniforme peuvent en être une autre cause.

Pour une dégradation de 50% de la résistance parallèle, on a une dégradation inférieure à 0,5% de la puissance globale du module. La résistance série dans le module peut augmenter en raison de l'augmentation de la résistance des interconnexions, de la corrosion de la boîte de jonction ou des interconnexions et des joints mous. Les deux points précédents diminuent le facteur de forme du module et donc la puissance maximale de sortie du module.

Chapitre IV :

**Etude de la dégradation de performance
d'un module PV en silicium
monocristallin en conditions extérieures**

IV-1 Introduction

L'étude de performance des installations PV permet d'observer et de juger la performance d'une installation PV. On dispose généralement d'études pour des installations de grand échelle (renfermant plusieurs modules PV), ce qui augmente les erreurs de mesures au niveau des capteurs de production de l'installation due à l'arrêt au niveau de quelques chaînes ou modules du champs PV et cela rend l'étude de performance moins précise [80].

Ce chapitre présente à la fois une analyse de performance du module FL60-250MBP selon les paramètres de la norme IEC 61724 [8] présentés dans le chapitre II et une étude de la dégradation des paramètres du module en se basant sur les données expérimentales de la production en conditions réelles.

IV-2 Module photovoltaïque étudié

IV-2-1 Module PV étudié et données

Le module PV étudié de type FL60-250MBP utilise une technologie silicium monocristallin et possède une puissance crête de 244 W. Ces caractéristiques ont été présentés en détails dans le chapitre précédent (section II.4-2). Ce module est placé à l'air libre depuis 2017. La plateforme de caractérisation de ce module en conditions réelles a été installée au laboratoire GeePs, Gif-sur-Yvette (France, 48.7°N, 2.2°E, 156 m). Les conditions météorologiques de Gif-sur-Yvette sont mesurées sur site. Gif-sur-Yvette est située en Île-de-France et bénéficie d'un climat océanique selon Kopper-Griegen [140]. En moyenne annuelle, la température relevée s'établit à 10,8°C avec des moyennes mensuelles maximales de 15,2°C et minimales de 6,4°C. La température réelle maximale intervient en août avec 24,5 °C et la minimale en janvier avec 0,7°C. L'ensoleillement, avec 1 798 heures en moyenne sur l'année, est comparable à celui des régions du nord de la Loire, et les précipitations sont également réparties entre les saisons avec une moyenne mensuelle de 50 mm et un total de 598,3 mm de pluie par an [141].

Les données de production du module sont disponibles pour les périodes :

- ✓ du 6 juillet au 31 juillet 2017 (soit 25 jours)
- ✓ du 1^{er} juin au 31 septembre 2018 (soit 4 mois)
- ✓ du 1^{er} juin au 10 juin 2019 (10 jours)

Chapitre IV : Etude de la dégradation de performance d'un module PV en silicium monocristallin en conditions extérieures

Au total, on dispose de cinq mois de données sur trois années différentes. Les principales données récoltées qui seront analysées dans cette étude sont les suivantes :

- ✓ Irradiance solaire (G) ;
- ✓ Température du module (T_m) ;
- ✓ Puissance maximale (P_m) ;
- ✓ Tension maximale (U_m) ;
- ✓ Courant maximal (I_m) ;
- ✓ Tension en circuit-ouvert (V_{oc}) ;
- ✓ Courant de court-circuit (I_{sc}) ;
- ✓ Facteur de forme (FF) ;
- ✓ Tension ($V_0 \dots V_{30}$) ;
- ✓ Courant ($I_0 \dots I_{30}$) ;

Les mesures sont prises avec un pas d'une minute pour toutes les journées. Pour la courbe I-V, 30 points de tensions et de courant sont relevés à cette même fréquence [141].

IV-2-2 Interface APMFW

Les données enregistrées en conditions réelles pour ce module FL60-250MBP sont consignées dans des fichiers .csv contenant environ 200 000 lignes de données par période d'un mois. Pour visualiser et analyser l'évolution de performance de cette étude, une interface graphique nommée APMFW (Analyse de Performance du Module FranceWatt) a été élaborée spécifiquement sous Matlab pour le traitement et la présentation des données (programme en annexe 1). L'interface permet à l'utilisateur de visualiser l'évolution des différents paramètres d'analyse de performance et leurs évolutions horaire, journalière, mensuelle et annuelle. Sur la figure IV.1, la fenêtre de l'interface présente l'évolution horaire du rapport de performance pour la journée du 1^{er} juin 2018. L'interface permet aussi à l'utilisateur de voir l'évolution des caractéristiques de la courbe I-V par minute pendant la journée, ainsi que toutes les valeurs numériques des paramètres importants (I_{sc} , V_{oc} , I_m , V_m , P_m , R_p , R_s , G , $T_m \dots$).

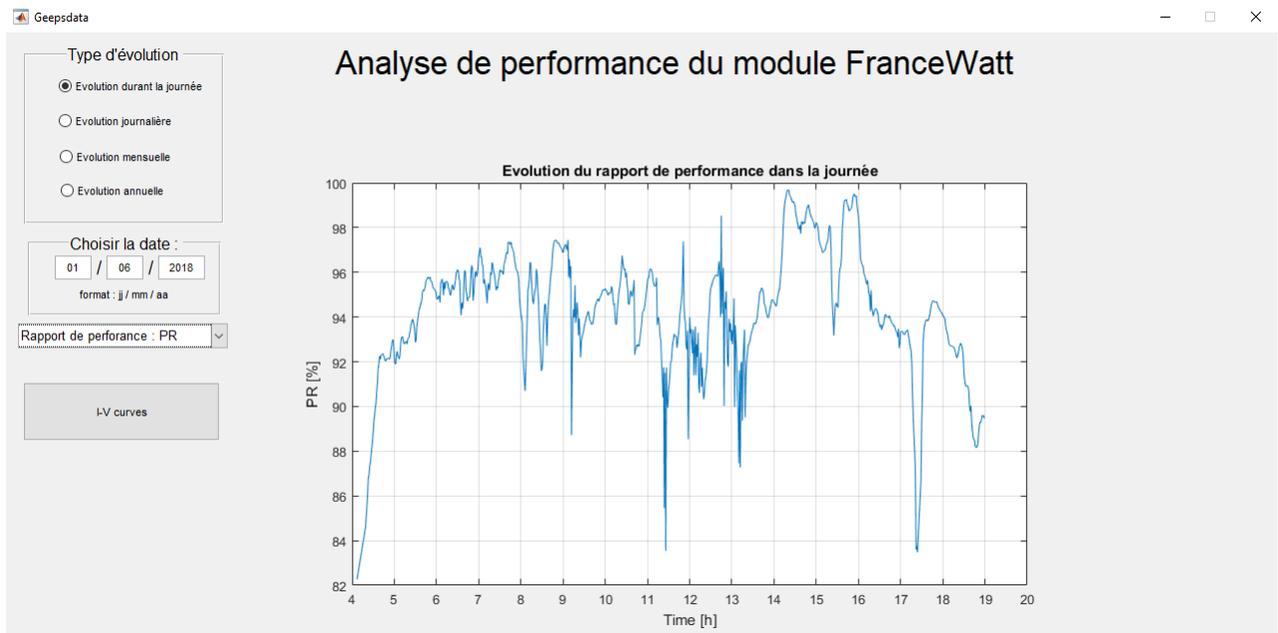


Figure IV.1 : Évolution horaire du rapport de performance dans l'interface APMFW.

IV-3 Analyse de performance

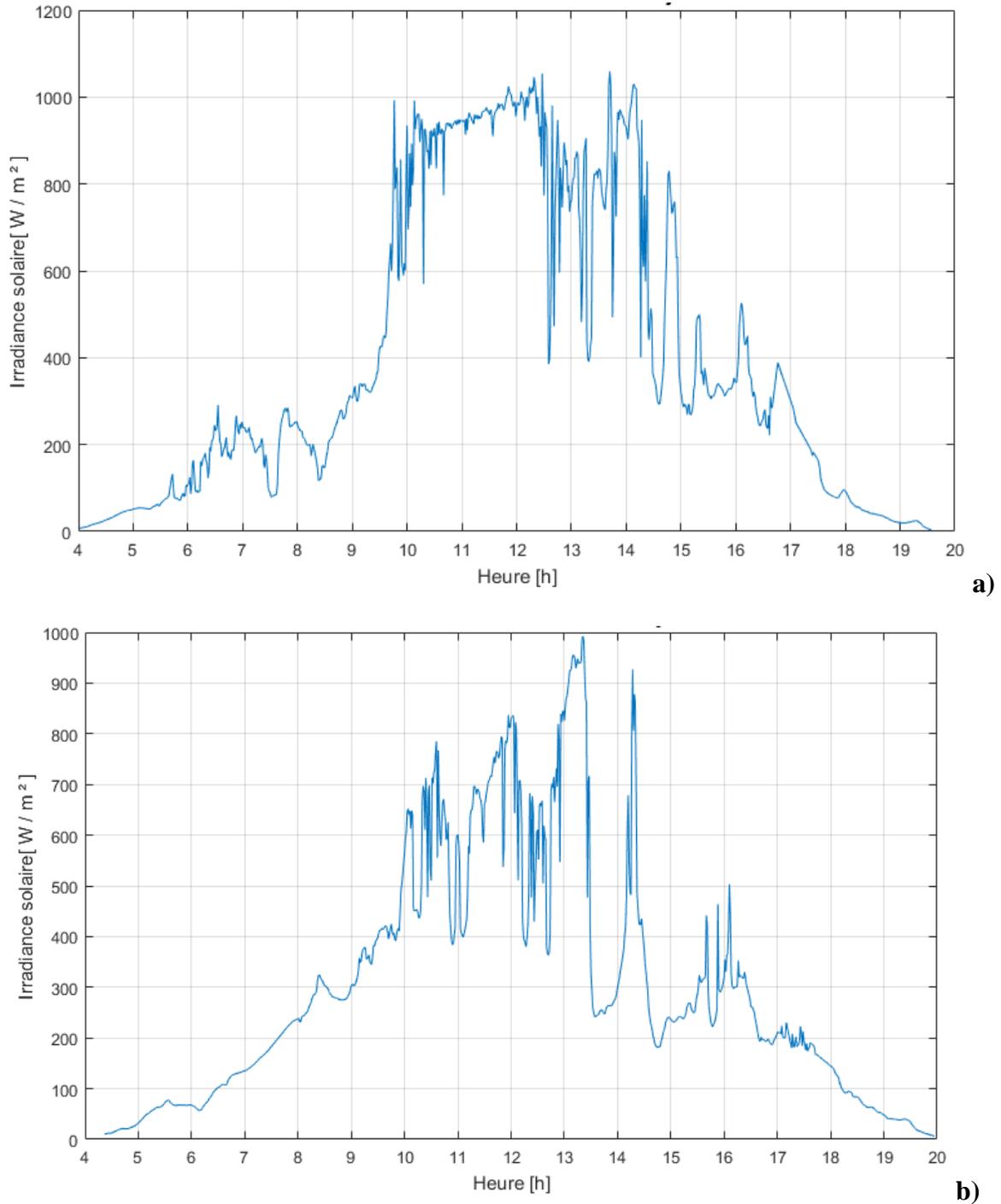
Dans cette partie, on présente une étude de performance du module dans les conditions réelles selon la norme IEC 61724 uniquement pour l'été 2018 (quatre mois de données)

IV-3-1 Données météorologiques

Les paramètres météorologiques disponibles sont uniquement l'irradiance solaire et la température du module. On présente en exemple les évolutions horaire, journalière et mensuelle pour l'été 2018 de ces deux paramètres, comme illustré sur les figures IV.2 et IV.3 montrant des captures d'écran de l'interface APMFW.

La durée de la journée en été est d'environ 15 h en moyenne, ce qui implique plusieurs heures supplémentaires d'ensoleillement, d'où une production élevée par rapport aux autres mois de l'année.

Chapitre IV : Etude de la dégradation de performance d'un module PV en silicium monocristallin en conditions extérieures



**Figure IV.2 : Évolution horaire de l'irradiance pour deux jours différents
a) Le 1^{er} juin 2018, b) le 9 juillet 2018.**

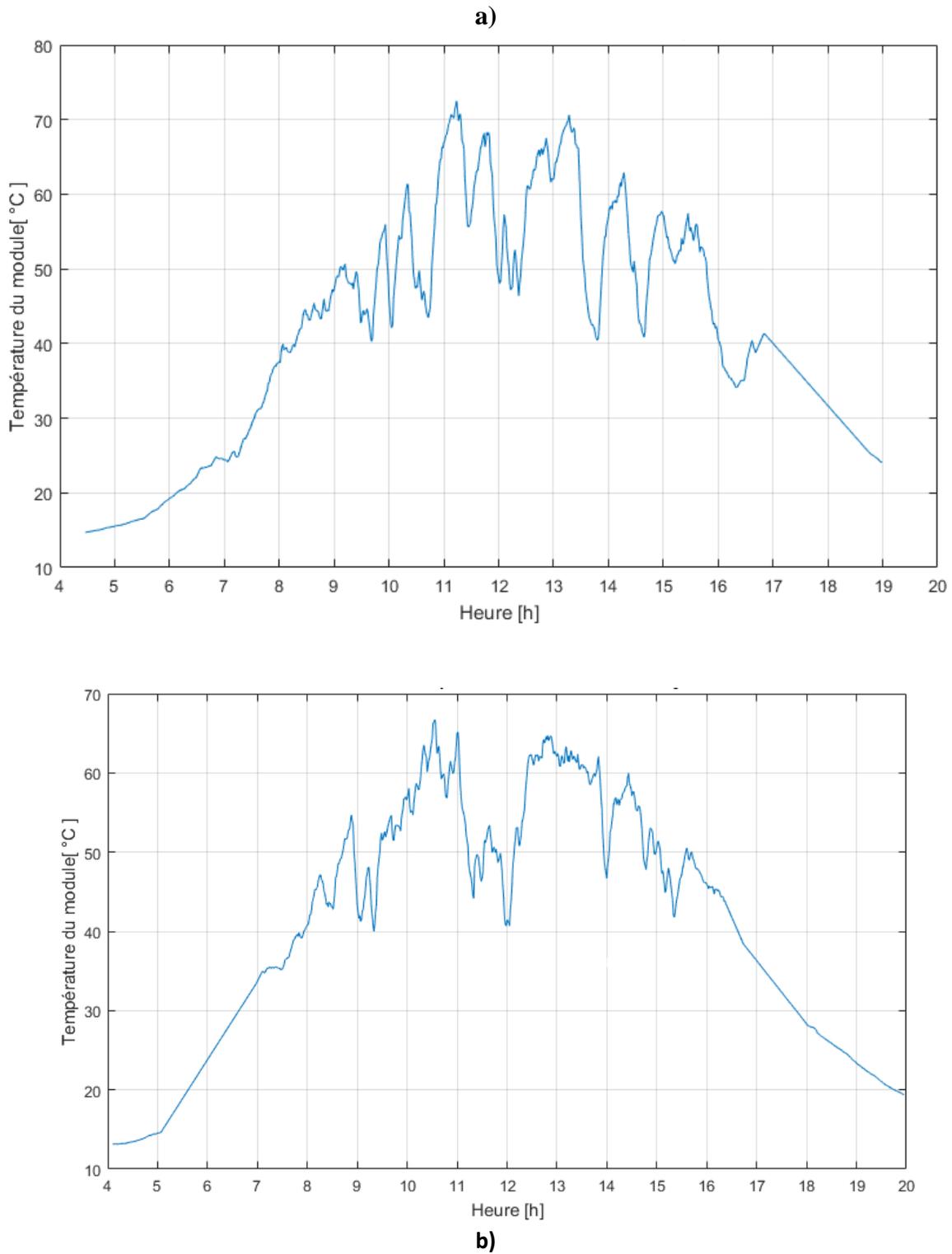


Figure IV.3 : Evolution horaire de la température du module pour deux jours différents a) Le 1^{er} juin 2018, b) le 9 juillet 2018

Chapitre IV : Etude de la dégradation de performance d'un module PV en silicium monocristallin en conditions extérieures

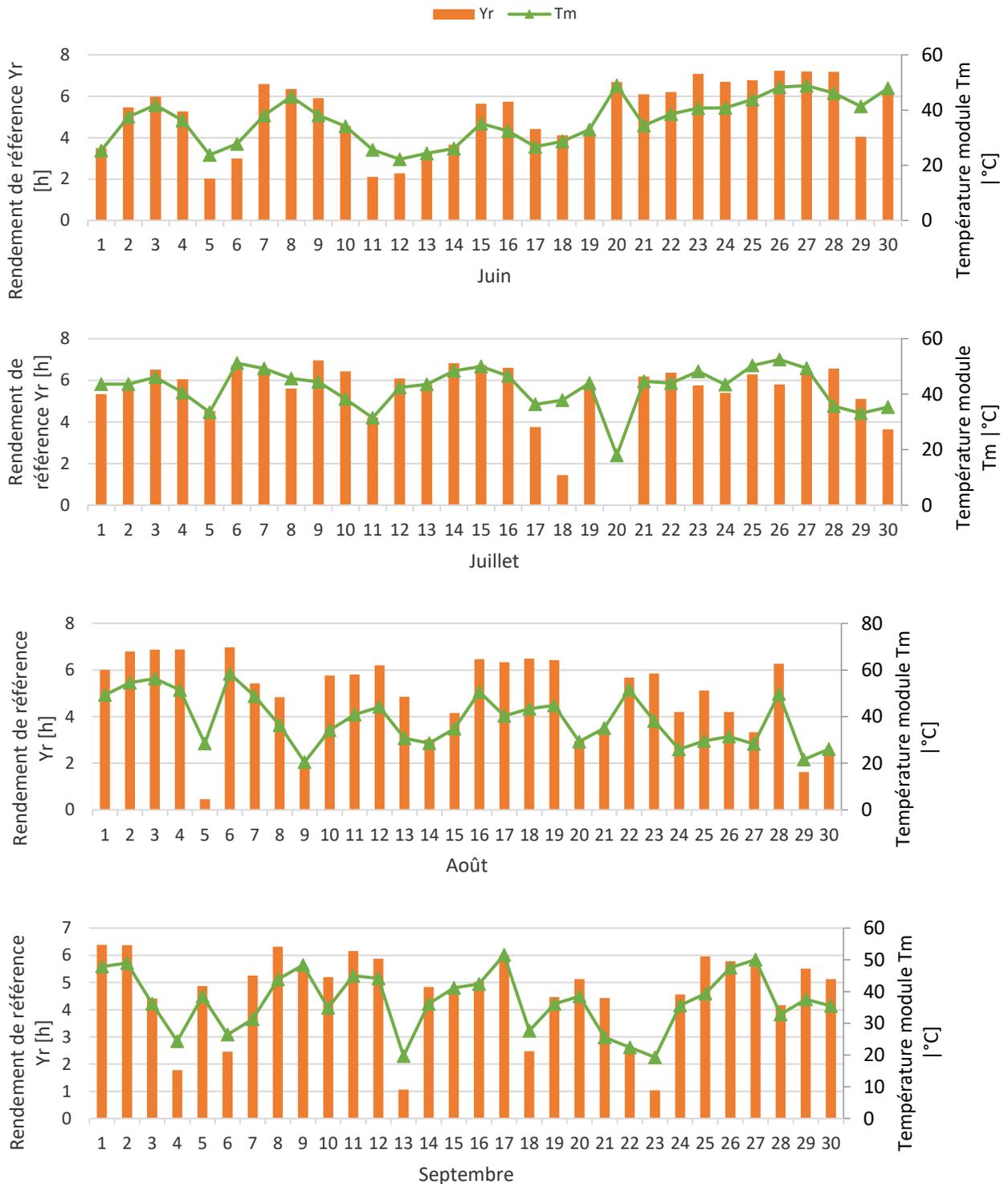


Figure IV.4 : Évolution journalière du rendement de référence et de la température du module.

Chapitre IV : Etude de la dégradation de performance d'un module PV en silicium monocristallin en conditions extérieures

L'évolution journalière des paramètres climatiques (température et rendement de référence) est présentée sur la figure IV.4 du mois de juin au mois septembre. L'irradiance moyenne pour la période d'étude de quatre mois est de 466 W/m^2 entre le lever et le coucher du soleil. La température de fonctionnement du module moyenne est de $38,22^\circ\text{C}$ avec des valeurs extrêmes instantanées entre $1,93^\circ\text{C}$ et $75,48^\circ\text{C}$. La température journalière moyenne sur la période d'étude est de $38,57^\circ\text{C}$ avec des valeurs extrêmes de $17,93^\circ\text{C}$ en 20 juin 2018 et $58,43^\circ\text{C}$ au 6 août 2018.

L'évolution mensuelle du rendement de référence calculée avec l'équation (II.1) et de la température du module est montrée sur la figure IV.5. Le rendement de référence mensuel maximal de 5,46 h/jour a été enregistré en juillet 2018 avec une température de module de $42,23^\circ\text{C}$. Ensuite, l'irradiance commence à diminuer en août (4,89 h/jour) et en septembre (4,63 h/jour). On voit clairement que l'évolution de la température du module est proportionnelle à l'irradiance solaire.

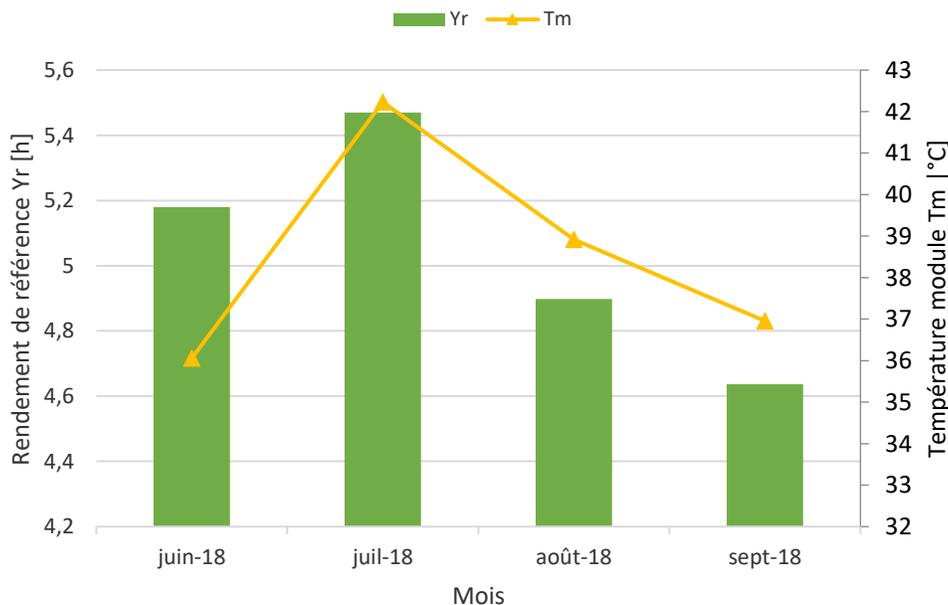


Figure IV.5 : Évolution mensuelle du rendement de référence et de la température du module pour la saison d'été 2018.

IV-3-2 Évolution des paramètres de performance

Dans cette partie on présente l'évolution des paramètres de performance du module ainsi que l'influence des conditions climatiques sur ces derniers. L'évolution journalière du rapport de

Chapitre IV : Etude de la dégradation de performance d'un module PV en silicium monocristallin en conditions extérieures

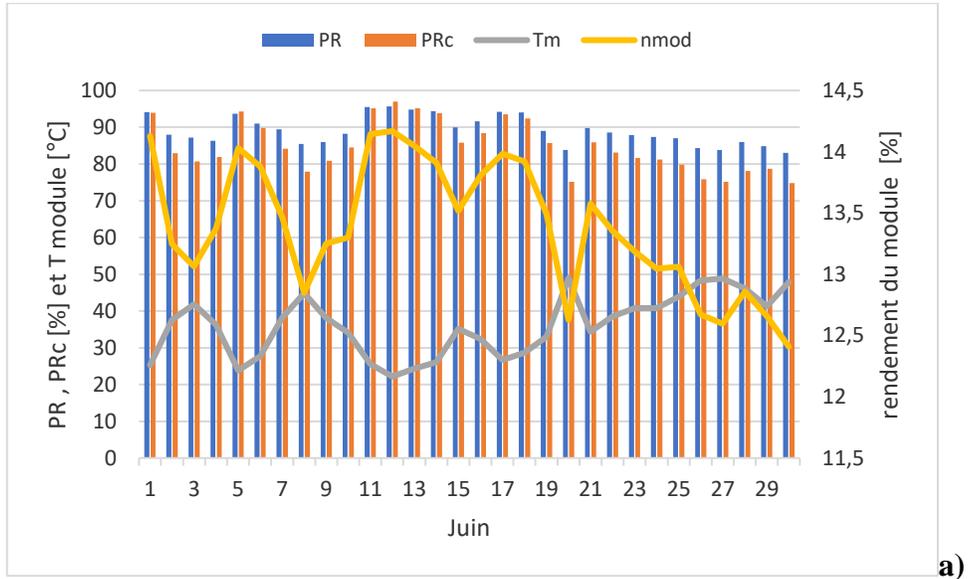
performance, du rapport de performance corrigé à la température et du rendement du module calculés à l'aide des équations (II.6), (II.9) et (I.1) est illustrée sur les figures IV.6 a à d :

- Les valeurs du rendement final Y_f en heure/jour ont pour valeurs extrêmes par mois : juin (1,89 ; 6,22), juillet (0,004 ; 5,86), août (0,39 ; 5,71) et septembre (1,00 ; 5,54).
- Les valeurs extrêmes du rendement du module en % ont pour valeurs par mois : juin (12,40; 14,14), juillet (11,91 ; 13,35), août (11,92 ; 14,20) et septembre (12,64 ; 14,38).
- Les valeurs extrêmes du rapport de performance dans les conditions réelles en % ont pour valeurs par mois : juin (83,00 ; 95,69), juillet (78,08 ; 89,37), août (78,8 ; 96,19) et septembre (84,16 ; 97,77).
- Les valeurs extrêmes du rapport de performance corrigé relativement à la température en % ont pour valeurs par mois : juin (74,78; 97,00), juillet (68,98 ; 88,29), août (68,49 ; 98,33) et septembre (74,64 ; 100,52).

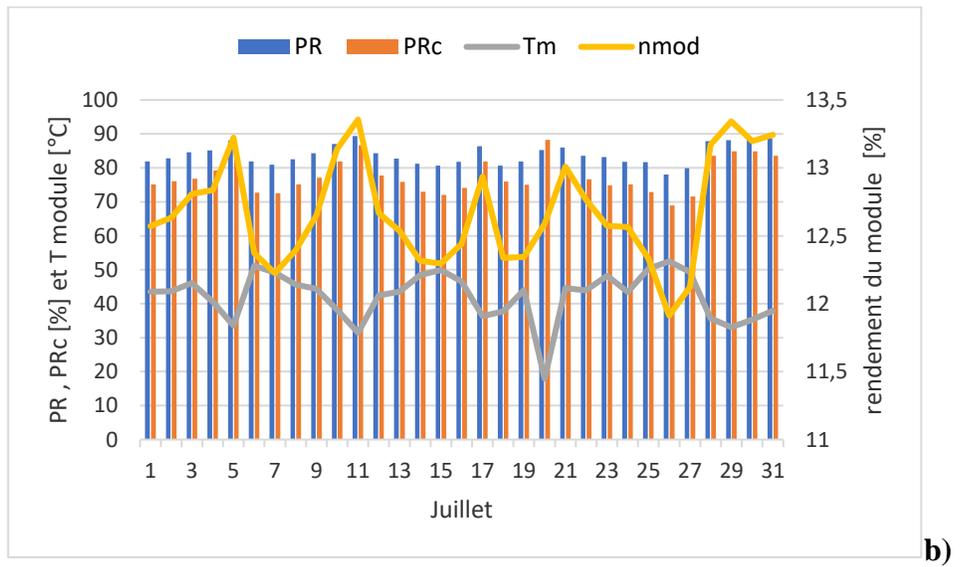
L'influence des conditions environnementales sur la production du module pour certains jours totalement nuageux est notable sur les valeurs du rendement de référence et du rendement final qui est inférieur à 1 h/jour. Le rendement du module varie entre 11,90% en juillet et 14,38% en septembre, clairement sous l'influence de la température. Le rapport de performance en conditions réelles varie de 78,08 % à 97,77 en raison également de l'augmentation de la température du module qui cause une diminution de ce dernier. Le rapport de performance corrigé relativement à la température, qui neutralise l'effet de la température sur l'évaluation de performance, varie de 68,49% à 100,52%.

Le rapport de performance corrigé à la température est inférieur au rapport de performance réel, si la température ambiante est supérieur à 25°C et l'inverse si la température est inférieur à 25°C.

Chapitre IV : Etude de la dégradation de performance d'un module PV en silicium monocristallin en conditions extérieures



a)



b)

Chapitre IV : Etude de la dégradation de performance d'un module PV en silicium monocristallin en conditions extérieures

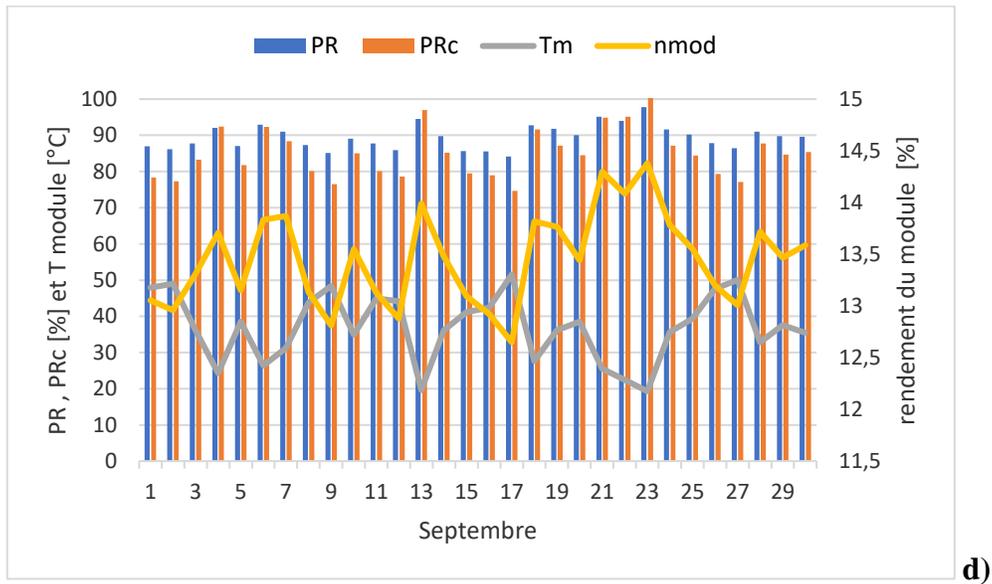
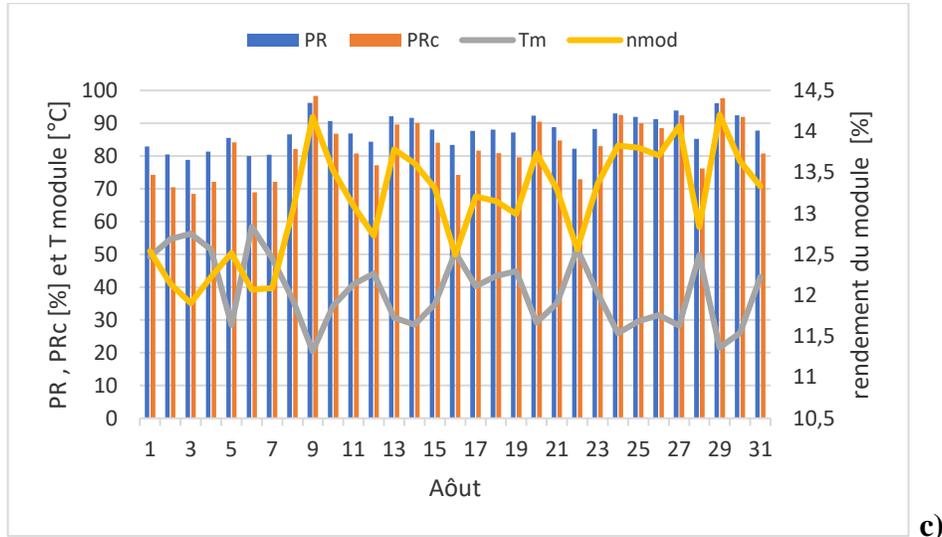


Figure IV.6 : Évolution journalière du rapport de performance, du rapport de performance corrigé à la température et de du rendement du module.

La variation de l'évolution mensuelle du rapport de performance, du rapport de performance corrigé relativement à la température et de la température du module est illustrée sur les figures IV.7. Le rapport de performance moyenne pour la saison est de 87,53% avec un minimum de 83,93% en juillet et un maximum de 89,56% en septembre.

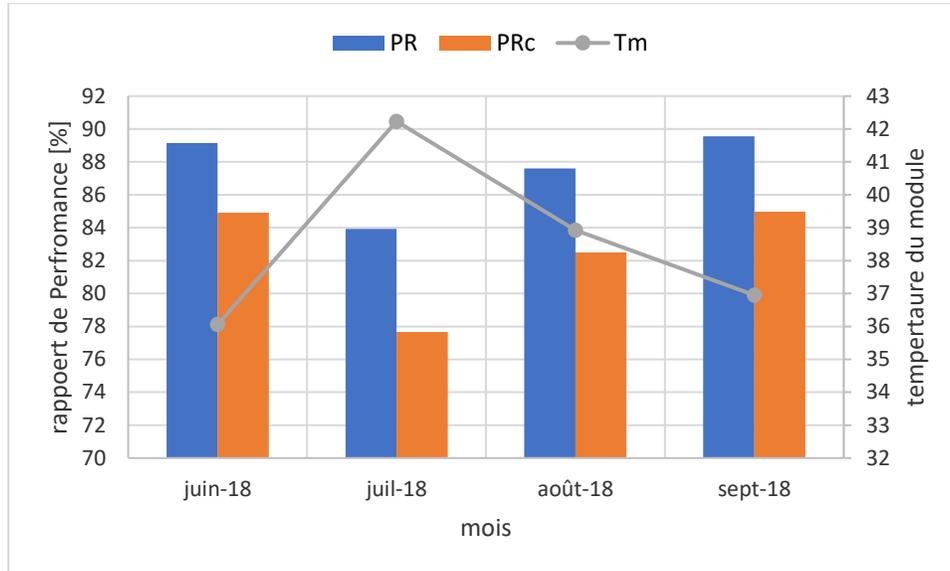


Figure IV.7 : Évolution mensuelle du rapport de performance, du rapport de performance corrigé à la température et de la température du module pour la saison d'été.

L'évolution journalière du rapport de performance en fonction de la température du module est représentée sur la figure IV.8. La relation entre la température du module et le rapport de performance est une évolution linéaire. L'augmentation de la température du module provoque une diminution du rapport de performance du module.

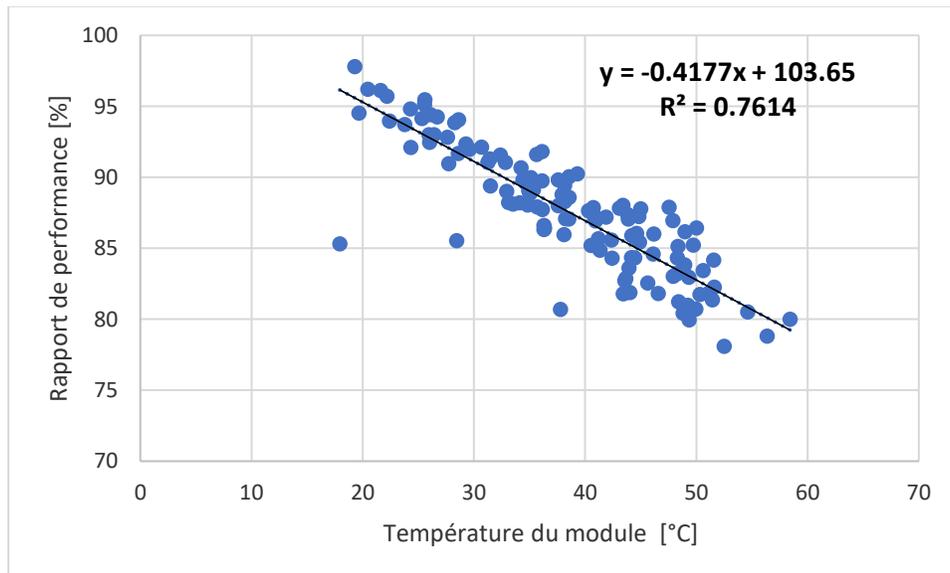


Figure IV.8 : Évolution journalière du rapport de performance en fonction de la température du module.

IV-4 Étude de la dégradation de performance

La dégradation des modules PV se produit irrémédiablement et touche tous les composants comme décrit dans le chapitre I section I-6 sur les modes dégradation. Afin d'observer l'effet de ces dégradations, il est nécessaire d'analyser la performance des modules pendant plusieurs années afin de suivre la diminution des paramètres de performance. Dans ce qui suit, on va donc réaliser une étude de dégradation globale du module en première partie, et ensuite une étude de dégradation par paramètre.

IV-4-1 Méthode

Comme on dispose de données de production pour trois saisons d'été successives, une étude de la dégradation de la puissance de sortie du module sur les trois années de fonctionnement est réalisée ici. Généralement, les mois d'été permettent d'observer des valeurs plus stables sur les paramètres de performance par rapport aux autres saisons, qui sont plus influencées par les nuages et les heures de pluie.

Pour notre module, les données ne sont pas disponibles pour de longues périodes continues (cinq mois et 10 jours en tout sur trois années), ce qui rend impossible une étude complète ordinaire des données.

On a considéré les données sous les mêmes conditions climatiques d'une année à l'autre. Un échantillon de sept ou huit valeurs pour les paramètres de sortie a été extrait pour les relevés de chaque année pour une irradiance de $1000 \text{ W.m}^{-2} \pm 10 \text{ W.m}^{-2}$ et une température de module de $55^\circ\text{C} \pm 0,5^\circ\text{C}$.

IV-4-2 Dégradation globale du module

La méthode utilisée pour déterminer la dégradation globale du module consiste à observer la variation du rapport de performance corrigé à la température. La diminution de ce dernier au cours du temps correspond à la dégradation globale du module.

Chapitre IV : Etude de la dégradation de performance d'un module PV en silicium monocristallin en conditions extérieures

L'évolution du rapport de performance corrigé à la température pour les échantillons extraits pour chaque année est donnée sur le graphe de la figure IV.9. La variation peut être approximée par une relation linéaire. L'évolution montre une diminution de performance globale du module (dégradation) de 0,20%/an pour l'échantillon des jours choisis. En considérant ce comportement sur toute la durée de vie du panneau, cette dégradation est inférieure à la garantie de performance du fabricant de 80% de puissance au bout de 25 ans de fonctionnement. Ce résultat est comparable à ceux obtenus dans d'autres études [4], [42], [54], [139], [142].

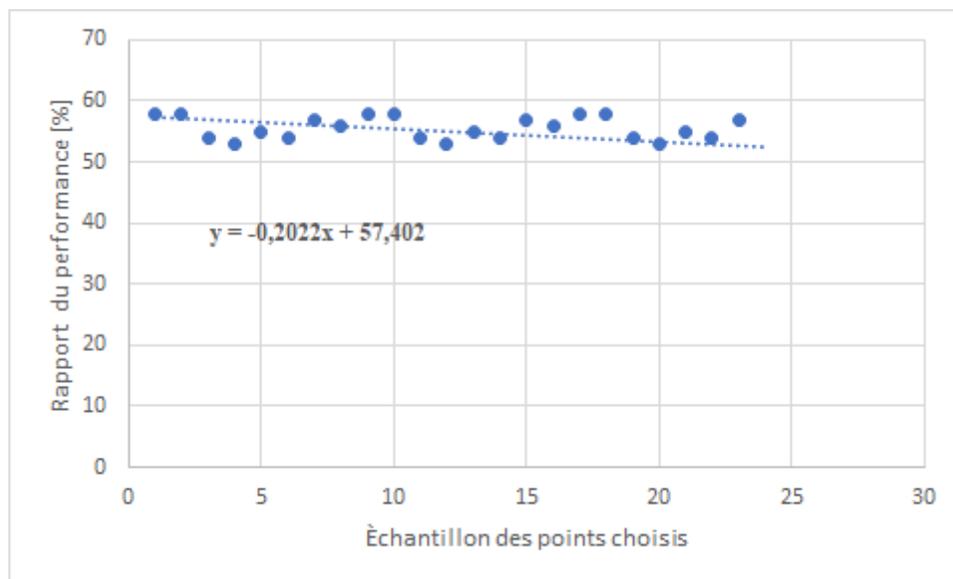


Figure IV.9 : Évolution journalière du rapport de performance corrigé en température. Échantillon

IV-4-3 Dégradation des paramètres

Dans cette partie, on s'intéresse à la dégradation des paramètres de la cellule PV : courant, tension, résistance série et résistance parallèle. Sur la figure IV.10, on présente les courbes I-V du module dans les mêmes conditions climatiques (éclairage de 1000 W.m^{-2} et température de module de 53°C) pour les relevés des différentes années, les courbes I-V mesurées étant confondues pour chaque échantillon (écarts inférieurs à 1,5%). On peut observer graphiquement de légères variations au niveau de la caractéristique courant-tension en fonction des années.

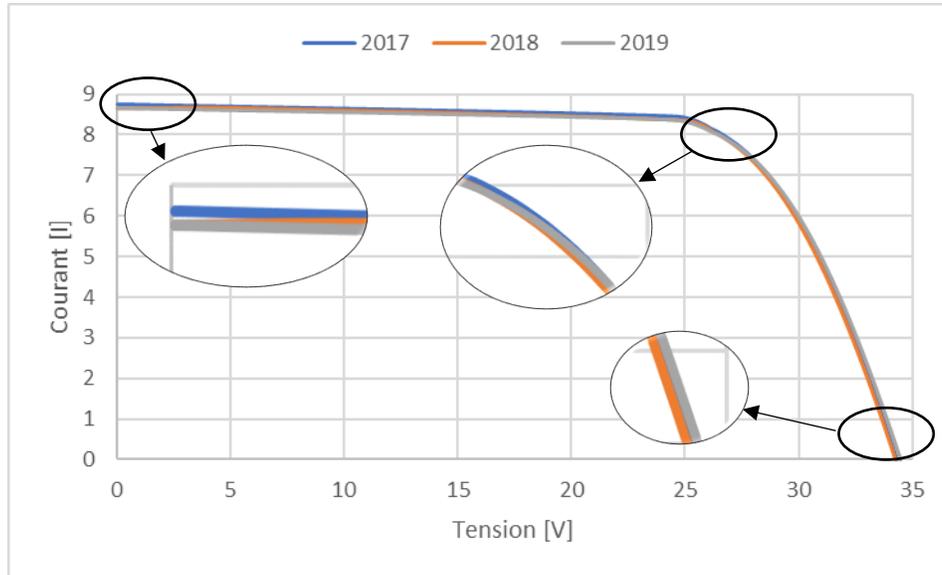


Figure IV.10 : Évolution de la caractéristique I-V du module PV.

En choisissant les mêmes conditions climatiques ($G : 1000 \text{ W/m}^2$ et $T_m = 53^\circ\text{C}$) et en choisissant la première année comme référence, on a déterminé la dégradation des paramètres du module. Les résistances série et parallèle sont déterminées avec la même méthode que dans le troisième chapitre (voir section III-4-4-1) pour les échantillons chaque année. Les résultats sont répertoriés dans le tableau IV.1. Le taux de dégradation de la puissance maximale de $0,226\%/an$ est proche de celui du rapport de performance $0,202\%/an$ trouvé précédemment.

La dégradation du module PV est due à l'augmentation de la résistance série. Toutes les résistances série des cellules solaires et des interconnexions affectent ce paramètre. Une résistance série élevée peut être causée par l'ajout de résistances série dans le module ou par une inadéquation des caractéristiques des cellules individuelles [42].

La résistance de dérivation illustre un chemin de dérivation pour le flux de courant contournant la cellule solaire active. Si la résistance parallèle d'une cellule est faible, le chemin présente des courants de fuite plus élevés. Une modification de la résistance shunt d'une seule cellule solaire n'est pas détectée par la résistance shunt du module car toutes les autres cellules bloquent le courant supplémentaire provenant de la cellule. Ce n'est que dans le cas très improbable où toutes les cellules ont une faible résistance shunt que la résistance shunt du module PV sera également faible. Dans tous les autres cas, les shunts d'une seule cellule affectent le facteur de forme du module et

Chapitre IV : Etude de la dégradation de performance d'un module PV en silicium monocristallin en conditions extérieures

non la résistance shunt [42]. La tension du module et la tension en circuit ouvert restent quasiment inchangées mais le courant de court-circuit et le courant du module subissent des dégradations plus importantes.

Tableau IV.1 : Dégradation des paramètres du module PV.

Paramètres	Variation [%/an]
Résistance série	0,257
Résistance parallèle	-0,023
Courant de court-circuit	-0,292
Tension en circuit-ouvert	-0,084
Courant maximal	-0,229
Tension maximale	0,002
Puissance maximale	-0,226

En faisant un lien entre les valeurs obtenues et les courbes de l'étude paramétrique du chapitre III, on peut connaître les causes probables de dégradation. D'après les courbes des figures III.16 et III.19, le taux de dégradation globale ne serait pas impacté par les variations faibles des résistances série et parallèle. La variation faible de la tension en circuit-ouvert aurait également une influence limitée sur la réduction de la puissance maximale (figure III.11). Par contre, on peut déduire que la diminution de la puissance est essentiellement liée à la réduction du courant de court-circuit (pente d'environ 1 pour la courbe de la figure III.8) et que la dégradation ici est certainement due à une réduction de la transmission en raison de l'empoussièrement ou d'une perte de transparence dans le verre ou l'encapsulant comme expliqué dans la section III-4-4-6 [143].

IV-5 Conclusion

Dans ce chapitre une analyse de performance du module FL60-250MBP selon les paramètres de la norme IEC 61724 et une étude de dégradation des paramètres du module fondée sur les données expérimentales de la production dans les conditions réelles ont été faites. Le module PV utilisé, installé au GeePs à Gif-sur-Yvette, est de technologie silicium monocristallin et de puissance crête 244 Wc. Les données de production du module sont disponibles pour une période de cinq mois sur trois années différentes.

- ✓ Une interface graphique qui permet l'analyse et la visualisation des données de production du module étudié a été réalisée.
- ✓ L'influence des conditions environnementales sur la production du module pour certains jours totalement nuageux est notable sur les valeurs de rendement de référence et rendement final qui est inférieur à 1 h/jour.
- ✓ Le rapport de performance moyen pour la saison est de 87,53% avec un minimum de 83,93% en juillet et un maximum de 89,56% en septembre.
- ✓ L'évolution montre une diminution de performance globale du module (dégradation) de 0,20%/an pour l'échantillon des jours choisis, une augmentation de la résistance série de 0,257%, une diminution de la résistance parallèle de 0,023%, une dégradation du courant maximal de 0,229%, une augmentation de la tension maximale de 0,002%, et une diminution de la puissance maximale 0,226%.

Chapitre V :

**Étude de performance d'un ensemble
d'installations PV domestiques en France**

V-1 Introduction

Le nombre important d'installations PV domestiques opérationnelles en France de différentes tailles et technologies dans différentes conditions climatiques, demande une étude de performance afin d'observer et d'analyser la dégradation de ces installations ou de leurs éventuelles défaillances. Un défaut est compris comme une diminution d'un indicateur de performance, généralement brusque, pendant une période de temps spécifique, et due à un fonctionnement anormal. Selon cette définition, dans certains cas, la performance globale d'un système PV peut être relativement faible sans qu'il y ait de défauts. Par exemple, cela peut être le cas d'un vieux système PV dont la puissance nominale du générateur a diminué avec le temps en raison du vieillissement normal des modules PV [134].

L'objectif de ce chapitre est de déterminer statistiquement le taux de la dégradation moyen d'un échantillon représentatif d'installations solaires photovoltaïques domestiques en toiture en France au fil des ans en fonction des divers environnements climatiques du pays en se basant sur la méthode P2P proposée par Leloux et al. [144] comme modèle d'analyse de performance appliqué sur les données du site BDPV [145]. Dans ce chapitre, on présente la méthode « peers to peers » (P2P), les installations étudiées, les différents climats de la France et l'étude statique de la distribution des taux de dégradation selon les régions étudiées.

V-2 Méthode peers to peers (P2P)

La méthode **Performance to Peers** (P2P, performance par rapport aux pairs) correspond à une procédure de détection des défauts appliquée aux parcs de systèmes PV distribués, fondée sur un nouvel indicateur de performance qui peut être construit sur la seule base de la comparaison des données de production d'énergie de plusieurs systèmes PV voisins [144]. L'indicateur de performance qui en résulte a été appelé **Performance to Peers (P2P)** parce qu'il est basé sur des comparaisons entre des systèmes PV voisins et similaires, c'est-à-dire des pairs.

Cette procédure ne nécessite pas de matériel de surveillance spécifique ni l'entrée de données sur les conditions de fonctionnement, et elle ne requiert que les données de production d'énergie, qui peuvent être mesurées par l'onduleur ou par le compteur d'énergie. Le P2P est un indicateur de performance qui permet, autant que possible, de distinguer le fonctionnement normal du défaut. Avec cet objectif en tête, et pour chaque système PV à analyser, appelé système PV cible, la

procédure s'articule autour de trois grandes étapes successives. Tout d'abord, le modèle détermine quelles installations voisines constituent les meilleurs pairs, et il quantifie leur qualité relative en tant que pairs. Deuxièmement, le P2P est construit à partir de comparaisons entre la production d'énergie de l'installation centrale et de ses pairs. Troisièmement, l'indicateur P2P est appliqué à la détection des défauts.

V-2-1 Recherche des meilleurs pairs

Pour un système PV cible donné, le meilleur pair serait idéalement son jumeau exact, installé juste à côté, et dont les performances ne sont jamais sujettes à aucun problème. En pratique, les bons pairs sont des installations situées relativement près du foyer et dont les caractéristiques techniques les plus importantes sont similaires : angle d'inclinaison et d'azimut, technologie des modules PV, onduleurs, puissance crête... Les installations voisines dont les caractéristiques clés sont trop différentes du foyer constituent de mauvais pairs. Entre ces deux extrêmes, la qualité d'une installation voisine en tant que pair varie en fonction de la similarité de ses caractéristiques avec celles du foyer.

Le défi est de quantifier la qualité de chaque pair potentiel et de déterminer lesquels utiliser dans l'analyse de la performance du foyer. Les paramètres qui peuvent influencer la qualité d'un pair sont nombreux, et leurs effets combinés est complexe. En outre, ces paramètres varient dans le temps, tout comme la qualité relative des pairs. Même s'il existait un modèle physique parfait capable d'expliquer l'effet de tous ces paramètres à chaque instant, ce modèle ne pourrait pas être utilisé dans des cas pratiques car toutes ces caractéristiques ne sont souvent connues qu'avec une précision limitée, voire inconnues. En conséquence, cette méthode a été développée de manière à permettre de comparer les données de production d'énergie d'installations voisines.

V-2-1-1 Facteur d'utilisation de la capacité (CUF)

Le CUF permet de normaliser la production d'énergie d'un système PV (E_{PV}) en fonction de sa puissance crête (P_0) et de l'intervalle de temps (T). Il permet ainsi de comparer la production d'énergie correspondant à des systèmes PV de différentes puissances crêtes, et pendant différents intervalles de temps. Les données relatives à la puissance crête sont généralement connues pour la plupart des installations PV, mais il n'est pas certain qu'elles soient connues avec une grande précision, ou elles peuvent même être inconnues dans certains cas. Néanmoins, cette donnée n'est

Chapitre V : Étude de performance d'un ensemble d'installations PV domestiques en France

utilisée que pour un processus de normalisation, et le reste de la méthode a été développé de manière à ce que les résultats ne soient pas affectés par sa valeur. En pratique, si cette valeur est connue, il est pratique de l'utiliser car elle contribue à produire des résultats plus intuitifs. Si aucune donnée n'est disponible, la puissance crête peut être tirée d'une meilleure estimation ou fixée par défaut à 1 kWc. Le CUF est défini comme suit :

$$CUF = \frac{E_{PV}}{P^*T} \quad (V.1)$$

Le CUF représente la fraction de l'énergie produite par le système PV par rapport à l'énergie qui aurait été produite si le système PV avait produit sa puissance de pointe pendant tout l'intervalle de temps.

V-2-1-2 Taux d'utilisation de la capacité (CUR)

La comparaison entre les CUF d'installations PV voisines constitue le point de départ de la détermination de leur degré de similitude. Pour une installation cible et chacune de ses voisines, le rapport entre les CUF des deux installations est calculé, ce qui produit un taux d'utilisation de la capacité (CUR) pour chaque couple cible-pair, exprimé comme suit :

$$CUR = \frac{CUF_{focus}}{CUF_{peer}} \quad (V.2)$$

Deux installations jumelles voisines sans aucun problème de performance ont le même CUF pendant tout intervalle de temps. La variation temporelle de leur CUF est la même, et le rapport entre leurs deux CUF, leur CUR est égal à 1 à tout moment. Par conséquent, la fluctuation typique du CUR entre une installation focale et une installation homologue donne une idée du degré de corrélation qui existe entre leurs rendements énergétiques. Une dispersion élevée indique une faible corrélation [146] [147] [148]. Une installation voisine constitue un bon pair si sa production d'énergie est fortement corrélée au foyer, et donc si la fluctuation de la CUR associée est faible.

Le degré de fluctuation du CUR dépend de la résolution temporelle à laquelle il est calculé. Par conséquent, le choix de cette résolution temporelle a une forte influence sur l'évaluation de la qualité d'un pair. L'intervalle de temps idéal est tel que le CUR est suffisamment stable pour que la plupart de ses fluctuations soient utiles pour représenter la qualité d'un pair, mais en même temps fluctue suffisamment en fonction des conditions de fonctionnement clés pour qu'il fournisse

suffisamment d'informations pour l'évaluation du paramètre de qualité. La corrélation entre les sorties d'énergie de deux systèmes PV voisins a tendance à être plus faible pendant des intervalles de temps plus courts en raison de la dynamique de l'irradiation solaire [149]. À des intervalles de temps encore plus courts, de l'ordre de quelques minutes, la fluctuation de la CUR est bruyante et ne permet pas d'obtenir une idée claire des tendances générales de corrélation qui sont les plus pertinentes pour l'analyse des performances du système, mais elle fournit plutôt une image de la dynamique de la couverture nuageuse. Pendant des intervalles de temps plus longs, ces corrélations ont tendance à être plus élevées, et elles le restent sur des distances plus grandes entre les deux installations [150]. D'un autre côté, il n'est pas souhaitable de choisir de longs intervalles de temps, car il est alors plus difficile d'évaluer si la corrélation est valable pour la plupart des conditions de fonctionnement des systèmes PV. En outre, l'intervalle de temps doit être suffisamment court pour que chaque valeur temporelle puisse être associée grossièrement à une position solaire. Les développements ont montré que le pas de temps horaire est pratique car il permet de refléter le changement de position solaire et le changement global de la nébulosité, tout en filtrant les fluctuations à court terme qui sont de peu d'intérêt et qui brouilleraient les résultats importants.

La période de temps pendant laquelle la fluctuation du CUR est évaluée est également un dilemme. Elle doit être suffisamment longue pour être statistiquement représentative d'un nombre raisonnable de conditions de fonctionnement, tout en étant suffisamment courte pour prendre en compte tout changement fondamental dans ces conditions de fonctionnement. De plus, il est souvent nécessaire que les données puissent être analysées le plus rapidement possible sans avoir besoin de longues périodes de données historiques. En pratique, une période de temps comprise entre une semaine et un mois conduit à un bon compromis.

V-2-1-3 Déviation médiane absolue

Le degré de corrélation entre la cible et le pair peut être quantifié par l'écart-type σ du CUR horaire du couple cible pair sur une période définie. Néanmoins, l'écart-type est affecté par les valeurs aberrantes, et sa valeur est souvent déterminée par les anomalies au lieu de la tendance centrale qui est intéressante pour l'évaluation des corrélations cible-pair. Par conséquent, il est préférable d'utiliser un estimateur robuste de la dispersion. Pour cette raison, la dispersion est calculée par la déviation médiane absolue (MAD) de CUR, qui s'exprime comme suit [151] :

$$\text{MAD}(\text{CUR}) = \text{median} (|\text{CUR} - \text{median}(\text{CUR}_i)|) \quad (\text{V.3})$$

Il existe une relation directe entre le MAD et l'écart-type σ de la partie centrale d'une population statistique. Par conséquent, le MAD peut être utilisé comme un estimateur cohérent de l'écart-type σ , et leur relation mutuelle est de la forme :

$$\sigma = k \cdot \text{MAD} \quad (\text{V.4})$$

où k est un facteur d'échelle constant, qui dépend de la distribution [152].

Pour une distribution gaussienne (ou normale), la valeur de k est :

$$\sigma = 1,4826 \cdot \text{MAD} \quad (\text{V.5})$$

Par conséquent, le MAD peut être utilisé comme un estimateur robuste de l'écart-type, et il est indifférent d'utiliser le MAD ou la valeur de σ qui en est dérivée.

La MAD(CUR) entre un foyer et une installation voisine a tendance à être plus faible si la corrélation entre les rendements énergétiques de ces deux installations est plus élevée, et donc si le voisin est un meilleur pair.

Pour une installation cible donnée, un poids w peut être attribué à chaque pair en fonction de la MAD du focus-pair CUR. La relation entre MAD(CUR) et w a la forme générale :

$$w = \frac{1}{[\text{MAD}(\text{CUR})]^\alpha} \quad (\text{V.6})$$

La détermination du meilleur exposant α fait suite à plusieurs considérations.

Si l'on effectue n observations indépendantes dont l'écart-type associé est σ_i , et si la répartition des erreurs est gaussienne, alors l'écart-type résultant σ_{TOT} associé à la combinaison de ces observations est donné par :

$$\sigma_{\text{TOT}} = \frac{\sigma_i}{\sqrt{n}} \quad (\text{V.7})$$

La détermination du meilleur exposant α obéit à plusieurs considérations. Ainsi, par exemple, une installation de pairs dont (CUR) est de 1% est aussi bonne en termes de contribution à l'indicateur global que quatre pairs dont $\sigma(\text{CUR})$ est de 2%. Plus généralement, un pair dont (CUR) = x est

Chapitre V : Étude de performance d'un ensemble d'installations PV domestiques en France

aussi bon que n^2 pairs dont $\sigma(\text{CUR}) = nx$. Par conséquent, la qualité g d'une installation de pairs est proportionnelle à l'inverse du carré de son écart-type associé :

$$g = k \frac{1}{\sigma^2} \quad (\text{V.8})$$

Comme $\sigma(\text{CUR})$ est proportionnel à $\text{MAD}(\text{CUR})$, la même forme de relation est également valable pour le MAD, et g peut être défini comme :

$$g = \frac{1}{\text{MAD}^2} \quad (\text{V.9})$$

Le P2P est construit par interpolation de la production d'énergie de ses pairs, et ces pairs sont situés autour du foyer sur une surface bidimensionnelle. La méthode d'interpolation dérivée de l'estimation de g par $\text{MAD}(\text{CUR})$ est analogue à la méthode d'interpolation par pondération de la distance inverse [153], où le facteur de pondération est obtenu à partir du paramètre de qualité au lieu de la distance. L'interpolation par distance inverse a la forme générale suivante :

$$w_i(x) = \frac{1}{d(x, x_i)^p} \quad (\text{V.10})$$

Mathématiquement, l'exposant p doit être ≥ 2 pour que la méthode converge. Par conséquent, le nombre 2 a été choisi comme exposant :

$$w = g^2 \quad (\text{V.11})$$

Ce choix d'exposant conduit finalement à :

$$w = \frac{1}{(\text{MAD})^4} \quad (\text{V.12})$$

Les analyses appliquées aux installations indiquent que cet exposant de 4 donne de bons résultats, bien que la sensibilité autour de cette valeur soit modérée, et que d'autres valeurs proches de 4 pourraient également être envisagées.

Ces facteurs de pondération sont normalisés pour chaque pair, de sorte que la somme des facteurs de pondération de tous les pairs d'une installation focale soit égale à l'unité :

$$\lambda_i = \frac{w_i}{\sum w_i} \quad (\text{V.13})$$

où λ_i est le facteur de pondération relatif pour le pair i .

En pratique, la construction du P2P est limitée aux 50 meilleurs pairs pour chaque cible, afin de limiter les temps de calcul, et aussi parce que la qualité du P2P ne s'améliore plus significativement au-delà de quelques dizaines de pairs.

La figure V.1 représente les distances entre une installation de foyer et tous ses pairs situés à moins de 15 km. L'aire de chaque cercle est proportionnelle au poids de chaque pair pour le mois de mars 2015.

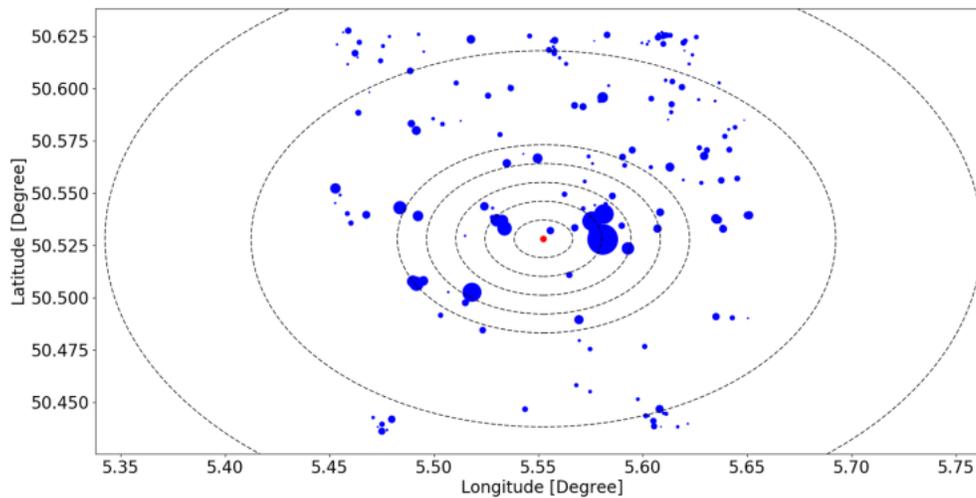


Figure V.1 : Distance cible-pairs sur une carte (latitude, longitude) avec une taille de points proportionnelle aux poids.

Les ellipses successives englobent les pairs dans un rayon de 1, 2, 3, 4, 5, 10 et 15 km. Les meilleurs pairs ont tendance à être proches du foyer, mais la distance n'est pas le seul paramètre clé. En particulier, la similarité des orientations joue aussi un rôle majeur.

Le tableau V.1 présente des informations plus détaillées et quantifiées pour les 10 meilleurs pairs de cette même installation photovoltaïque, en commençant par le meilleur pair.

Tableau V.1 : Distance, MAD et facteurs de pondération entre une installation PV cible et ses 10 meilleurs pairs.

Peer number	Distance focus-peer	MAD(CUR)	w	λ
1	2.01	0.096	11,678	0.087
2	2.43	0.121	4597	0.034
3	1.89	0.122	4581	0.034
4	3.73	0.123	4343	0.032
5	1.43	0.142	2443	0.018
6	4.92	0.144	2343	0.017
7	5.13	0.149	2012	0.015
8	2.91	0.154	1786	0.013
9	1.86	0.154	1778	0.013
10	1.69	0.156	1683	0.013

Le meilleur pair est situé à environ 2 km du foyer. D'autres installations PV voisines sont plus proches du foyer, mais leur facteur de pondération est plus faible car la corrélation de leur profil de production énergétique avec le foyer est plus faible. Ces 10 meilleurs pairs sont tous situés dans un rayon de 5 km du foyer ou légèrement plus. Le meilleur pair s'est vu attribuer un facteur de pondération qui représente près de 9% du poids total, et les 10 meilleurs pairs contribuent à près de 28% du poids total.

V-2-2 Construction du P2P

Le P2P est construit par comparaison entre le CUF de l'installation cible (CUF_{focus}) et un CUF de référence (CUF_{ref}), calculé comme une médiane pondérée des CUF de tous ses pairs, en utilisant le facteur de pondération suivant :

$$CUF_{ref} = percentile_{50}(CUF, \lambda) \quad (V.14)$$

La médiane pondérée d'une partition la divise en deux moitiés de telle sorte que la somme des poids dans chaque partition soit aussi égale que possible [154] ;[155]. D'autres percentiles que le percentile 50 (la médiane) sont possibles, mais la médiane conduit généralement à un P2P plus stable qu'avec la plupart des autres percentiles.

Le P2P est calculé comme le rapport entre le CUF du foyer et le CUF de référence :

$$P2P = \frac{CUF_{focus}}{CUF_{ref}} \quad (V.15)$$

Chapitre V : Étude de performance d'un ensemble d'installations PV domestiques en France

Un P2P égal à 1 (ou 100%) signifie qu'en moyenne, le système PV analysé a une performance aussi bonne que la performance médiane des installations voisines. Cette définition permet au P2P d'une installation PV d'atteindre des valeurs supérieures à 100%, par exemple 110%, en particulier si, pour une raison quelconque, l'installation cible a une performance supérieure à celle de la plupart de ses pairs. Inversement, dans certains cas, la valeur globale du P2P d'une installation qui fonctionne sans défaut particulier peut être légèrement inférieure à 100%, c'est-à-dire 90%. En outre, la puissance crête n'étant pas toujours connue avec précision, le P2P de certaines installations peut être très différent de 100%. La valeur absolue du P2P n'est pas pertinente car les procédures de détection des défauts sont basées sur les variations de ce P2P. Néanmoins, il est souvent plus intuitif de fixer la valeur typique du P2P d'une installation PV autour de 100%. Par conséquent, ce P2P est généralement normalisé de sorte que sa valeur médiane soit de 100 %.

En particulier, des métadonnées clés sur les systèmes photovoltaïques ont été fournies par les installateurs, telles que leur emplacement, leur puissance maximale, leur orientation, leur inclinaison, etc. Ces métadonnées ont été utilisées pour chaque système PV afin d'obtenir des données horaires d'irradiation solaire dans le plan des générateurs PV à partir de la base de données satellitaire HelioClim [156] et acquises via le service web SoDA [157]. Ces données ont été utilisées pour associer un PR au P2P et rendre possible la comparaison des deux indicateurs de performance.

La figure V.2 montre le P2P quotidien associé au rapport de performance PR d'une installation PV quelconque, et illustre la différence entre les deux indicateurs de performance en termes de stabilité.

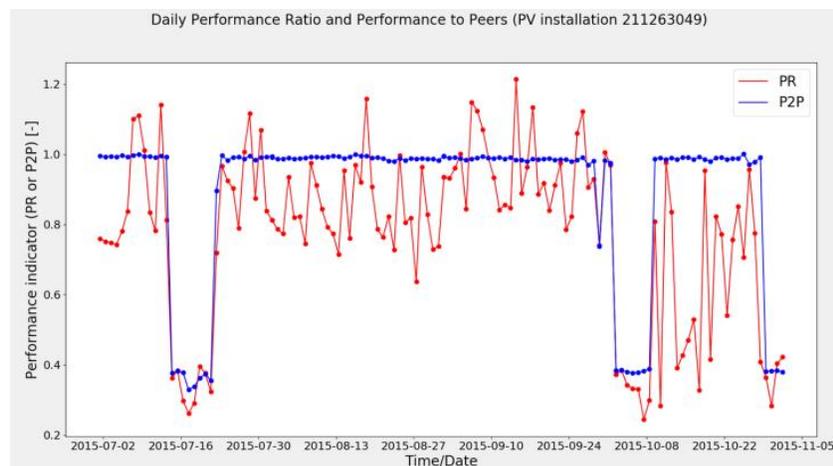


Figure V.2 : PR quotidien et P2P pour l'installation.

On peut voir que le P2P est plus stable que le PR. On distingue clairement trois périodes de défaillance en juillet, octobre et en novembre pour cette installation PV.

V-3 Installations étudiées

V-3-1 Données du site web BDPV

V-3-1-1 Présentation de BDPV

L'association BDPV a été créée pour promouvoir l'énergie photovoltaïque. Elle mène des actions pour favoriser le partage et la diffusion d'informations sur le photovoltaïque, à destination du public et des particuliers désirant devenir ou étant déjà producteurs de l'électricité verte.

BDPV possède un site web gratuit [145] qui permet aux propriétaires d'installations photovoltaïques de suivre leur production au fil des ans et de la comparer à des installations proches. Les figures V.3a et figure V.3b représentent la répartition des installations dans les différentes régions françaises.

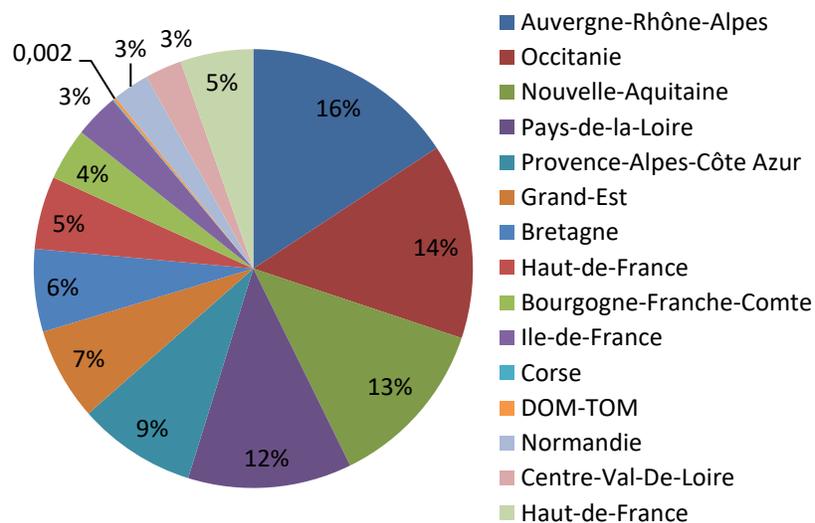


Figure V.3a : Répartition des installations de BDPV pour les différentes régions françaises en 2018.

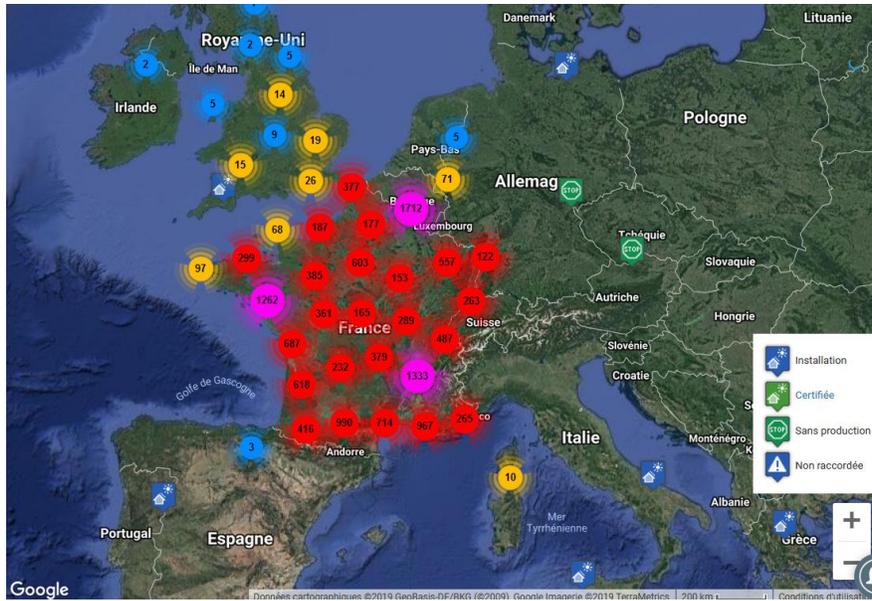
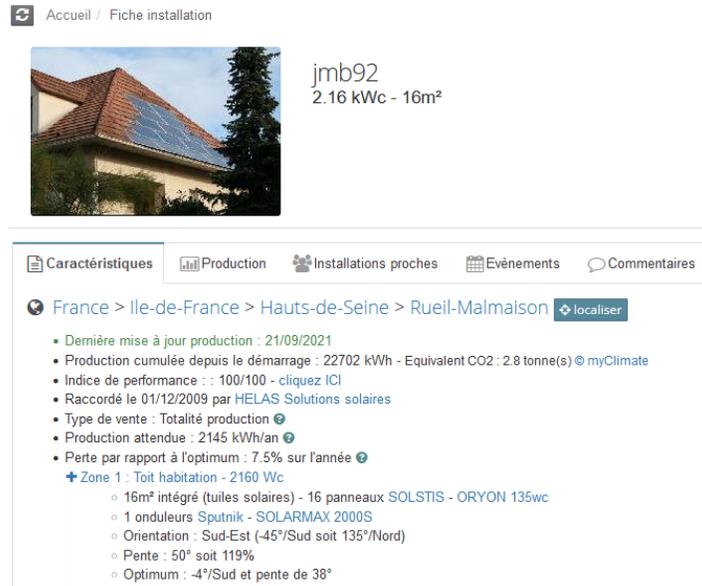


Figure V.3b : Répartition des installations dans la base de BDPV en France et dans les pays voisins en 2018.

La majorité des installations photovoltaïques dans BDPV (en 2018) se situent en France, avec 12584 installations soit environ de 87%, suivi par la Belgique avec 1658 installations. Le reste des installations est répartie dans les pays suivants : Royaume-Uni (108), Suisse (32), Tunisie (9), Pays bas (6), Maroc (4), USA (3), Allemagne (3), Turquie (1), Luxembourg (1), Portugal (1), Algérie (2) et Burkina-Faso (2).

V-3-1-2 Présentation des données d'une installation (jmb92)

L'exemple d'une installation PV domestique (jmb92) est pris ici afin de montrer la présentation des données du site BDPV. Dès que l'utilisateur sélectionne une installation, la fiche d'accueil de l'installation apparait (figure V.4) avec une photo de celle-ci, accompagnée du nom de l'installation, de la puissance crête et de la superficie.



Accueil / Fiche installation

jmb92
2.16 kWc - 16m²

Caractéristiques Production Installations proches Evènements Commentaires

France > Ile-de-France > Hauts-de-Seine > Rueil-Malmaison localiser

- Dernière mise à jour production : 21/09/2021
- Production cumulée depuis le démarrage : 22702 kWh - Equivalent CO2 : 2.8 tonne(s) © myClimate
- Indice de performance : : 100/100 - cliquez ICI
- Raccordé le 01/12/2009 par HELAS Solutions solaires
- Type de vente : Totalité production
- Production attendue : 2145 kWh/an
- Perte par rapport à l'optimum : 7.5% sur l'année

+ Zone 1 : Toit habitation - 2160 Wc

- 16m² intégré (tuiles solaires) - 16 panneaux SOLSTIS - ORYON 135wc
- 1 onduleurs Sputnik - SOLARMAX 2000S
- Orientation : Sud-Est (-45°/Sud soit 135°/Nord)
- Pente : 50° soit 119%
- Optimum : -4°/Sud et pente de 38°

Figure V.4 : Fiche d'accueil de l'installation jmb92.

En-dessous de la photo de l'installation, dans la rubrique accueil de la fiche, on peut trouver les onglets suivants :

- **Caractéristiques** (voir figure V.4) : qui contient les principales caractéristiques de l'installation tels que la localisation (pays, département, ville, commune et coordonnées sur Google Maps (voir figure V.5), la dernière mise à jour de la production, la production cumulée depuis le démarrage, l'indice de performance, la date du raccordement, le type de vente, la production attendue, la perte par rapport à l'optimum, la nature de l'installation, le type de module, l'onduleur utilisé, l'orientation et l'inclinaison des panneaux.

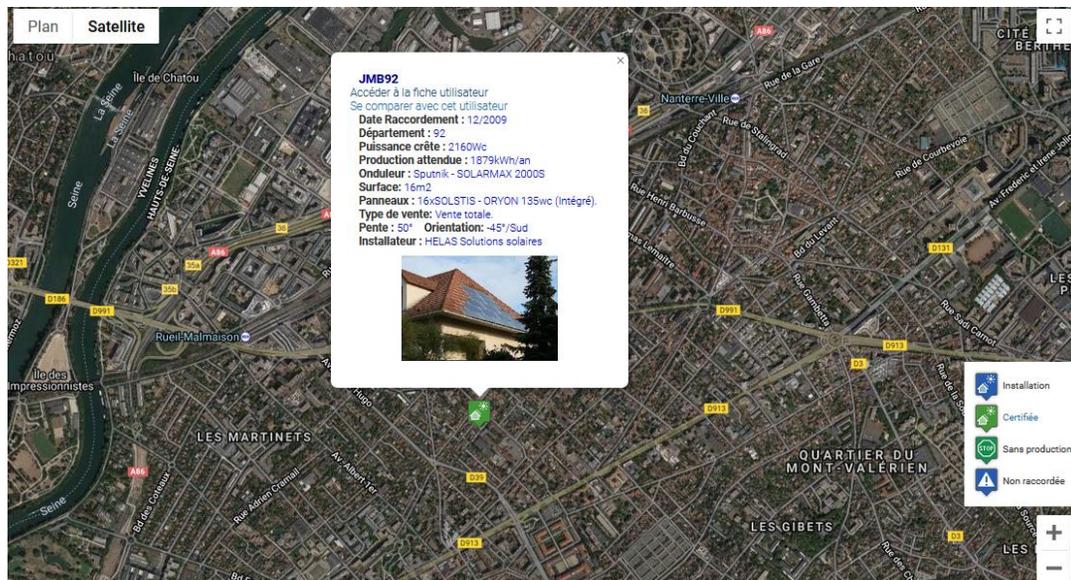


Figure V.5 : Localisation sur Google de l'installation jmb92.

- **Production** (voir figure V.6) : cet onglet contient les données de production journalière, mensuelle et annuelle de l'installation depuis la mise en service ainsi que les productions maximum journalière, mensuelle et annuelle et le rendement du système ou rendement final (en kW/kWc).

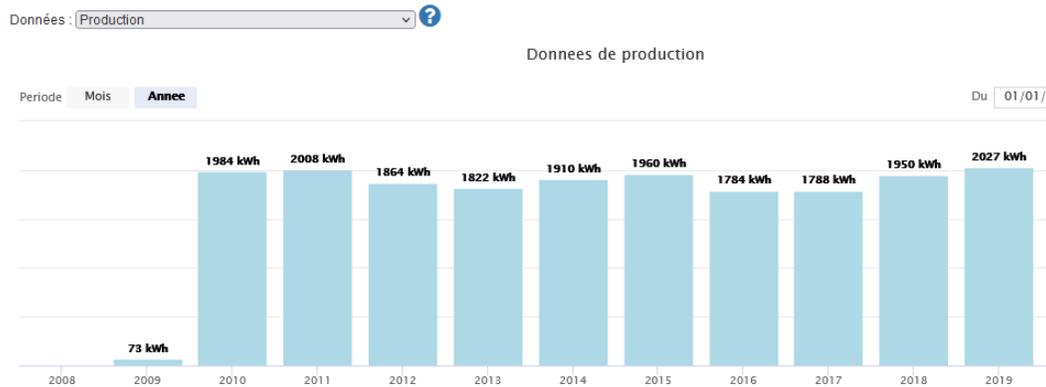


Figure V.6 : Onglet de production de l'installation jmb92.

- **Installations proches** : présente sous forme de tableau la distance, les noms, la puissance crête et les dernières mises à jour des données des installations voisines sur un périmètre de 1 km à 15 km.

Chapitre V : Étude de performance d'un ensemble d'installations PV domestiques en France

- **Événements** : contient les dates de raccordement au réseau, mise à jour de la fiche, création du compte BDPV et dernière mise à jour de la production.
- **Commentaires** : contient éventuellement les commentaires rédigés par le propriétaire de l'installation.

Dans l'onglet caractéristiques, l'indice de performance nous permet de visualiser la performance relative de l'installation par rapport aux installations voisines en se basant sur la méthode P2P présentée précédemment. Le tableau V.1 et la figure V.7 présentent l'évolution relative de l'indice de performance P2P entre 2010 et 2018 pour l'installation jmb92.

Tableau V.1 : Indice P2P de l'installation jmb92.

Année	P2P	Base 100	Par rapport à l'état initial
2010	100%	100	
2011	96.76%	99.8	
2012	97.17%	99.7	
2013	96.35%	99.5	
2014	96.92%	99.3	
2015	95.88%	99.2	
2016	94.64%	99	
2017	94.61%	98.8	
2018	97.31%	98.7	

La dégradation des installations est déterminée à partir de la pente de la droite représentant l'évolution de la performance au fil des ans. Pour l'installation jmb92 entre 2010 et 2018, le taux de dégradation est de 1,3% sur une période de 8 ans, ce qui équivaut à un taux de dégradation de 0,16%/an.

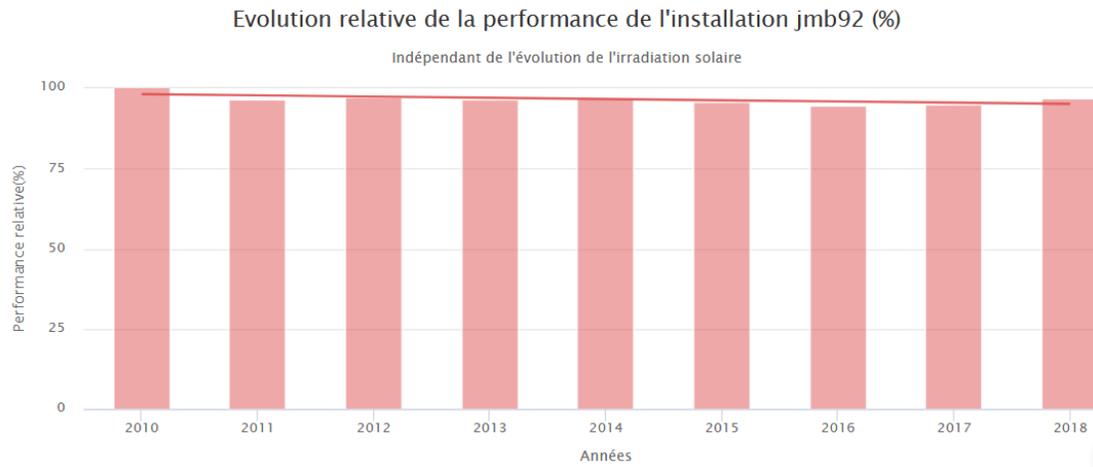


Figure V.7 : Exemple d'évolution du rapport performance (installation jmb29 en Île-de-France).

V-3-2 Installations étudiées

Dans cette étude, on a traité les données de plus de 2613 installations PV domestiques sur toiture de différentes puissances, technologies et environnements en France. Les critères de sélection des installations ont été :

- ✓ la technologie : module en silicium mono et polycristallin.
- ✓ la taille : généralement supérieure ou égale à 2 kW_c.
- ✓ l'environnement : on a choisi des installations réparties sur tout le territoire français et soumis à différentes conditions climatiques. La répartition des installations selon les régions est comme suit :

- Bretagne (361)
- Provence Alpes Côte d'Azur (506)
- Auvergne Rhône Alpes (904)
- Haut de France (294)
- Île-de-France (135)
- Grand Est (413)

V-3-3 Climats de la France

À l'échelle mondiale, la France métropolitaine bénéficie d'un climat dit tempéré. Elle connaît une pluviométrie répartie tout au long de l'année et des températures relativement douces. Ces caractéristiques sont dues à la latitude moyenne et à la dominance des vents venus de l'Atlantique [140].

Toutefois, les régions connaissent des climats variant selon leur latitude, leur altitude et la proximité ou non de la mer, renforcée par leur position par rapport aux trois importants massifs montagneux (Pyrénées, Massif central, Alpes).

En première approche, on distingue cinq grands types de climats en métropole (Figure V.8) :

1. Océanique,
2. Océanique altéré,
3. Semi-continentale,
4. Montagne,
5. Méditerranéen.

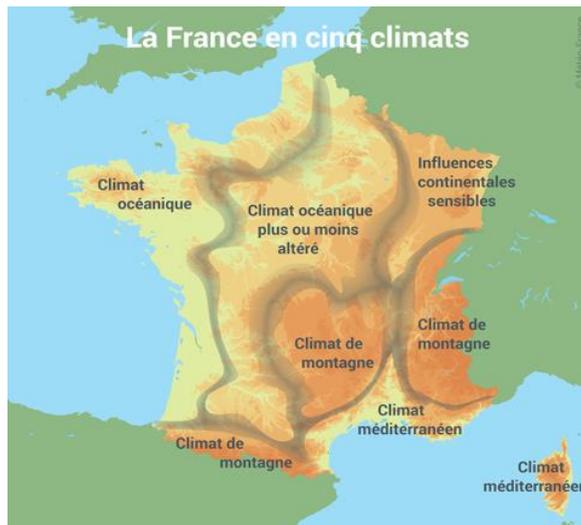


Figure V.8 : Carte climatique de la France (les zones ombrées correspondent à des aires de transition).

V-3-3-1 Le climat océanique (exemple Brest)

Le climat océanique est caractérisé par des températures douces et une pluviométrie relativement abondante (en liaison avec les perturbations venant de l'Atlantique), répartie tout au long de l'année avec un léger maximum d'octobre à février. Le climat océanique est typiquement celui des côtes de la Bretagne et de la basse Normandie. Plus au nord, jusqu'à la frontière belge, les hivers sont plus froids. Plus au sud, la basse vallée de la Loire, la Vendée et les Charentes connaissent une pluviométrie plus faible. En Aquitaine, la proximité des Pyrénées renforce la pluviométrie en hiver et au printemps.

V-3-3-2 Le climat océanique altéré (exemple Paris)

Le climat océanique altéré est une zone de transition entre le climat océanique et les climats de montagne et le climat semi-continental. Les écarts de température entre hiver et été augmentent avec l'éloignement de la mer. La pluviométrie est plus faible qu'en bord de mer, sauf aux abords des reliefs. Le climat océanique altéré concerne les contreforts ouest et nord du Massif central, le Bassin parisien, la Champagne, l'est de la Picardie et le Nord-Pas-de-Calais.

V-3-3-3 Le climat semi-continental

Sous le climat semi-continental, les étés sont chauds et les hivers rudes, avec un grand nombre de jours de neige ou de gel. La pluviométrie annuelle est relativement élevée, sauf en Alsace, région bénéficiant de l'effet protecteur des Vosges (effet de fœhn). Les pluies sont plus importantes en été, souvent à caractère orageux.

Le climat semi-continental est typiquement celui du quart nord-est de la France (Alsace, Lorraine, Ardennes, Argonne, Franche-Comté et une partie de la Bourgogne) et de certaines plaines encaissées du Massif central et des Alpes, à l'abri des vents d'ouest.

V-3-3-4 Le climat de montagne

En climat de montagne, la température décroît rapidement en fonction de l'altitude. On observe une nébulosité minimale en hiver et maximale en été. Les vents et les précipitations varient notablement selon le lieu.

V-3-3-5 Le climat méditerranéen

Le climat méditerranéen est caractérisé par des hivers doux et des étés chauds, un ensoleillement important et des vents violents fréquents. On observe peu de jours de pluie, irrégulièrement répartis sur l'année.

À des hivers et étés secs succèdent des printemps et automnes très arrosés, souvent sous forme d'orages (40 % du total annuel en trois mois). Ces précipitations peuvent apporter en quelques heures quatre fois plus d'eau que la moyenne mensuelle en un lieu donné, notamment à proximité du relief (épisode cévenol). Les régions concernées par le climat méditerranéen sont situées dans le Sud-Est entre mer et montagnes.

V-3-4 Association

Dans la présente étude, on associe une région à chaque zone climatique comme montré dans le tableau V.2, qui rappelle la taille de l'échantillon considéré pour chacune des zones climatiques de la France.

Tableau V.2 : Les installations étudiées en fonction des régions et zones climatiques.

Zone climatique	Région	Nombre d'installations
Océanique altéré	Haut de France	135
Montagne + Méditerranéen	Provence Alpes Côte d'Azur	506
Montagne	Auvergne Rhône Alpes	904
Océanique	Bretagne	361
Océanique plus ou moins altéré	Île-de-France	294
Influence continentale sensible	Grand Est	413

V-4 Résultats et discussion

On présente ici une étude statistique des taux de dégradation des installations solaires photovoltaïques domestiques dans les six (6) régions ayant les différents climats de France pour voir l'influence de l'environnement sur la performance des installations photovoltaïques, en se basant sur l'indice de performance P2P annuel de ces installations (figure V.7) qui est indépendant

de l'irradiance solaire. Il est alors possible de déterminer la dégradation à partir de la pente de l'évolution annuelle du rapport de performance.

V-4-1 Défaillances des installations PV domestiques

On va parler dans cette section des quatre catégories de défauts parmi les plus fréquemment observés sur les systèmes PV et dont le diagnostic est relativement simple : les défauts à énergie nulle, les groupes de défauts, l'ombrage et la dégradation excessive [5], [144].

V-4-1-1 Défauts d'énergie nulle (Zero-energy)

Plusieurs situations courantes peuvent faire chuter le rendement d'un système PV à zéro jusqu'à ce que le problème soit identifié et résolu, ce qui représente généralement une période de plusieurs heures à plusieurs jours. Parmi les causes les plus fréquentes de ces défauts d'énergie zéro figurent une panne de réseau, une déconnexion ou un problème critique au niveau de l'onduleur, des défauts à la terre ou des défauts électriques au niveau de l'ensemble du système PV. Dans de telles circonstances, la production d'énergie tombe brusquement à zéro.

V-4-1-2 Défauts affectant les onduleurs et les chaînes de modules PV

Le cas des défauts d'énergie zéro sur le système PV est le plus radical et aussi le plus simple à identifier, mais très souvent, le défaut zéro ne se produit pas sur l'ensemble du système PV mais sur une partie de celui-ci. Lorsque cela se réalise, la performance du système PV ne tombe pas à zéro, mais qui peut diminuer et prendre n'importe quelle valeur intermédiaire entre 100% et zéro. Les causes principales peuvent être un contact défectueux d'un connecteur dans l'une des chaînes ou un défaut au niveau d'un onduleur.

V-4-1-3 Ombrage

L'ombrage est causé par les arbres, bâtiments ou autres choses situés près des modules PV. L'effet de ces ombres sur la puissance générée est caractérisé par les pertes de capture mesurées, qui augmentent notablement [5].

V-4-1-4 Dégradation

La dégradation qui affecte les modules PV fonctionnant sous différents climats tempérés, comme dans la plupart des latitudes moyennes en Europe, représente généralement une perte de puissance

Chapitre V : Étude de performance d'un ensemble d'installations PV domestiques en France

d'environ 0,5%/an [134] . Ce type de dégradation n'est pas considéré comme un défaut et il fait partie du processus naturel de vieillissement des composants PV. Au cours de leur première année de fonctionnement, les systèmes PV peuvent être affectés par un phénomène de stabilisation de la puissance, ou leur puissance nominale peut être jusqu'à 5 % inférieure à celle prévue en raison de modules PV à tolérance de puissance négative [158]. Après la première année, une dégradation de la puissance mesurée allant jusqu'à 1% peut être considérée comme normale ou comme le résultat d'incertitudes sur les mesures.

V-4-2 Répartition de taux de dégradation pour chaque région

La répartition du taux de dégradation moyen annuel est décrite comme précédemment, un P2P égal à 1 (ou 100%) signifie qu'en moyenne, le système PV analysé a une performance aussi bonne que la performance médiane des installations voisines. Cette définition permet au P2P d'une installation PV d'atteindre des valeurs supérieures à 100%, c'est-à-dire 110%, en particulier si, pour une raison quelconque, l'installation cible a une performance supérieure à celle de la plupart de ses pairs. Inversement, dans certains cas, la valeur globale du P2P d'une installation qui fonctionne sans défaut particulier peut être légèrement inférieure à 100%, c'est-à-dire 90%.

On a essayé de trier les installations PV selon les valeurs de taux de dégradations pour chaque région comme illustré sur la figure V.9. Les installations avec des gains ou des indices de performance supérieurs à 100% n'ont pas été prise en considération.

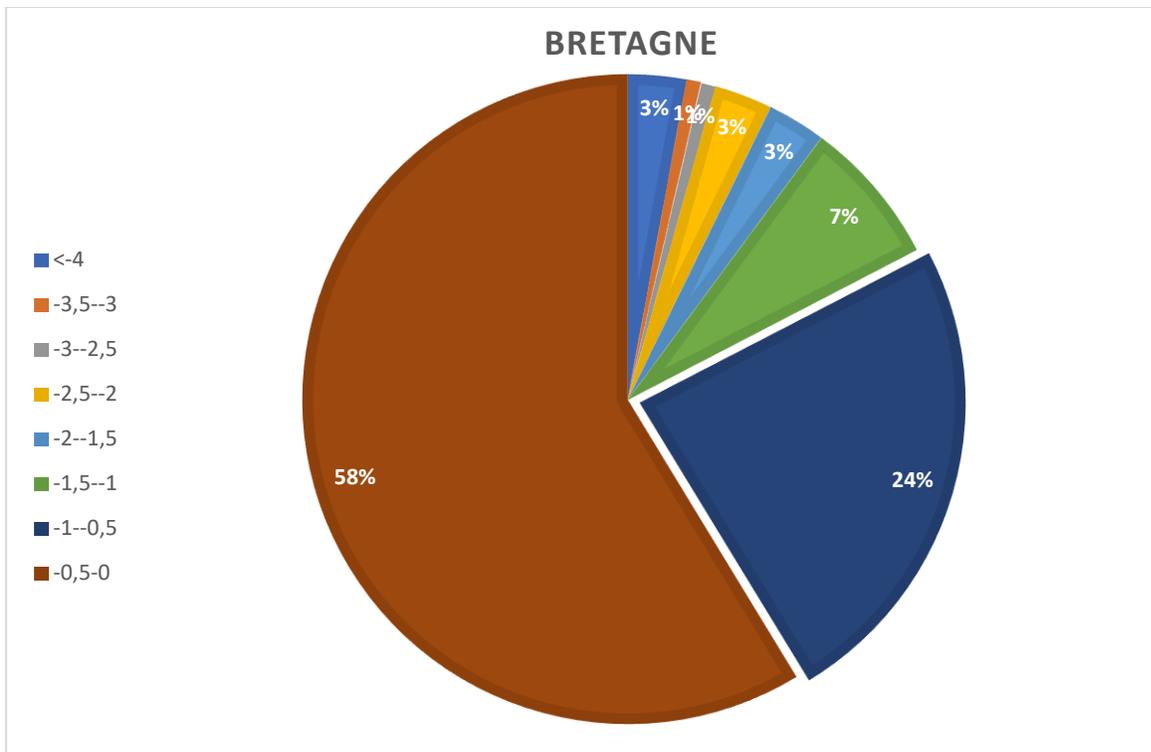


Figure V.9a : Répartition en pourcentage des taux de dégradation des installations solaires photovoltaïques domestiques pour la région Bretagne.

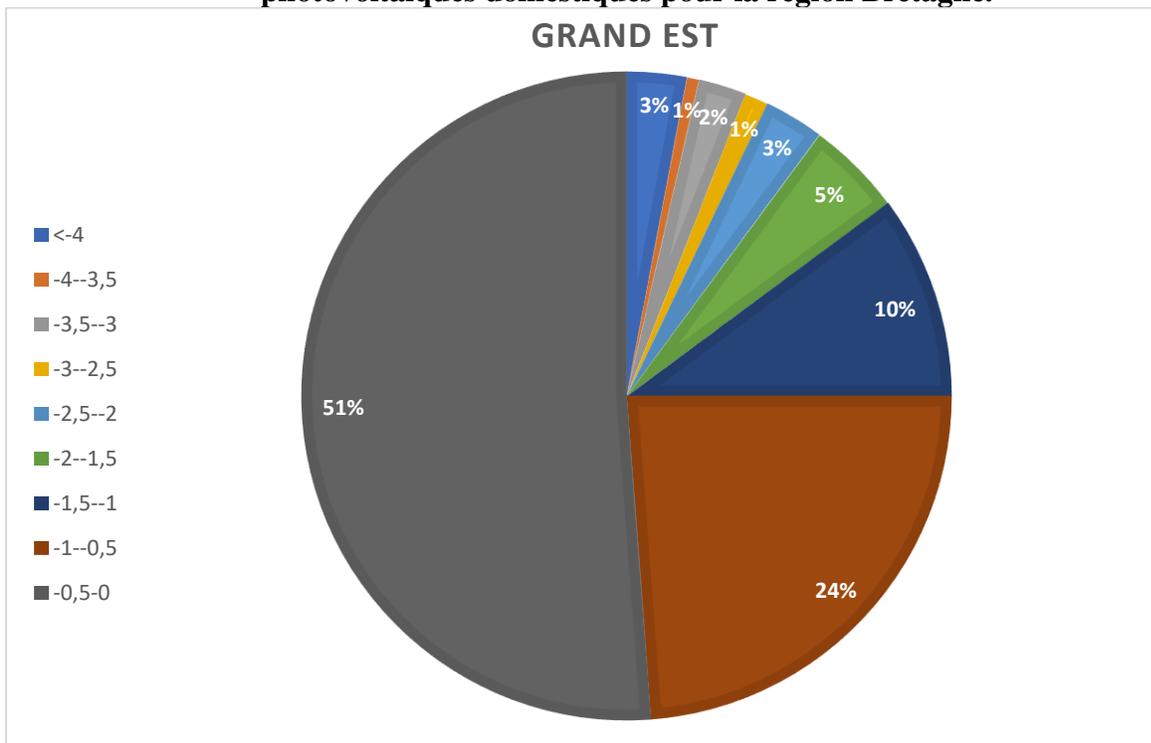


Figure V.9b : Répartition en pourcentage des taux de dégradation des installations solaires photovoltaïques domestiques pour la région Grand Est.

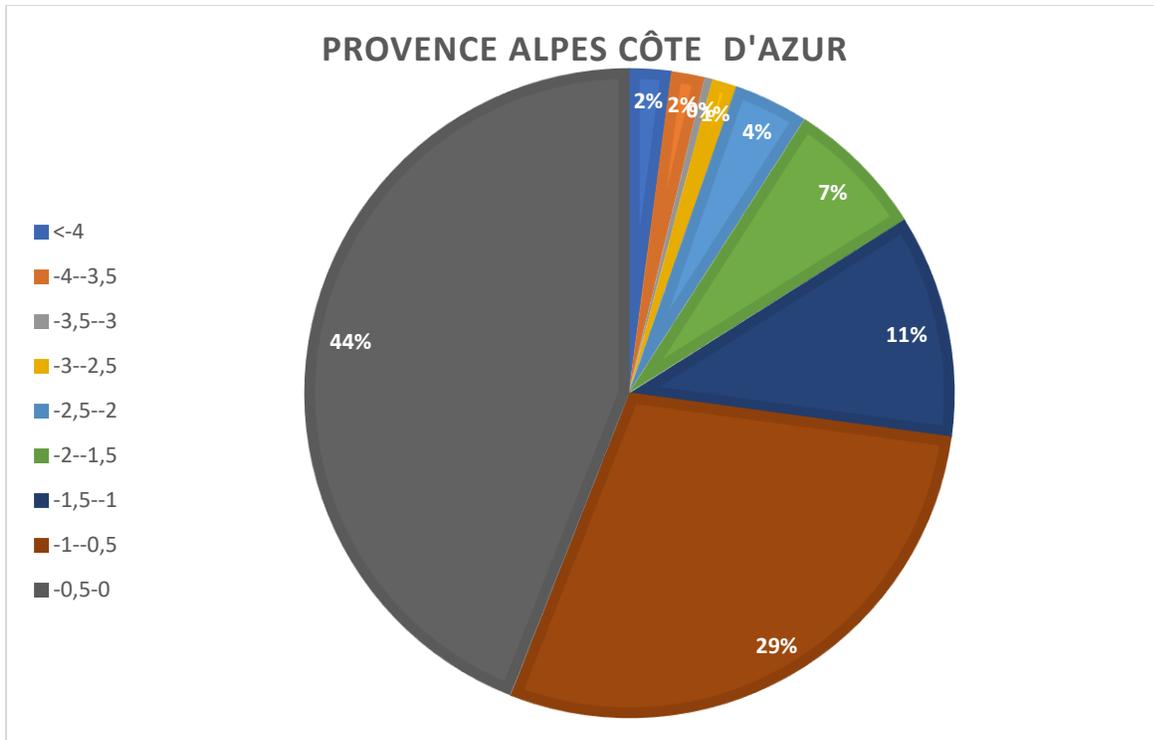


Figure V.9c : Répartition en pourcentage des taux de dégradation des installations solaires photovoltaïques domestiques pour la région Provence Alpes-côte- d'Azur.

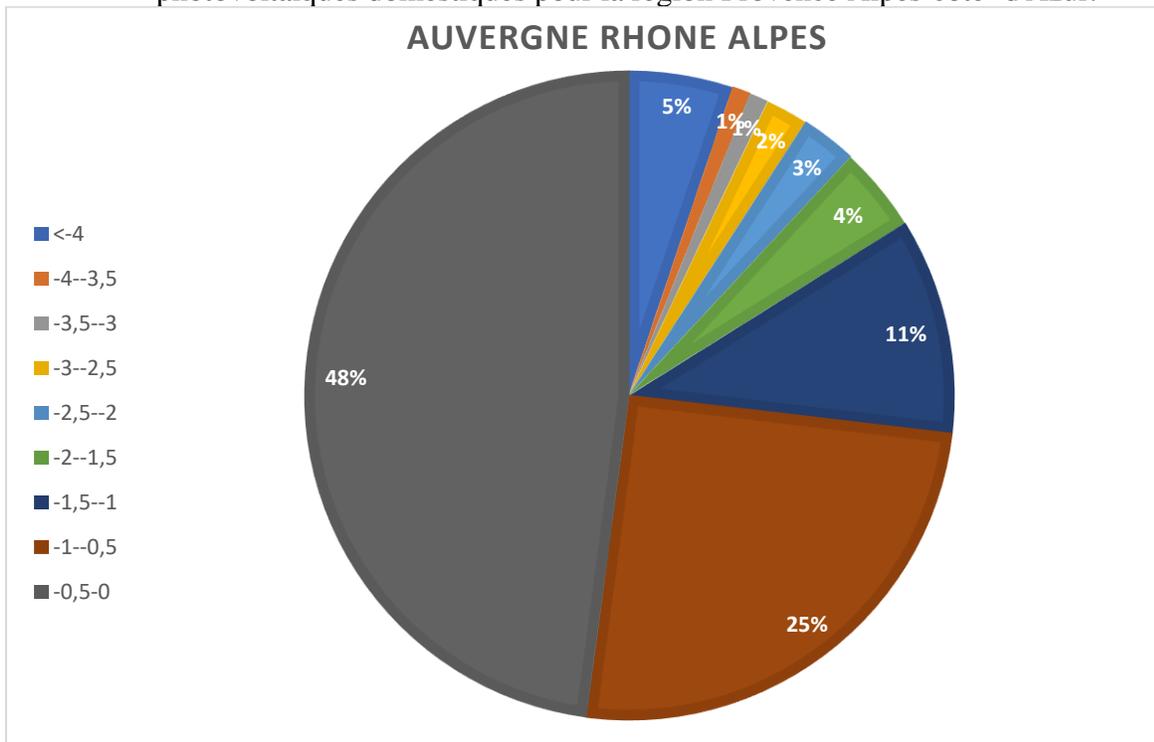


Figure V.9d : Répartition en pourcentage des taux de dégradation des installations solaires photovoltaïques domestiques pour la région Auvergne-Rhône-Alpes.

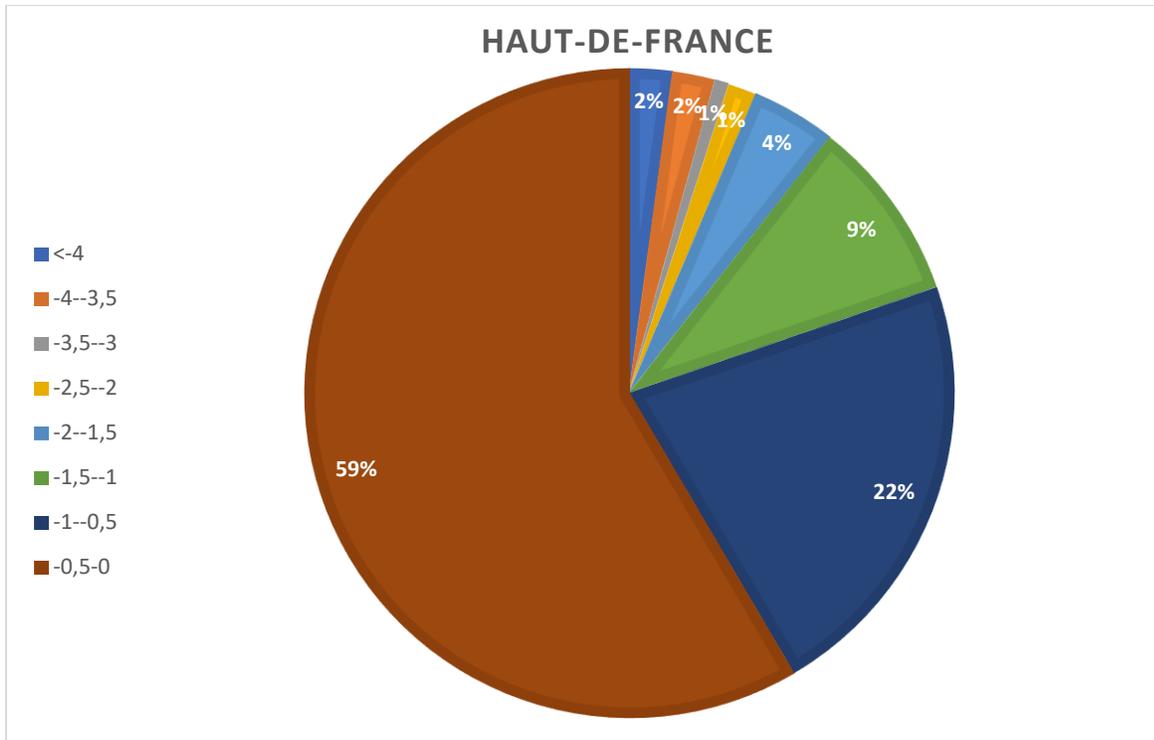


Figure V.9e : Répartition en pourcentage des taux de dégradation des installations solaires photovoltaïques domestiques pour la région Haut-de-France.

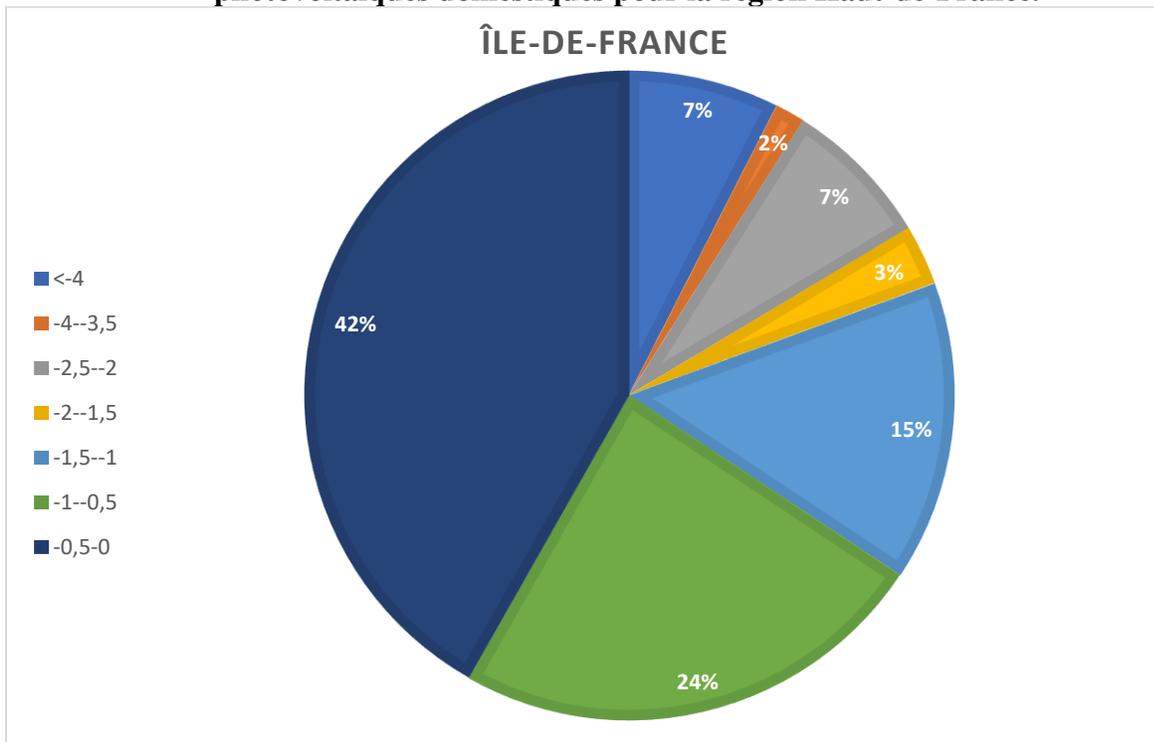


Figure V.9f : Répartition en pourcentage des taux de dégradation des installations solaires photovoltaïques domestiques pour la région Île-de-France.

Chapitre V : Étude de performance d'un ensemble d'installations PV domestiques en France

Dans notre étude on a retenu seulement 1186 (environ 54%) installations PV domestiques qui présentent des dégradations par rapport aux voisines.

La répartition de taux de dégradation des installations est illustrée sur la figure V.9, d'où l'on peut voir que la majorité des installations à des taux de dégradation dans l'intervalle [0 %, 0,5%]. Cet intervalle de dégradation est conforme aux garanties des constructeurs des modules photovoltaïques, qui est généralement une baisse de performance de 20% après 25 ans de fonctionnement.

- 58 % Bretagne,
- 44 % Provence Alpes Côte d'Azur,
- 48 % Auvergne Rhône Alpes,
- 59% Haut de France,
- 51% Grand Est,
- 42 % Île-de-France,

Pourcentage des installations avec des taux de dégradations entre [0,5%, 1%] :

- 24% Bretagne,
- 24 % Provence Alpes Côte d'Azur,
- 29 % Auvergne Rhône Alpes,
- 25% Haut de France,
- 22% Grand Est et
- 24 % Île-de-France,

Pourcentage des installations dans l'intervalle de taux de dégradation de [1%, 1,5%] :

- 7 % Bretagne,
- 10% Provence Alpes Côte d'Azur,
- 11 % Auvergne Rhône Alpes,
- 11% Haut de France,
- 9% Grand Est et
- 15 % Île-de-France,

Pourcentage des installations dans l'intervalle de taux de dégradation de [1,5%, 2%] :

Chapitre V : Étude de performance d'un ensemble d'installations PV domestiques en France

- 3 % Bretagne,
- 5 % Provence Alpes Côte d'Azur,
- 7 % Auvergne Rhône Alpes,
- 4% Haut de France,
- 4% Grand Est et
- 3 % Île-de-France,

Pourcentage des installations avec des taux de dégradation supérieurs à 2% :

- 8 % Bretagne,
- 10 % Provence Alpes Côte d'Azur,
- 9 % Auvergne Rhône Alpes,
- 12% Haut de France,
- 6% Grand Est et
- 16 % Île-de-France,

On peut voir que la majorité des installations ont des taux de dégradation entre 0 % et 1,5 %. Pour certaines installations on a trouvé des valeurs de taux de dégradation élevées (entre 4% et 20%), ce qui peut être justifié par des défaillances au niveau des modules, des fissures, des cassures des verres ce qui multiplie les dégradations des modules par l'influence de l'environnement comme il n'y a plus de protections contre les effets climatiques (pluie, neige, grêle, température, humidité...).

V-4-3 Comparaison de taux de dégradation dans les six régions

On présente une comparaison des taux de dégradation annuels moyens pour les six régions afin de voir l'influence de différents environnements sur le vieillissement et la dégradation des installations. La fréquence du nombre d'installation en fonction de l'intervalle des taux de dégradation annuels moyens pour chaque région est montrée sur la figure V.10.

On peut voir que le nombre d'installations décroît avec l'augmentation des valeurs du taux de dégradation.

En moyenne pour toutes les régions :

Chapitre V : Étude de performance d'un ensemble d'installations PV domestiques en France

- 50,34% des installations ont un taux de dégradation annuel moyen entre 0 et 0,5 %,
- 24,58% des installations ont un taux de dégradation annuel moyen entre 0,5 et 1 %,
- 10,55% des installations ont un taux de dégradation annuel moyen entre 1 et 1,5 %,

85,47% des installations ont un taux de dégradation annuel moyen entre 0 et 1,5 %.

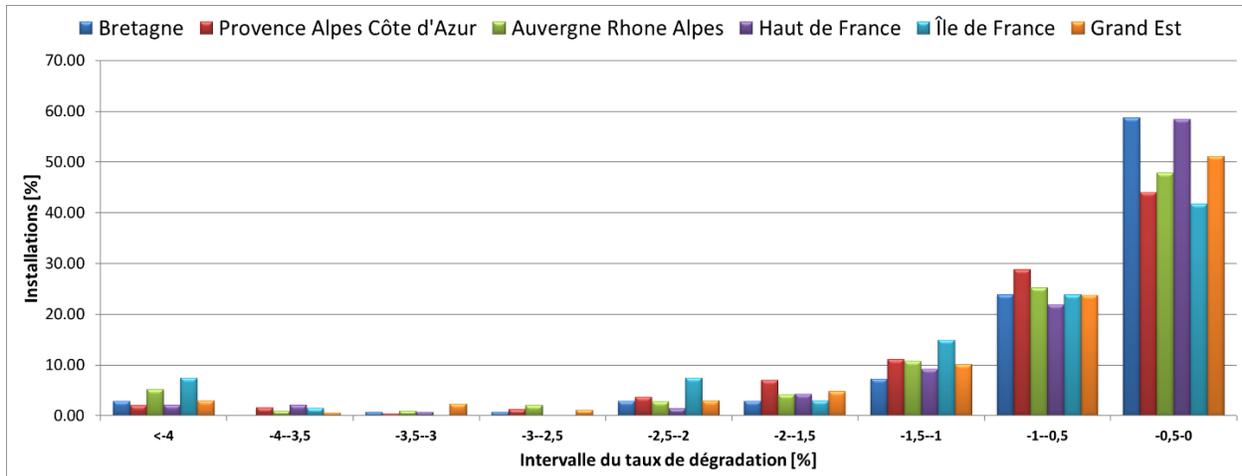


Figure V.10 : Répartition de taux de dégradation des installations dans les six régions.

La figure V.11 présente le taux de dégradation en fonction de la zone climatique. La valeur maximum a été enregistré en Île-de-France avec un taux de dégradation annuel moyen de 1,66% et une valeur minimum de 0,75% pour la région Grand-Est. Pour toutes les régions la valeur moyenne du taux de dégradation est de 1,03%.

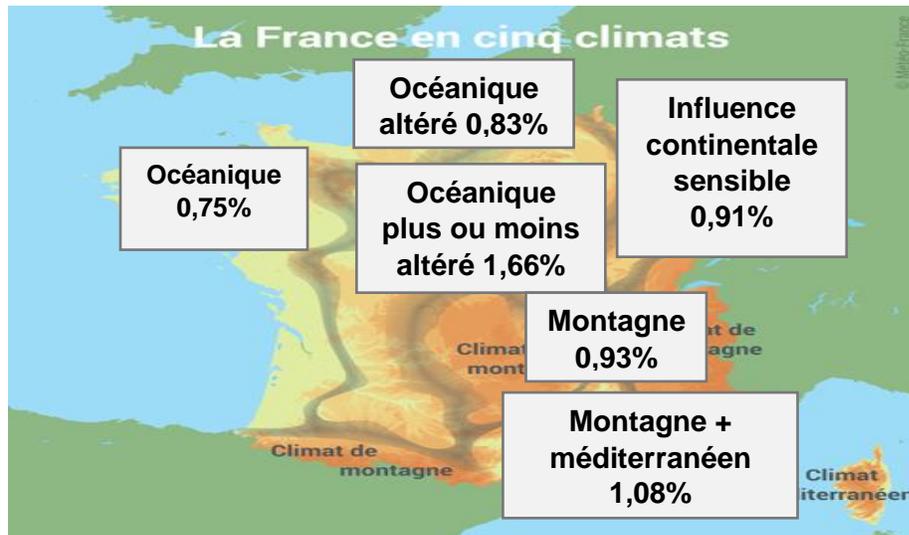


Figure V.11 : Taux de dégradation en fonction des zones climatiques de la France.

Les valeurs du taux de dégradation annuel moyen présenté précédemment (Figure V.11) incluant tous les types de dégradations, y compris le vieillissement naturel et les défaillances au niveau des installations PV domestiques sont à filtrer, afin de séparer le vieillissement naturel et les défaillances, on a cherché dans la littérature à voir les intervalles de vieillissement naturel.

Jordan et Kurtz ont établi une étude historique des taux de dégradation à l'aide d'essais sur le terrain rapportés dans la littérature au cours des 40 dernières années. Près de 2000 taux de dégradation, mesurés sur des modules individuels ou des systèmes entiers, ont été rassemblés dans la littérature et montrent un taux de dégradation moyen de 0-8%/an et une valeur médiane de 0-5%/an. La majorité, 78% de toutes les données, on rapporté un taux de dégradation <1%/an[[3]. Azizi et al. ont établi des lois de vieillissement pour les dégradations électriques et optiques du module photovoltaïque pour l'évolution à long terme. Les résultats montrent l'abaissement du point de puissance maximale avec un taux de 1%/an [143]. Atmaram et al. ont porté leur recherche sur les systèmes Si monocristallin déployés en Floride et ont trouvé des taux de dégradation bien inférieurs à 1%/an [159]. Le NREL a commencé à rapporter des taux de dégradation nettement supérieurs à 1% par an pour les modules à simple jonction et tandem, bien que la durée des tests continus ait rarement dépassé un an, ce qui implique qu'une partie de cette dégradation est due à la lumière [160]. Ikisawa et al. de l'Organisation japonaise d'assurance qualité a examiné des modules de technologie couche mince a-Si sur trois sites différents dans deux zones climatiques

Chapitre V : Étude de performance d'un ensemble d'installations PV domestiques en France

différentes et constaté une dégradation nettement inférieure à 1% par an [161]. En France on a obtenu un taux de dégradation annuel moyen de 0,209% pour une centrale PV de 4,5 MW [162]. Selon la littérature, le vieillissement naturel des modules se traduit par environ 1%/an de puissance en moins, les constructeurs de panneaux PV donnant en général une garantie de performance d'environ 80% de la puissance initiale après 20 ans de fonctionnement. Donc parmi les installations étudiées, on a classé celles avec un taux de dégradation inférieur à 1,5%/an comme des installations vieillis naturellement et celles dont les taux de dégradation sont supérieurs à 1,5% comme installations avec défaillances (taux de dégradation global).

La variation du taux de dégradation global annuel moyen et taux de vieillissement naturel par région est illustrée sur la figure V.12 pour les six régions.

On définit le taux de dégradation comme un paramètre qui prend en considération tous les pannes et défaillances des installations PV, contrairement au taux de vieillissement naturel qui prend en compte uniquement la dégradation des propriétés des composants des modules, en négligeant les installations avec une dégradation supérieure à 1,5%/an.

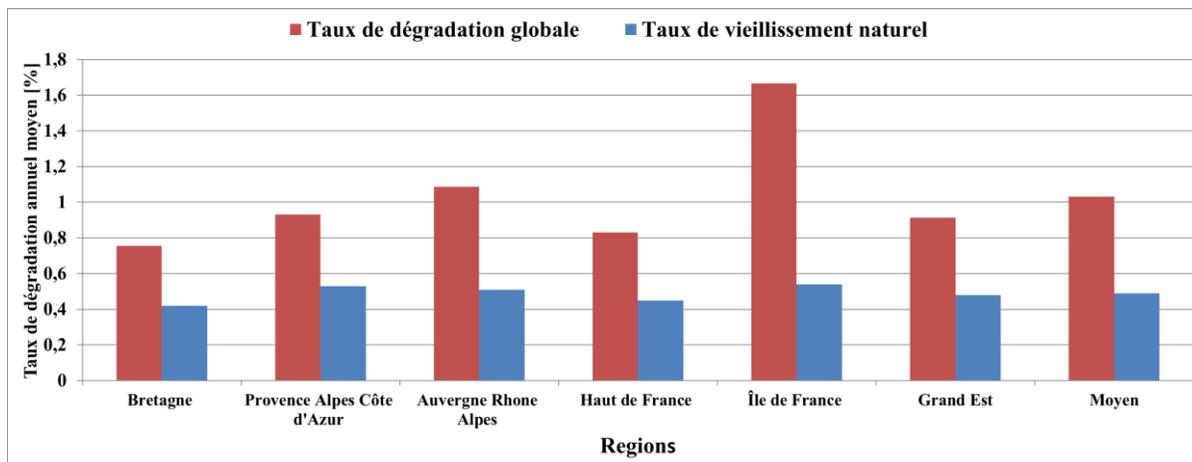


Figure V.12 : Taux de dégradation annuel moyen des six régions.

Le tableau V.2 illustre la variation des taux de dégradation en fonction des paramètres climatiques. On peut voir clairement que le taux de vieillissement naturel est plus stable que le taux de dégradation global avec une moyenne de 0,48%/an, et des valeurs extrêmes de 0,42% et 0,54% enregistrée successivement pour les régions de Bretagne (climat océanique) et Île-de-France (océanique plus ou moins altéré).

Chapitre V : Étude de performance d'un ensemble d'installations PV domestiques en France

On a essayé de trouver des corrélations entre le taux de vieillissement et les paramètres climatiques tels que la température et la pluviométrie. Pour la température, le coefficient de corrélations est de $r=0,36$. Cependant, pour les précipitations $r=0,70$ et pour le nombre des jours avec pluie, $r=0,71$. Donc on peut conclure que la quantité et la fréquence des précipitations auraient une influence non négligeable sur le vieillissement des composants des installations PV.

Tableau V.2 : Dégradation en fonction des paramètres climatique.

Région	Taux de dégradation global/an	Taux de vieillissement naturel/an	Climat			
			Type de climat	T _{moy} [°C]	Précipitation	Pluie jour
Haut de France	-0,83	-0,45	Océanique altéré	10,8	721,98	123,6
Provence Alpes Côte d'Azur	-0,93	-0,53	Montagne + Méditerranéen	14,12	696,01	65,8
Auvergne Rhône Alpes	-1,08	-0,51	Montagne	11,05	833,4	102,18
Bretagne	-0,75	-0,42	Océanique	11,87	919,88	135,05
Île-de-France	-1,66	-0,54	Océanique plus ou moins altéré	11,55	648,325	113,95
Grand Est	-0,91	-0,48	Influence continentale sensible	10,56	768,93	122,54

V-4 Conclusion

Une étude statistique de plus de 2613 installations PV domestiques en toiture dans les différentes régions de France a été établie. Les installations utilisent des modules de technologie silicium monocristallin et silicium polycristallin avec des puissances crêtes généralement supérieur à 2 kWc pour l'installation. L'étude se base sur les données du site BDPV et l'indicateur de performance P2P. À partir de l'analyse de cet indicateur, il a été déduit que :

- La majorité des installations (environ 85,47%) on un taux de dégradation global inférieur à 1,5%/an.
- La valeur la plus élevée du taux de dégradation global se situe dans la région Île-de-France (1,66%/an) et la plus faible dans la région Bretagne (0,75%), avec une moyenne de 1,03%.
- La valeur la plus élevée du taux de vieillissement naturel se situe dans la région Île-de-France (0,54%/an) et la plus faible dans la région Bretagne (0,42%), avec une moyenne de 0,48%.
- Les coefficients de corrélation entre le taux de vieillissement et les paramètres climatiques sont : pour la température $r= 0,36$, mais pour les précipitations $r=0,70$ et pour le nombre des jours avec pluie $r=0,71$.

Chapitre VI :

**Étude de l'évolution de la performance
de la centrale solaire PV de Sourdun**

VI-1 Introduction

La France regroupe déjà plusieurs centrales de grande taille, les quatre plus importantes opérées par EDF étant celles de Toul (115 MWc) en Meurthe-et-Moselle dans l'est de la France, Gabardan (67 MWc) dans les Landes dans le sud-ouest, Crucey (60 MWc) en Eure-et-Loir dans le centre et Massangis (56 MWc) dans l'Yonne dans le centre [163]. On s'intéresse dans ce chapitre la centrale solaire PV de Sourdun d'une puissance crête de 4,5 MWc qui se situe dans le département de la Seine-et-Marne en Île-de-France.

Ce chapitre se compose de trois parties. Premièrement, on décrit la centrale solaire PV de Sourdun avec ses différents composants et son instrumentation pour l'acquisition des données. Deuxièmement, une analyse des performances réelles de la centrale selon la norme IEC 61724 est effectuée. Troisièmement, une évaluation de la dégradation de la performance de la centrale est déterminée.

VI-2 Présentation de la centrale solaire, acquisition et analyse des données

VI-2-1 Présentation de la centrale

L'installation étudiée est une centrale solaire photovoltaïque (figure VI.1) au sol qui se situe en France, dans le département de la Seine-et-Marne, sur la commune de Sourdun. Le climat de Sourdun est dit tempéré chaud avec de fortes averses qui peuvent s'abattre toute l'année. Même lors des mois les plus secs, les précipitations restent assez importantes. La carte climatique de Köppen-Geiger y classe le climat comme étant de type Cfb (climat océanique). La température moyenne annuelle à Sourdun est de 10,2°C. Les précipitations annuelles moyennes sont de 647 mm [164]. La localisation du site est :

- ✓ Longitude : 3°22'38''E ;
- ✓ Latitude : 48°31'51''N ;
- ✓ Altitude moyenne : 154 m.

La centrale photovoltaïque de Sourdun a été conçue par la société de projet SOVASUN, elle a été réalisée par Générale du Solaire (anciennement SUNNCO GC) et financée par la SOVAFIM. D'un coût initial de 13 millions d'euros, la centrale a été mise en service le 30 novembre 2011. La

Chapitre VI : Étude de l'évolution de la performance de la centrale solaire PV de Sourdun

centrale a une puissance totale de 4,49856 MWc et s'étend sur un terrain de 12 hectares (Île-de-France) [165].



Figure VI.1 : Centrale solaire photovoltaïque de Sourdun.

VI-2-2 Composants de la centrale

VI-2-2-1 Modules PV

VI-2-2-1-1 Caractéristiques des modules

La centrale contient au total 18744 modules PV chacun d'une puissance crête de 220 Wc. Les modules utilisés sont ceux des fabricants Hanwa SolarOne (14053 modules PV SF240) et TENESOL (4686 modules PV TE240). Il s'agit de modules de technologie silicium polycristallin avec une tolérance de $\pm 3\%$ sur la puissance crête pour les modules SF240 et de $\pm 2,1\%$ pour les modules TE240. Les principales caractéristiques des modules sont présentées dans le tableau VI.1 et les fiches techniques des modules sont disponibles en annexe 2.

Tableau VI.1 : Caractéristiques électriques des modules PV de la centrale de Sourdun.

Fabricant	P_{max} [W]	V_{oc} [V]	I_{scn} [A]	V_{mp} [V]	I_{mp} [A]	η [%]
SF240	240	37,0	8,54	30,2	7,95	14,5
TENESOL	240	37,2	8,6	29,6	8,2	14,7

VI-2-2-1-2 Configuration des tables

Les modules sont organisés en tables, chaque table regroupant plusieurs modules dans un même plan. Les tables peuvent se faire mutuellement de l'ombre, ce qui peut induire des pertes pour l'énergie captée. Ces pertes dépendent de la configuration : espace entre les tables, hauteur des tables, nombre et type de modules, inclinaison des tables, topologie du câblage et pente du terrain.

Comme illustré sur la figure VI.2, les tables ont une inclinaison de 25° . Elles se composent de 4 modules en hauteur en format paysage, soit une hauteur de table d'environ 4 m. La distance entre les tables est de 9 m. Les modules sont câblés en série horizontale et verticale de 22 modules (voir Figure VI.3). Le terrain a une pente nord/sud favorable d'environ $1,5^\circ$ en moyenne.

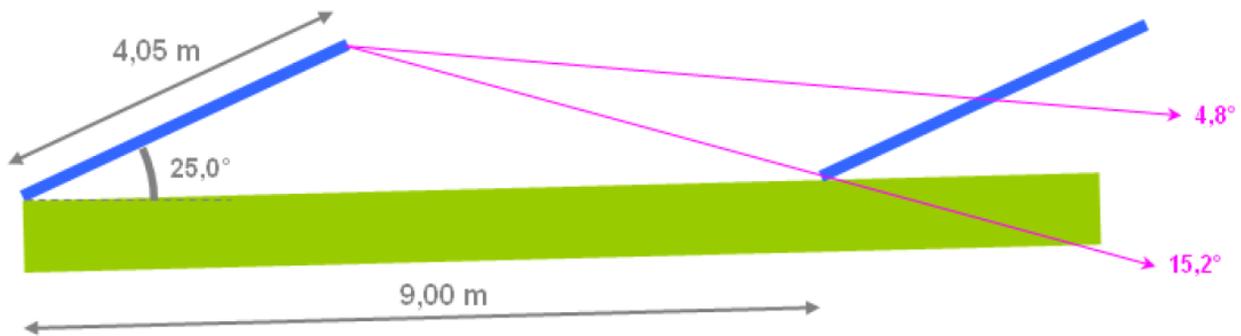


Figure VI.2 : Disposition des tables et angles d'ombrage limite.

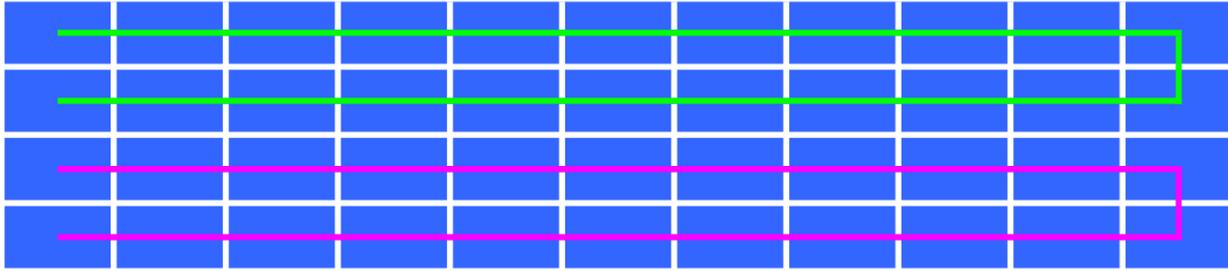


Figure VI.3 : Câblage des tables.

VI-2-2-2 Onduleurs

Les onduleurs sont de marque Siemens. Il s'agit d'onduleurs maître-esclave de type SINVERT PVS1000 [166] de puissance nominale 1000 kW et de rendement maximal 98,4%. Une photo de l'onduleur SINVERT PVS1000 est montrée sur la figure VI.4.



Figure VI.4 : Onduleur SIEMENS SINVERT PVS1000.

VI-2-3 Raccordement de la centrale

La disposition des modules dans la centrale photovoltaïque de Sourdun est la suivante : vingt-deux (22) modules en série augmentent la tension pour former une branche, dix-huit (18) branches sont

Chapitre VI : Étude de l'évolution de la performance de la centrale solaire PV de Sourdun

ressemblées en parallèle dans un coffret DC pour augmenter le courant. Chaque paire (2) de coffrets DC est branchée à l'une des douze (12) entrées de l'onduleur de 1000 kW d'où l'on obtient six (6) coffrets par onduleur. À noter que chaque chambre d'onduleur contient deux (2) onduleurs (un onduleur maître (master) et onduleur esclave (slave)).

Après la sortie de l'onduleur, une partie de l'énergie convertie est consommée par les auxiliaires et le reste passe vers un transformateur élévateur BT/HTA 1000 kVA qui va augmenter la tension de 288 V jusqu'à 20 kV, qui sera évacuée vers le poste de livraison puis le réseau.

La centrale est divisée en (4) quatre zones semblables chacune comprenant 4686 panneaux photovoltaïques, trois (3) zones utilisant les panneaux HANWHA SOLARONE 240Wc polycristallin et la quatrième les panneaux TENESOL 240Wc polycristallin. Chaque zone possède un (1) onduleur SIEMENS de 1000 kW et un (1) transformateur de 1000 kVA, d'où une puissance crête de 1124,89 kWc par zone comme montré sur le tableau VI.2.

Le schéma unifilaire de la centrale solaire photovoltaïque de Sourdun est donné par la figure VI.5.

Tableau VI.2 : Détail des équipements par zone.

	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 4	Total
Modules	SF240	SF240	SF240	Tensol-240	
Nombre de modules	4686	4686	4686	4686	18744
Puissance totale (kWc)	1125	1125	1125	1125	4499
Onduleurs	SIEMENS	SIEMENS	SIEMENS	SIEMENS	
Puissance nominale (kW)	1000	1000	1000	1000	4000
Transformateurs	F-PV-1000	F-PV-1000	F-PV-1000	F-PV-1000	
Puissance nominale (kVA)	1000	1000	1000	1000	4000

Chapitre VI : Étude de l'évolution de la performance de la centrale solaire PV de Sourdun

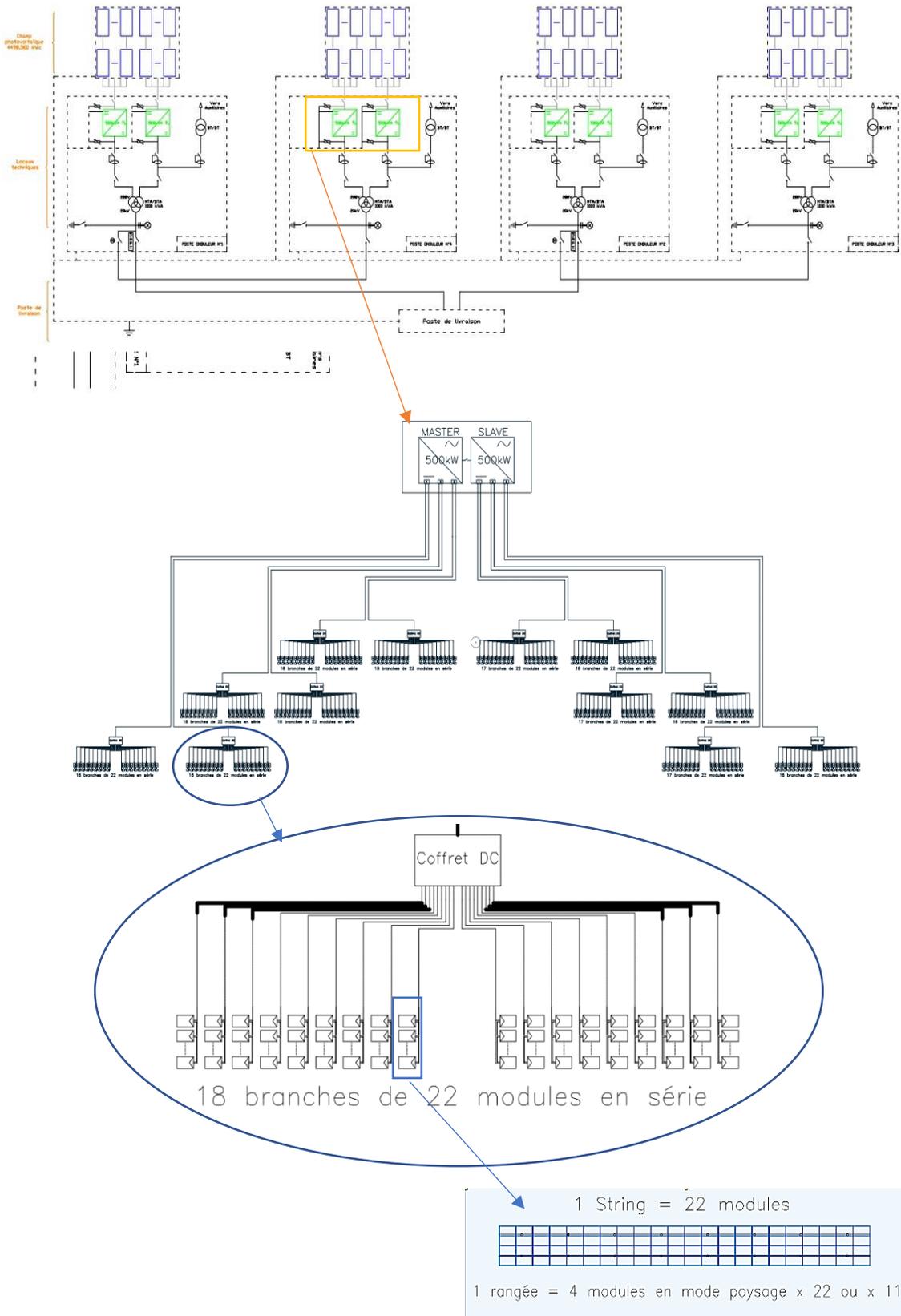


Figure VI.5 : schéma unifilaire de la centrale solaire photovoltaïque de Sourdun.

VI-2-4 Acquisition et analyse des données

VI-2-4-1 Système d'acquisition des données

Le système de supervision global de la centrale photovoltaïque permet un suivi complet des états et alarmes de tous les équipements de production et de sécurité de la centrale. Pour se connecter à

Le système de supervision contient principalement :

- **La page d'identification** : après avoir entré l'identifiant et le mot de passe puis validé, on arrive sur la page d'accueil.
- **Page « Accueil »** (voir figure VI.6) : qui contient la jauge de puissance instantanée, les données depuis la mise en service, la jauge d'ensoleillement actuel, l'identité de session, le temps depuis connexion, le retour à la page d'accueil, la page de visualisation des défauts, la page des alarmes en cours, la page d'affichage des valeurs météo sur la centrale, le menu d'accès aux bilans, les courbes, le journal d'événements et le menu d'accès au monitoring détaillé des onduleurs Siemens (un compte spécifique est requis).



Figure VI.6 : Page « Accueil » de la centrale de Sourdun.

Chapitre VI : Étude de l'évolution de la performance de la centrale solaire PV de Sourdun

- **Page « États »** : cette page regroupe des données de production, les états de Marche/Arrêt et défauts des onduleurs SIEMENS, les défauts des centrales incendie et intrusion.
- **Page « Alarmes »** (voir la figure VI.7) : cette page regroupe les alarmes « Intrusion » et les alarmes « Incendie ».

NB : La société de surveillance attitrée reçoit directement les alarmes « Intrusion » et « Incendie » par SMS, et peut accéder aux caméras de vidéosurveillance de la centrale avant d'intervenir. Les intrusions sont identifiées selon qu'il s'agisse des postes techniques ou de la clôture.

- ✓ Le lieu concerné par une intrusion clignote en rouge.
- ✓ Les incendies ne sont pas localisés par la centrale d'alarme.

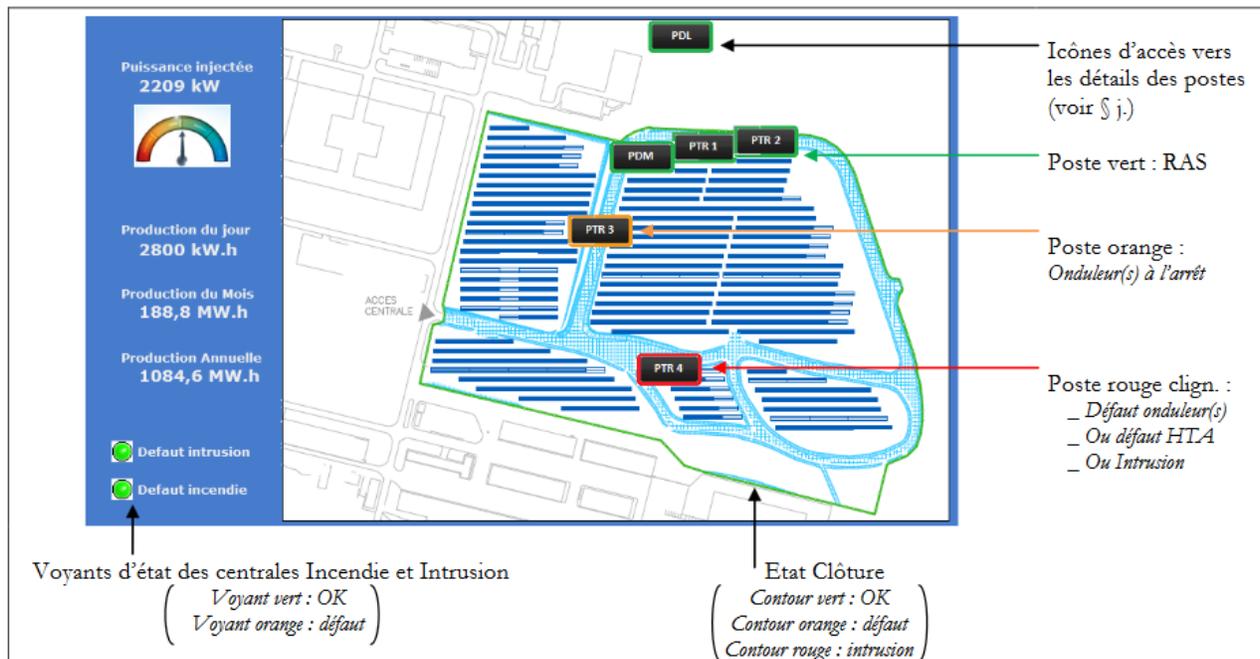


Figure VI.7 : Page « Alarmes » de la centrale de Sourdun.

- **Page « Météo »** : cette page regroupe, les températures des postes techniques et des modules PV (prise de température en face arrière), les données d'ensoleillement et l'état du vent. Chaque bulle d'information contient des données climatiques localisées sur la centrale PV.

- **Page « Analyse/Bilans » :** Les pages bilans (voir la figure VI.8) permettent de retrouver les informations de production et d'ensoleillement sur une journée, un mois ou une année. Il suffit de sélectionner la date du bilan souhaité, puis valider la date et exporter le bilan. Les bilans sont exportés en fichier « .txt ». Ils doivent être ouverts dans un tableur Excel pour être exploitables. L'exportation se fait manuellement jour par jour.

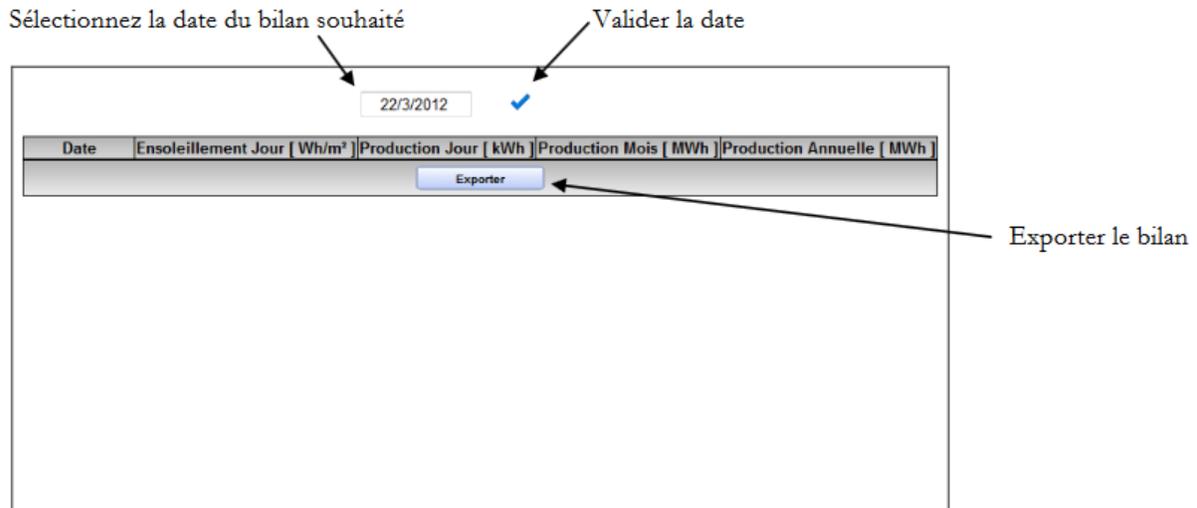


Figure VI.8 : Page « Analyse/Bilans » de la centrale de Sourdun.

VI-2-4-2 Analyse et traitement des données

Les données de la centrale photovoltaïque de Sourdun sont exportées manuellement en fichier format .txt à partir du système de supervision global de la centrale. Les données sont disponibles pour la période entre mars 2012 et décembre 2018, soit environ sept (7) années de fonctionnement. Pour certaines périodes, il manque des données météorologiques (ensoleillement et vitesse du vent) en raison de problème de communication.

Les paramètres récupérés sont :

- l'ensoleillement au plan des modules (mesure journalière) ;
- l'irradiance solaire (mesurée toutes les 15 minutes)
- l'énergie alternative de la centrale (mesure journalière) ;
- la puissance AC instantanée produite (mesurée toutes les 15 minutes) ;
- la température du module (mesurée toutes les 15 minutes) ;

- la température ambiante (mesurée toutes les 15 minutes) ;
- la vitesse du vent (mesurée toutes les 15 minutes).

Pour analyser les données météorologiques qui sont disponibles toutes les 15 minutes, on a utilisé le langage MATLAB en créant un code de calcul qui permet d'importer les fichiers au format .txt et de calculer la moyenne de chaque journée.

VI-3 Analyse des performances réelles de la centrale solaire de 4,5 MW raccordée au réseau électrique.

On présente ici une étude de l'évolution de la performance de la centrale solaire de Sourdun sur une période de sept (7) ans, de mars 2012 jusqu'à décembre 2018. Les données météorologiques et les données de la production de la centrale ont été obtenues grâce à un accès direct au serveur de supervision de la centrale photovoltaïque de Sourdun, qui nous a permis de trouver les données nécessaires depuis la mise en marche de la centrale en 2012. L'accès au serveur de supervision de la centrale nous a permis de récolter les données suivantes : énergie produite, insolation, irradiation solaire, puissance produite instantanée, température ambiante, température des modules et vitesse du vent.

VI-3-1 Analyse des données climatiques

Sur la période d'étude de sept (7) ans, on a pu étudier les variations des paramètres climatiques sur le champ photovoltaïque, telles que celles de l'irradiance solaire, de la température ambiante, de la température des modules et de la vitesse du vent. Comme la centrale photovoltaïque ne produit de l'électricité que pendant la journée (entre le lever et la coucher du soleil), on a calculé les valeurs moyennes de la température ambiante, température du module et vitesse du vent sur une journée, donc les valeurs enregistrées pendant la nuit ne sont pas prises en considération.

La variation mensuelle de l'insolation moyenne par jour pour la période d'étude est présentée sur la figure VI.9.

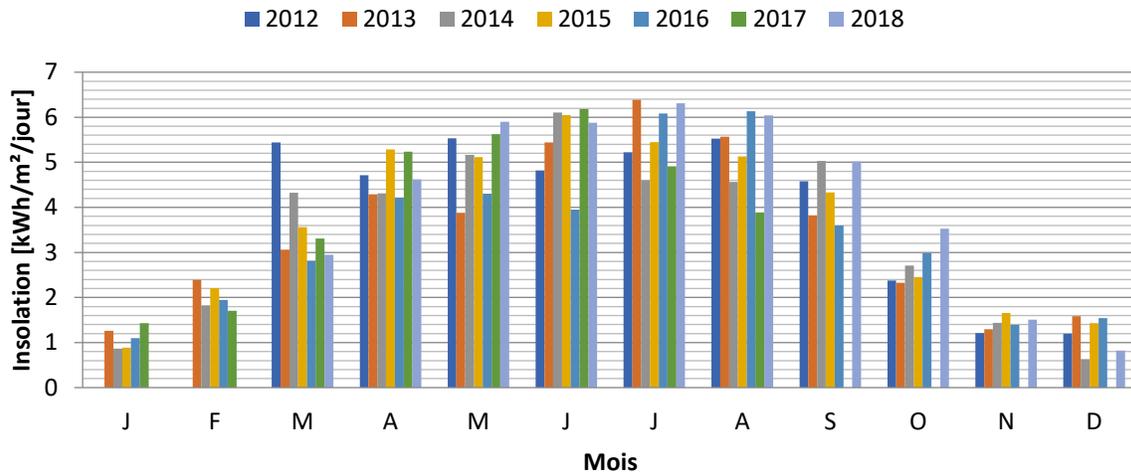


Figure VI.9 : Évolution mensuelle moyenne de l'insolation journalière à Sourdup pour la période d'étude.

On peut constater que la durée d'insolation varie selon les saisons, faible en hiver, moyenne au printemps et en automne, et élevée en été. Pour les mois d'octobre, novembre, décembre, janvier et février, elle varie entre 1,1 kWh/m²/jour et 2,73 kWh/m²/jour, pour les mois de septembre, mars et avril entre 3,64 kWh/m²/jour et 4,66 kWh/m²/jour et finalement entre 5,07 kWh/m²/jour et 5,57 kWh/m²/jour pour les mois de mai, juin, juillet et août avec des valeurs maximum et minimum de 6,39 kWh/m²/jour et 0,63 kWh/m²/jour enregistrées successivement en juillet 2013 et décembre 2014.

La variation de la température ambiante est présentée sur la figure VI.10.

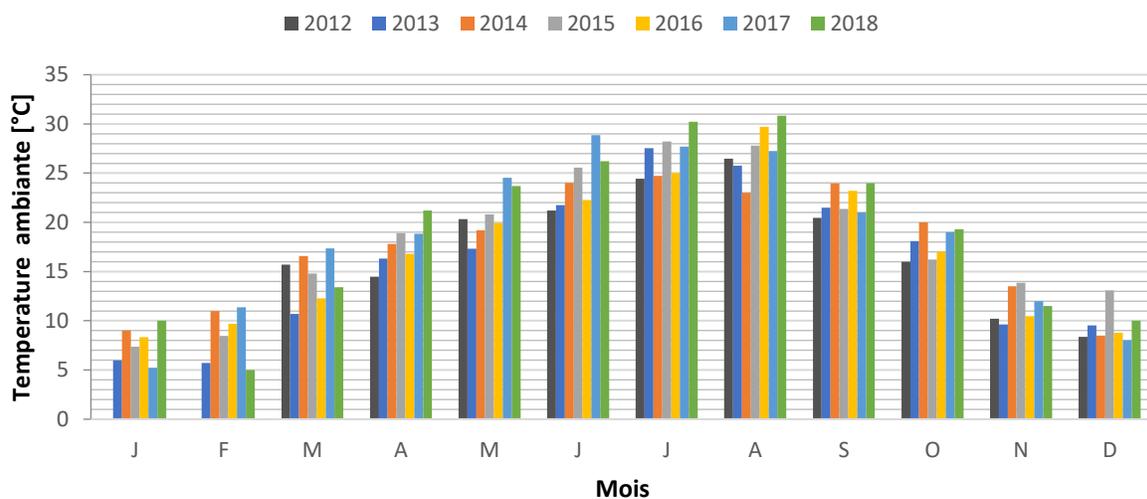


Figure VI.10 : Évolution mensuelle de la température ambiante journalière à Sourdup pour la période d'étude.

Elle est proportionnelle aux variations de l'irradiance solaire (figure VI.11) d'où des températures élevées en été entre 24,27°C et 27,25°C, moyennes au printemps et en automne 14,4°C et 22,21°C et faibles en hiver entre 7,65°C et 11,59°C. Les valeurs extrêmes de la température ambiante enregistrées sont 30,84°C en août 2018 et 5,24°C en janvier 2017.

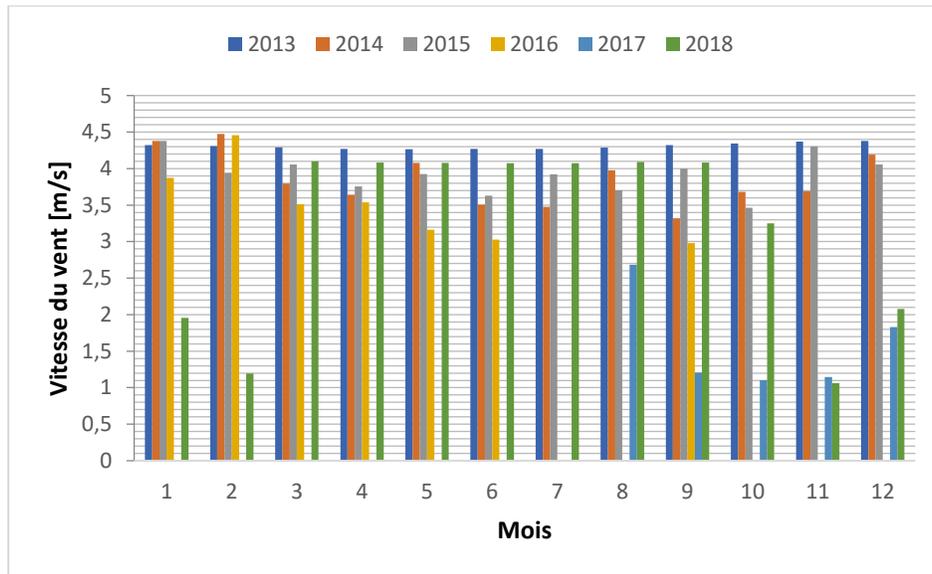


Figure VI.11 : Evolution mensuelle moyenne de la vitesse du vent journalière à Sourdun.

La vitesse du vent au niveau du champ ne subit pas de grandes variations entre 2013 et 2016, elle varie entre 3,02 m/s en juin 2016 à 4,47 m/s en février 2014. Mais, d'après la figure VI.12 qui représente l'évolution mensuelle moyenne de la température du module, de la température ambiante et de la vitesse du vent journalière à Sourdun pour la période d'étude, on peut voir que la variation de la vitesse du vent est inversement proportionnelle à la température des modules, avec un maximum de 45,15°C en août 2016 et un minimum de 10,22°C en janvier 2015, et donc que la vitesse du vent joue un rôle important dans le refroidissement des modules photovoltaïques.

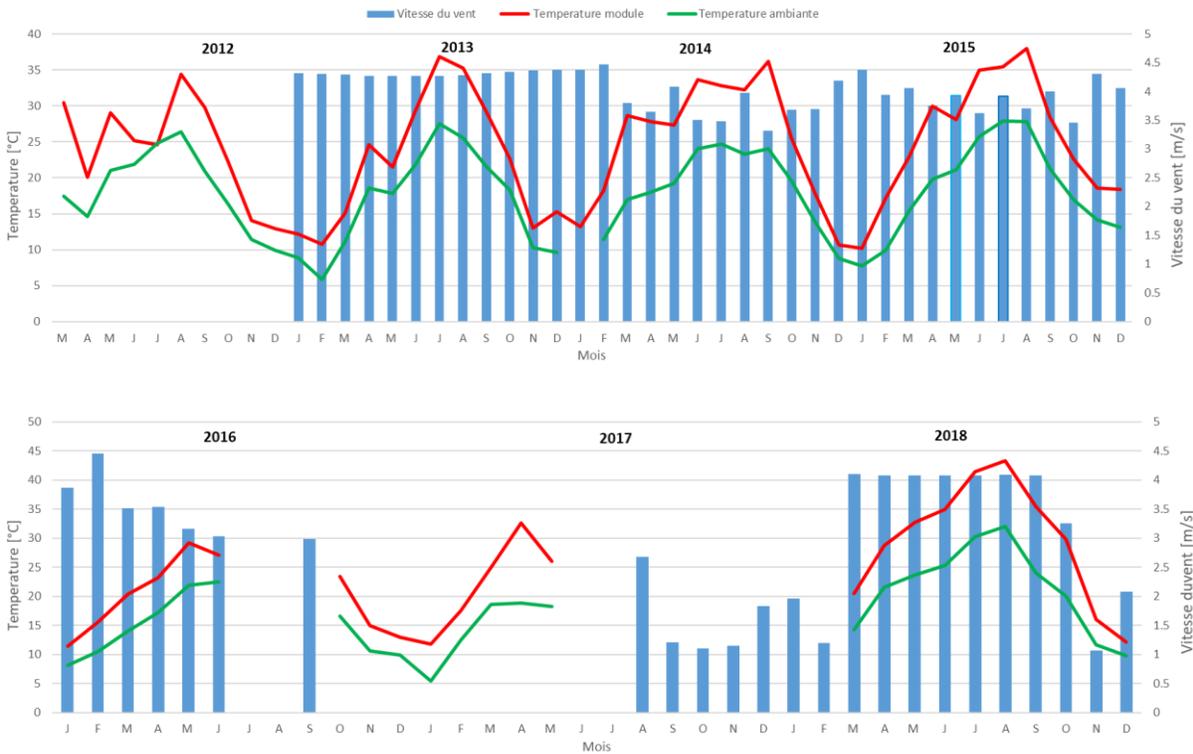


Figure VI.12 : Évolution mensuelle moyenne de la température du module, température ambiante et de la vitesse du vent journalière à Sourdun pour la période d'étude.

VI-3-2 Données de production

La centrale solaire photovoltaïque de Sourdun a une production annuelle moyenne de 4687,2 MWh, cette production varie d'une année à l'autre en fonction de l'ensoleillement, de la température ambiante, des autres paramètres environnementaux, et même parfois des arrêts de la centrale pour maintenance ou des pannes. La production annuelle maximum enregistrée en 2015 était de 5266,8 MWh et le minimum en 2016 de 4197,7 MWh. La production est généralement élevée en été et faible en hiver, avec des valeurs extrêmes de 766 MWh et 78,1 MWh respectivement en juillet 2013 et en décembre 2014. La variation mensuelle de la production et de la température ambiante est présentée sur la figure VI.13.

La production annuelle cumulée est présentée sur la figure VI.14. Entre 2012 et 2018, la production de la centrale de Sourdun a été de 32810 MWh d'où une moyenne de 4687 MWh/an.

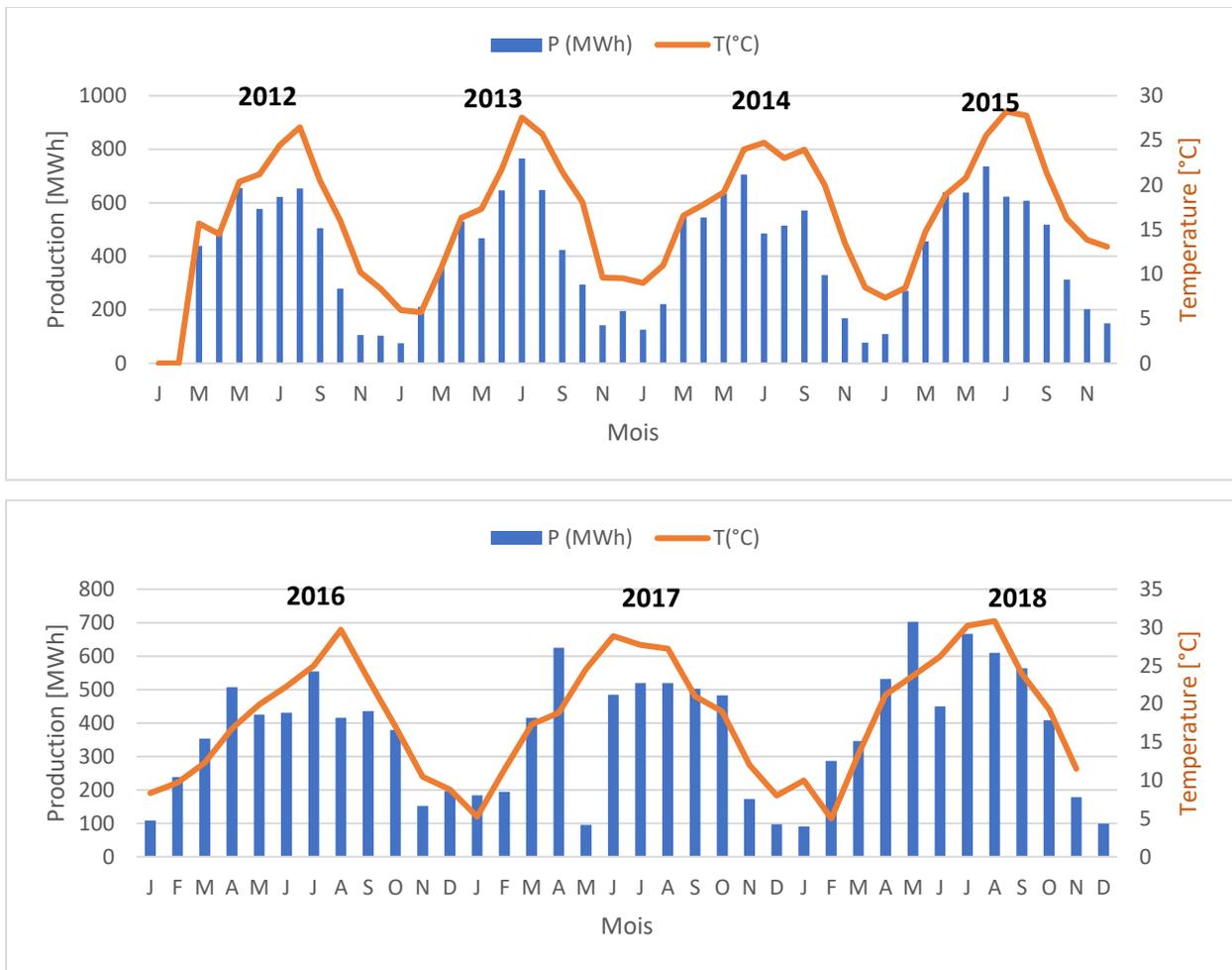


Figure VI.13 : Évolution mensuelle de la production et de la température ambiante.

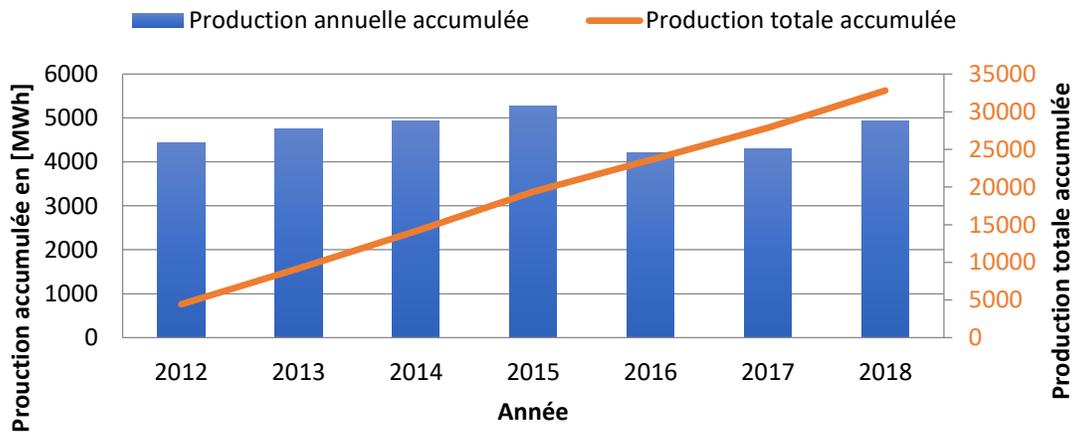


Figure VI.14 : Évolution annuelle de la production cumulée.

Chapitre VI : Étude de l'évolution de la performance de la centrale solaire PV de Sourdun

Le nombre d'itération de la production journalière et de la température ambiante journalière est présentée sur la figure VI.15. La figure VI.15 nous donne une vision plus claire sur les intervalles de la production et de la température extérieure en fonction du nombre de jours. Par exemple, pendant 425 jours de la période d'étude, la production est dans l'intervalle de 0 et 3 MWh, puis elle commence à être plus régulière avec une moyenne de 237 jours pour les productions entre 3 et 27 MWh. Le nombre d'itération de la température extérieure journalière est inversement proportionnelle à la fréquence de la production journalière.

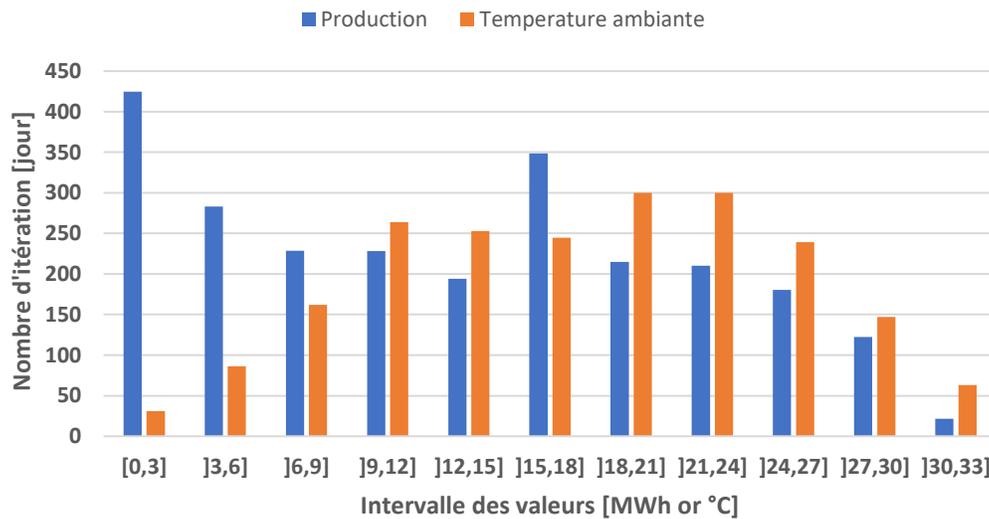


Figure VI.15 : Nombre d'itération de la production journalière et de la température extérieure journalière pour la période d'étude.

Les figures VI.16 et VI.17 présentent successivement la variation mensuelle et annuelle du rendement de référence (Y_r) et le rendement final ou du système (Y_f).

La valeur la plus basse du rendement de référence a été enregistrée en décembre 2014 avec 0,63 h et la valeur maximale en juillet 2013 avec 6,39 h, la moyenne mensuelle sur la période d'étude étant de 3,62 h. Le rendement du système a eu une moyenne mensuelle de 2,94 h avec des valeurs extrêmes de 0,54 h et 5,49 h en janvier 2013 et juillet 2013 respectivement. Entre septembre 2017 et février 2018, un manque de données pour l'insolation de l'installation a rendu impossible le calcul des rendements.

L'évolution du rendement de référence et du rendement final nous a permis de constater la différence entre ces deux paramètres. Cet écart représente les pertes de conversion d'énergie entre

Chapitre VI : Étude de l'évolution de la performance de la centrale solaire PV de Sourdun

l'incidence du rayonnement solaire sur le module et la sortie des onduleurs. Les valeurs moyennes de Y_r et Y_f sont de 3,74 h et 2,99 h respectivement.

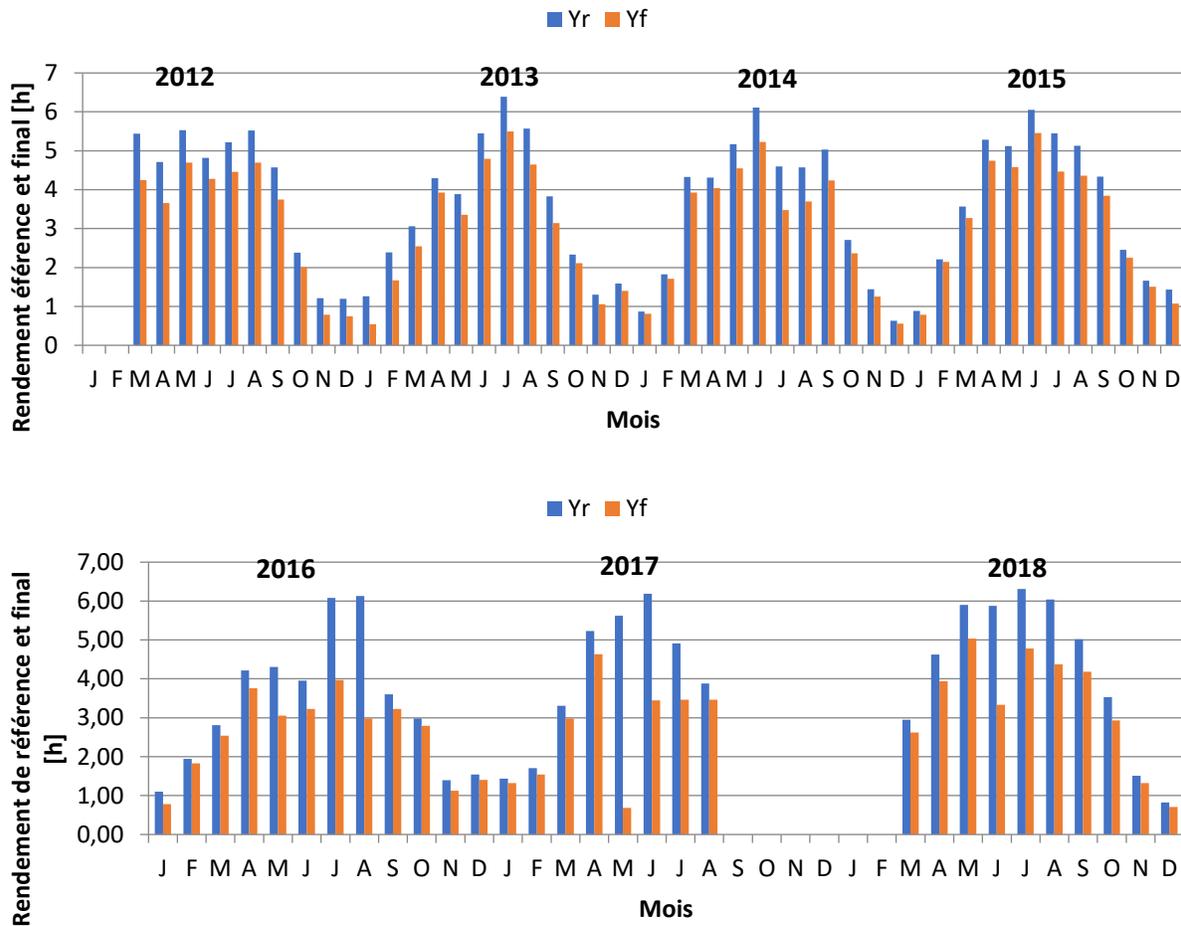


Figure VI.16 : Évolution mensuelle du rendement de référence et du rendement final.

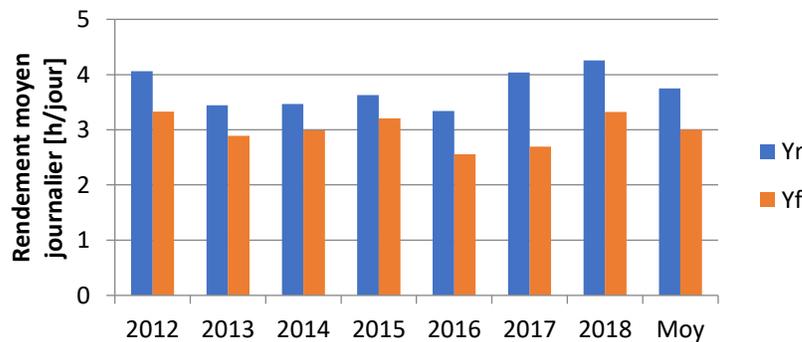


Figure VI.17 : Évolution annuelle du rendement de référence et du rendement final.

Chapitre VI : Étude de l'évolution de la performance de la centrale solaire PV de Sourdu

La figure VI.18 montre la disponibilité mensuelle moyenne de la centrale photovoltaïque de Sourdu pour l'ensemble de la période d'étude. Elle est mesurée en pourcentage du nombre d'heures d'arrêt pendant la journée. La valeur moyenne est de 97%, avec un minimum de 67%. La disponibilité prend en compte, partiellement ou totalement, les temps d'arrêt de la production, principalement dus à des pannes d'onduleurs ou à des opérations de maintenance. Voici quelques exemples des causes des arrêts expliquant la baisse de la disponibilité apparaissant pour quelques mois soulignés par le graphique de la figure 9. En octobre 2012, les onduleurs n'ont pas redémarré après une panne de courant. La société EDF a dû couper la ligne et SIEMENS n'a fait fonctionner à nouveau que les onduleurs 2 et 4 (disjoncteurs) en raison d'un défaut d'isolement sur la sortie des onduleurs, obligeant SIEMENS à remettre en service un onduleur sur deux. En décembre 2015, un problème de court-circuit est survenu sur l'entrée DC de l'onduleur 3 et lors de l'opération de maintenance prise en charge par SIEMENS, un problème sur l'arrêt d'urgence est apparu, nécessitant une coupure HT-off. En août 2016, un arrêt des onduleurs 1 et 4 s'est produit avec une coupure de la fibre optique et une mise hors service par ERDF. En mai 2017, une interruption a dû être exécutée par EDF car l'onduleur maître PTR2 ne pouvait pas démarrer et le relais SEPAM a subi un blocage. D'autres problèmes techniques ont dû être surmontés, comme une alimentation défectueuse de l'onduleur PTR4 et un transfert d'informations du pyranomètre désactivé. La disponibilité ne prend en compte que les arrêts de la production. Des défaillances dans la communication et l'enregistrement des données peuvent parfois conduire à un manque de données. À titre d'exemple, pour la période de septembre 2017 à février 2018, l'absence de données n'a pas été comptabilisée dans la disponibilité bien que la production n'ait pas été affectée.

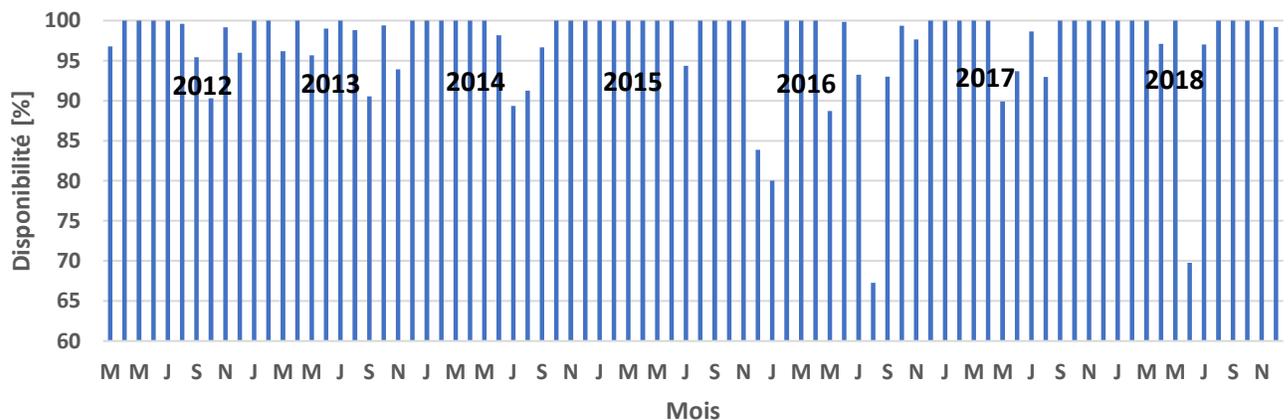


Figure VI.18 : Disponibilité de la centrale photovoltaïque de Sourdu.

L'évolution annuelle du rapport de performance de la centrale photovoltaïque est présentée dans la Figure VI.19. Dans notre étude, l'évolution du rapport de performance annuel est légèrement impactée par la température du fait que le climat en France est plutôt froid pendant la majeure partie de l'année. Il varie entre 84,12% et 90,54%, avec une moyenne de 87,18%. Comme décrit ci-dessus, la performance de l'installation PV est affectée par les temps d'arrêt pour maintenance ou pannes. En tenant compte de ces arrêts, le ratio de performance corrigé par rapport à la disponibilité, PR_D, a été déterminé, et une augmentation du ratio de performance de 0,92% a été trouvée.

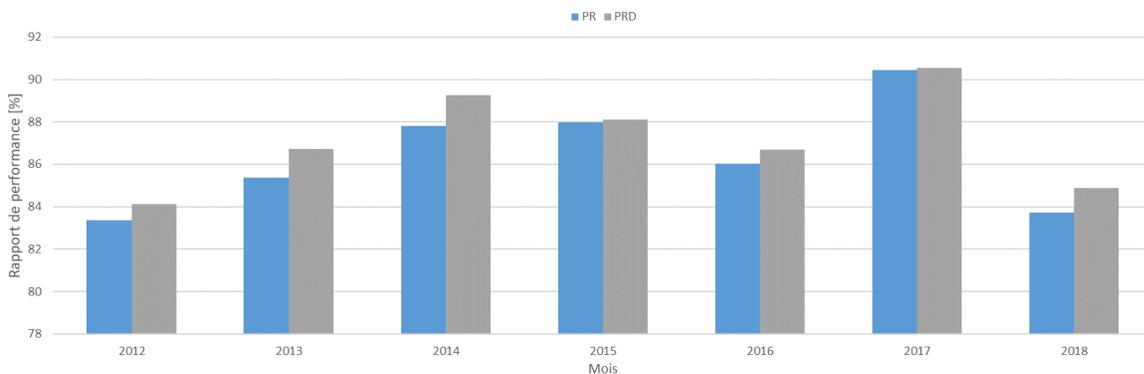


Figure VI.19 : Évolution annuelle du rapport de performance.

La figure VI.20 présente l'évolution annuelle du facteur de capacité et de l'efficacité du système. Le facteur de capacité a un moyen annuel de 38,04% avec un minimum de 28,94 % en 2016 et un maximum de 44,99% en 2012. L'efficacité du système a un moyen de 12,66% et des valeurs extrêmes de 12,23% en 2015 et 13,17% en 2017. Le facteur de capacité décrit la productivité de l'installation par rapport à la puissance crête de façon annuelle.

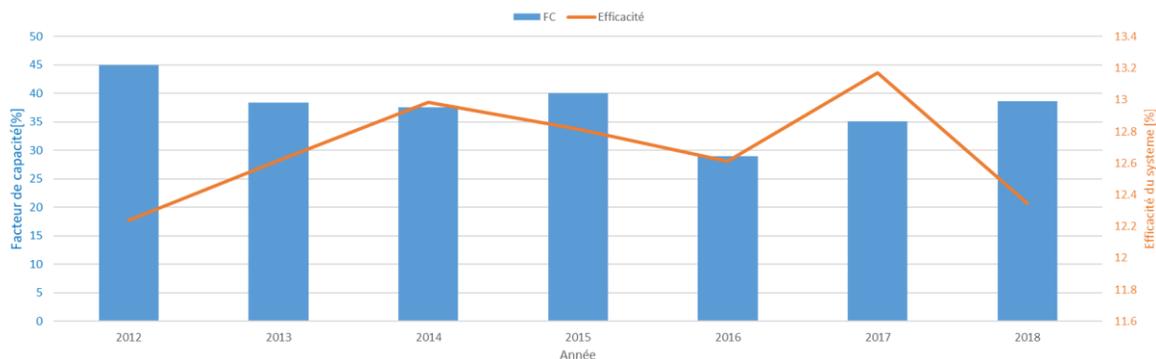


Figure VI.20 : Évolution annuelle du facteur de capacité et efficacité du système.

Chapitre VI : Étude de l'évolution de la performance de la centrale solaire PV de Sourdun

Afin de comparer et de valider les performances de la centrale PV de Sourdun, une confrontation avec plusieurs autres centrales PV en Europe est présentée dans le tableau VI.3. Nous avons recherché dans la littérature les études qui suivaient la même norme IEC 61724, pour des installations PV situées précisément en Europe ayant la même échelle pour la puissance de crête. Les résultats des installations (Sardaigne, Espagne V et Espagne VI) sont examinés attentivement, car celles-ci utilisent toutes la même technologie du silicium polycristallin. Ces trois dernières présentent des taux de rendement annuels moyens se situant entre 80,96 à 85,09%, qui sont du même ordre de grandeur que celui obtenu pour la centrale photovoltaïque de Sourdun sans tenir compte de la disponibilité. Néanmoins, la disponibilité n'est généralement pas prise en compte dans ce type d'étude de performance. De plus, l'ensoleillement et la température ambiante relativement faibles de Sourdun (France) minimisent les pertes dues à l'effet de la température et limitent l'émergence de dégradations telles que les points chauds.

Tableau VI.3 : Comparaison des performances de diverses installations photovoltaïques en Europe étudiées à l'aide de la norme IEC 61724.

Pays	Période d'étude (année) / Puissance crête	Technologies	PR (%)	Intervalle du PR (%)	Yr (h/jour)	Yf (h/jour)	Référence
Crête, Grèce	1 an 171,36 kWc	m-Si	67,36	58 à 73	2,97 à 7,24	1,95 à 5,07	[109]
Sardaigne, Italie	1 an 300 kWc	p-Si	83,20	74,8 à 89,9	-----	-----	[167]
Nazouco, Portugal	3 ans 124,2 kWc	a-Si	78,33	76 à 80	-----	3,45	[168]
Allemagne	4 ans 5 MWc	Si	66,5	47,5 à 81	-----	1,17 à 2,39	[104]
Espagne V	3 ans 4,6 MWc	p-Si	85,09	83,56 à 87,11	7,25	6,16	[110]
Espagne VI	3 ans 370 kWc	p-Si	80,96	80,39 à 81,39	5,46	4,42	[110]
Sourdun, France	7 ans 4,5 MWc	p-Si	87,18	84,12 à 90,54	3,92	3,33	Présente étude

VI-4 Évaluation de la dégradation des performances sous les conditions climatiques tempérées

VI-4-1 Méthodologie

La dégradation des installations photovoltaïque est déterminé à partir de la baisse de performance, qui est affectée par les conditions environnementales, principalement la température ambiante [83] qui varie d'une année à l'autre et contribue à l'augmentation de la température des modules PV. Afin d'éliminer l'influence de la température, on utilise le rapport de performance corrigé à la température.

VI-4-2 Étude de la dégradation

Pour déterminer la dégradation de la performance au cours des années d'exploitation, l'évolution annuelle du rapport de performance a été calculée à partir de la moyenne de l'évolution journalière. L'évolution annuelle du rapport de performance corrigée relativement à la température et de la disponibilité, PR_{CD} , fournie par l'équation (II.9), a été utilisée.

La pente de l'évolution du ratio de performance en fonction du temps décrit la diminution de ce dernier, en d'autres termes, sa dégradation dans le temps comme illustré sur la figure V.21.

Pour la centrale photovoltaïque de Sourdun, le taux de dégradation trouvé est de 0,209%/an. Cette valeur est calculée en considérant uniquement les rapports de performance annuels entre les années 2013 et 2018 en raison d'un manque partiel de données comme souligné dans la section VI-2-4-2. Cette valeur est inférieure au taux de dégradation prévu par la société Kilowattsol qui l'avait estimé à 0,5%/an dans l'étude de dimensionnement avant la réalisation de la centrale PV.

Comme la régression est déterminée en nombre limité des années, on ne peut pas avoir confiance complètement des résultats.

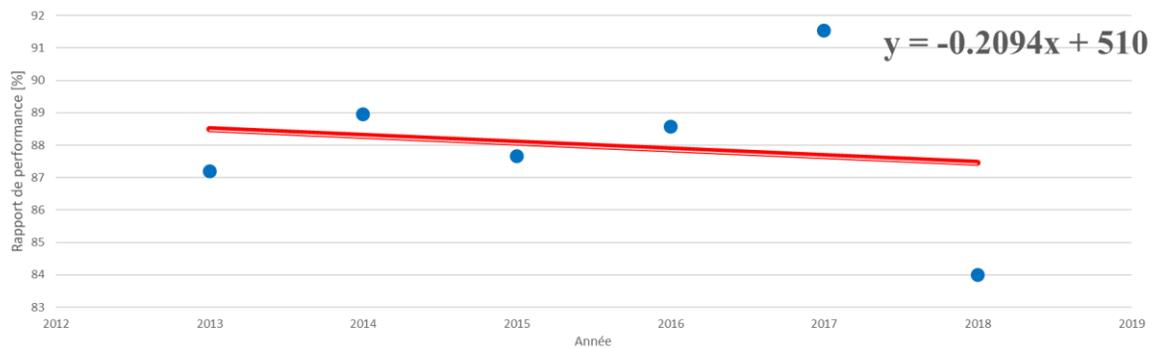


Figure V.21 : Évolution annuelle du rapport de performance corrigé à la température et la disponibilité.

En comparant ce taux à d'autres acquis avec des études dans lesquelles la même norme IEC 61724 a été utilisée pour le calcul du rapport de performance, le taux de dégradation s'avère raisonnable (voir figure VI.22). Les taux de dégradation pour l'Espagne, résultant des pentes de performance de cinq installations ayant été opérationnelles pendant une période supérieure ou égale à 3 ans, varient de 0,18%/an à 0,736%/an [110]. Cette différence dans le taux de dégradation des installations obtenu sous des conditions climatiques quasi identiques est très probablement due à l'effet de la poussière ou au dysfonctionnement de certains modules des chaînes. Par ailleurs, à Djibouti [98], une étude similaire a révélé un taux de dégradation de 0,186%/an malgré le climat maritime tropical désertique de cet endroit. Dans une autre étude, le taux de dégradation était de 0,9%/an pour une centrale PV de 7420 Wc utilisant la technologie du silicium cristallin sous un climat tempéré [169].

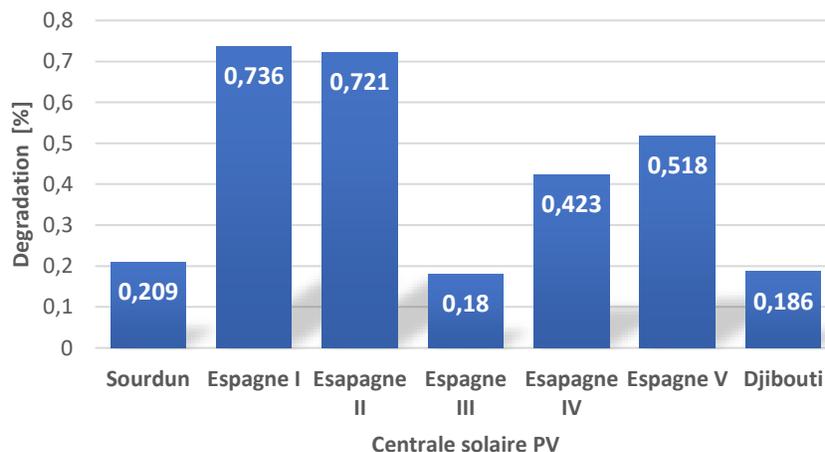


Figure VI.22 : Taux de dégradation de la centrale PV de Sourdun par rapport aux autres installations PV étudiées avec la norme IEC 61724.

VI-5 Conclusion

L'objectif de cette étude était d'une part d'observer l'évolution des performances de la centrale photovoltaïque de Sourdun (France) sur une longue période de fonctionnement et, d'autre part, d'estimer la dégradation des performances au fil des années. Pour ce faire, la norme IEC 61724 a été utilisée et nous a permis d'établir une méthode pour réaliser l'étude de performance, déterminer le taux de dégradation annuel et le comparer avec d'autres résultats rapportés. La centrale a une puissance de pointe de 4,5 MWc et utilise des modules PV de technologie silicium polycristallin.

Les principaux résultats de cette étude portant sur l'évolution de la performance de la centrale PV de Sourdun pendant sept ans selon la norme IEC 61724 sont les suivants :

- Le rendement de référence et le rendement du système ont une moyenne annuelle de 3,92 h et 3,33 h respectivement ;
- La moyenne annuelle du ratio de performance variant de 84,12% et 90,54% avec une moyenne de 87,18% pour la période d'étude est généralement faible en été et élevée en hiver en fonction de la température ambiante ;
- Le taux de dégradation annuel moyen entre 2013 et 2018 de 0,209% est comparable aux installations des pays voisins, à savoir l'Espagne où le taux de dégradation moyen des installations étudiées est d'environ 0,51%/an.

Conclusion générale

Ce mémoire de thèse présente l'étude de performance d'installations photovoltaïques (PV) à différentes échelles et exploitées sous différentes régions climatiques en France. Ce travail présente en premier lieu des généralités sur les modules PV en décrivant les composants des modules PV et leurs caractéristiques, leur principe de fonctionnement, les semi-conducteurs et la jonction PN, les différentes technologies actuellement développées avec leurs rendements, la description de la courbe I-V d'un module PV et les définitions des paramètres pour la modélisation d'un module PV.

- ✓ L'état de l'art portant sur les modes de dégradation des modules PV et de leurs composants souligne que les principales dégradations sont la décoloration, la délamination, la corrosion et les fissures. Des conditions climatiques spécifiques telles que le rayonnement UV, la température et l'humidité correspondent aux principaux facteurs de dégradation des modules PV.
- ✓ Une présentation de la norme IEC 61724, de ses paramètres d'analyse de performance et de quelques études des installations PV qui utilisent cette norme.

Deuxièmement, une étude paramétrique sur la dégradation d'un module PV a été réalisée. Les simulations sont mises en œuvre en utilisant un modèle intégré dans un code de calcul nommé SOPHEE qui a été développé sous Matlab auparavant. On considère le cas d'un module de type FL60-250MBP afin de simuler la sensibilité de dégradation des paramètres résistance série et résistance parallèle sur la dégradation globale du module. Les résultats montrent que :

- ✓ Une augmentation de 100% de la résistance série provoque une diminution d'environ 5% de la puissance globale de sortie du module.
- ✓ Pour une dégradation de 50% de la résistance parallèle, on a une diminution inférieure à 0,5% de la puissance globale du module.

Troisièmement, une étude de performance en conditions extérieures du module précédent (de type FL60-250MBP) selon les paramètres de la norme IEC 61724 et une étude de dégradation des paramètres du module en s'appuyant sur les données expérimentales de la production dans les conditions réelles ont été faites. Le module est placé à Gif-sur-Yvette, en Île-de-France, et produit sous un climat tempéré chaud classé comme climat océanique. Les données de production du module étaient disponibles pour une période de cinq mois sur trois années différentes.

✓ Le rapport de performance moyen pour la période d'étude (juin à septembre 2018) est de 87,53% avec un minimum de 83,93% en juillet et un maximum de 89,56% en septembre.

✓ L'évolution montre une diminution de performance globale du module de 0,20%/an pour l'échantillon des jours choisis, une augmentation de résistance série de 0,257%, une diminution de résistance parallèle de 0,023%, une dégradation du courant maximal de 0,229%, une augmentation de la tension maximale de 0,002% et une diminution de la puissance maximale de 0,226%.

Quatrièmement, une étude statistique sur plus de 2613 installations PV domestiques en toiture dans les différents environnements climatiques de la France a été réalisée. Les installations utilisent des modules de technologie silicium monocristallin et silicium polycristallin avec des puissances généralement supérieures à 2 kWc pour une installation. L'étude traite les données du site BDPV à partir de l'analyse de l'indicateur P2P (Peers to Peers) annuelle des installations, indicateur permettant de comparer une installation à ses voisines :

- ✓ La majorité des installations, soit 85,47% d'entre elles, ont un taux de dégradation global inférieur à 1,5%/an.
- ✓ La valeur la plus élevée du taux de dégradation global se situe dans la région Île-de-France (1,66%/an) et la plus faible dans la région de Bretagne (0,75%), avec une moyenne de 1,03%.
- ✓ La valeur la plus élevée du taux de vieillissement naturel se situe dans la région Île-de-France (0,54%/an) et la plus faible dans la région Bretagne (0,42%), avec une moyenne de 0,48%.
- ✓ le coefficient de corrélation r entre le taux de vieillissement et les paramètres climatiques est égal à 0,36 pour la température. En revanche, il est plus élevé pour les précipitations ($r=0,70$).

Enfin, une étude de l'évolution de performance de la centrale photovoltaïque de Sourdon (Seine-et-Marne, France) sur une longue période de fonctionnement, 2012 à 2019, a permis d'estimer le taux de dégradation de performance au fil des années. La centrale qui a une puissance de pointe de 4,5 MWc utilise des modules PV en silicium polycristallin et opère sous un climat tempéré chaud classé comme climat océanique. Les principaux résultats de cette étude sur l'évolution des

performances de la centrale PV de Sourdun pendant sept ans selon la norme IEC 61724 sont les suivants :

- ✓ Le rendement de référence et le rendement du système ont une moyenne annuelle de 3,92 h et 3,33 h respectivement ;
- ✓ La moyenne annuelle du ratio de performance variant de 84,12% et 90,54% avec une moyenne de 87,18% pour la période d'étude est généralement faible en été et élevée en hiver en fonction de la température ambiante ;
- ✓ Le taux de dégradation annuel moyen entre 2013 et 2018 de 0,209% est comparable aux installations des pays voisins, à savoir l'Espagne, où le taux de dégradation moyen des installations étudiées est d'environ 0,51%/an.

La diminution de performances simulée sur un panneau en silicium cristallin à partir de son modèle électrique est validée par les résultats expérimentaux obtenus sur ce même panneau suivi pendant plusieurs années. En outre, le taux de vieillissement annuel établi par l'analyse des données disponibles en P2P sur les installations photovoltaïques domestiques converge vers la même valeur, avec de faibles variations liées à la zone climatique d'implantation. Ce taux est également très proche de celui d'une centrale de grande taille dont la performance a été enregistrée entre 2013 et 2018. Ces résultats suggèrent qu'il est possible de simuler le vieillissement d'une centrale photovoltaïque de technologie silicium cristallin, quelle que soit sa taille, à partir de l'évolution des paramètres d'un module (courant de court-circuit, tension en circuit-ouvert, résistances série et parallèle). Ces travaux contribuent donc à fiabiliser l'extrapolation géographique (sur tout le territoire français) et dimensionnelle (du panneau à la centrale) des valeurs obtenues par simulation, ouvrant la voie à un allègement des processus de maintenance et de prévision de performance.

Les résultats obtenus dans cette thèse pourront se poursuivre avec les perspectives ci-après.

- ✓ Par la suite, il serait intéressant de continuer l'analyse des données d'installations PV à petite échelle ou à échelle moyenne afin d'observer la dégradation de chaque paramètre séparément et de voir l'influence des conditions climatiques sur chaque paramètre. Ce genre d'étude est possible si on traite les données d'un module pour une longue période afin d'observer les variations des caractéristiques de la courbe I-V dans le temps.

- ✓ Cette thèse montre que les simulations et l'étude expérimentale du vieillissement d'un module PV seul est lié à celui d'installations PV ayant des échelles de puissance plus grandes en France. Il s'agira également de vérifier que la méthodologie est transposable pour des panneaux de différentes technologies quelque soit le lieu de leur implantation.

Bibliographie

-
- [1] D. Brandy, “IRENA Capacity Stats 2020_Press Release,” 2021.
- [2] “Electricity Monthly Update - U.S. Energy Information Administration (EIA).” Accessed: Jul. 11, 2022. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/electricity/monthly/update/index.php>
- [3] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, “Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review: Photovoltaic degradation rates,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, no. 1, pp. 12–29, Jan. 2013, doi: 10.1002/pip.1182.
- [4] S. S. Chandel, M. Nagaraju Naik, V. Sharma, and R. Chandel, “Degradation analysis of 28 year field exposed mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar water pumping system in western Himalayan region of India,” *Renewable Energy*, vol. 78, pp. 193–202, Jun. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.01.015.
- [5] A. Chouder and S. Silvestre, “Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis,” *Energy Conversion and Management*, vol. 51, no. 10, pp. 1929–1937, Oct. 2010, doi: 10.1016/j.enconman.2010.02.025.
- [6] R. Dabou et al., “Monitoring and performance analysis of grid connected photovoltaic under different climatic conditions in south Algeria,” *Energy Conversion and Management*, vol. 130, pp. 200–206, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2016.10.058.
- [7] J. Leloux et al., “Monitoring 30, 000 PV systems in Europe: Performance, Faults, and State of the Art,” in *Proceedings of the 31st European PV Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg, Germany, 2015, pp. 14–18.
- [8] “IEC61724-1:2017. Photovoltaic System Performance—Part 1: Monitoring; International Electrotechnical Commission.” 2017.
- [9] “iTeh Standards.” Accessed: Oct. 20, 2020. [Online]. Available: <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/f8b04729-0bcc-498e-9541-57bc6463944f/sist-en-61724-2001>
- [10] R. Srivastava, A. N. Tiwari, and V. K. Giri, “An overview on performance of PV plants commissioned at different places in the world,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 54, pp. 51–59, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.esd.2019.10.004.
- [11] “Energías renovables.” Accessed: Oct. 24, 2021. [Online]. Available: <http://solarinnova.com/>
- [12] C. Peike, Ingrid Hädrich, Karl-Anders Weiß & Ines Dürr, “Overview of PV module encapsulation materials.” [Online]. Available: Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany
- [13] “CEI 61215 : Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre Qualification de la conception et homologation.” International Electrotechnical Commission, Apr. 2005.
- [14] F. J. Pern and A. W. Czanderna, “EVA degradation mechanisms simulating those in PV modules,” in *AIP Conference Proceedings*, Denver, Colorado (USA): AIP, 1992, pp. 445–452. doi: 10.1063/1.42901.
- [15] A. W. Czanderna and F. J. Pern, “Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 43, no. 2, pp. 101–181, Sep. 1996, doi: 10.1016/0927-0248(95)00150-6.
- [16] P. Klemchuk, M. Ezrin, G. Lavigne, W. Holley, J. Galica, and S. Agro, “Investigation of the degradation and stabilization of EVA-based encapsulant in field-aged solar energy modules,” *Polymer Degradation and Stability*, vol. 55, no. 3, pp. 347–365, Mar. 1997, doi: 10.1016/S0141-3910(96)00162-0.
- [17] Holley, Jr, W H, Agro, S C, Galica, J P, Thoma, L A, Yorgensen, R S, Ezrin, M, Klemchuk, P, Lavigne, G, and Thomas, H., “Investigation into the causes of browning in EVA encapsulated flat plate PV modules” 1994.

- [18] C. Peike, P. Hülsmann, M. Blüml, P. Schmid, K.-A. Weiß, and M. Köhl, “Impact of Permeation Properties and Backsheet-Encapsulant Interactions on the Reliability of PV Modules,” *ISRN Renewable Energy*, vol. 2012, pp. 1–5, Aug. 2012, doi: 10.5402/2012/459731.
- [19] M. Kempe, “Overview of scientific issues involved in selection of polymers for PV applications,” in 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Seattle, WA, USA: IEEE, Jun. 2011, pp. 000085–000090. doi: 10.1109/PVSC.2011.6185851.
- [20] E. Bittmann, O. Mayer, M. Zettl, and O. Stern, “Low Concentration PV With Polycarbonate,” 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, vol. 1-5 September 2008, p. 3 pages, 4010 kb, 2008, doi: 10.4229/23RDEUPVSEC2008-1CV.2.35.
- [21] G. Oreski, G. Wallner, and P. Randel, “Characterization of a Silicon Based Thermoplastic Elastomer for PV Encapsulation,” 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, vol. 1-5 September 2008, p. 3 pages, 1246 kb, 2008, doi: 10.4229/23RDEUPVSEC2008-4AV.3.48.
- [22] Eller, R., “Global trends in olefinic TPE’s.” 2004. [Online]. Available: www.robertellerassoc.com/articles/polyolefins04.pdf
- [23] I. C. McNeill and M. H. Mohammed, “A comparison of the thermal degradation behaviour of ethylene-ethyl acrylate copolymer, low density polyethylene and poly(ethyl acrylate),” *Polymer Degradation and Stability*, vol. 48, no. 1, pp. 175–187, Jan. 1995, doi: 10.1016/0141-3910(95)00030-P.
- [24] I. C. McNeill, A. Alston, “Thermal degradation behaviour of acrylic salt polymers and ionomers,” vol. ngew. Makromol. Chem., Vol. 261, p. 157, 1998, doi: 10.1002/(SICI)1522-9505(19981201)261:1<157::AID-APMC157>3.0.CO;2-G.
- [25] NRCA, “Thermoplastic membranes.” 2013. [Online]. Available: <https://www.nrca.net/GenericError.htm?aspxerrorpath=/consumer/types/thermop.aspx>
- [26] T. Swonke and R. Auer, “Impact of moisture on PV module encapsulants,” presented at the SPIE Solar Energy + Technology, N. G. Dhare, J. H. Wohlgemuth, and D. T. Ton, Eds., San Diego, CA, Aug. 2009, p. 74120A. doi: 10.1117/12.825943.
- [27] IEC, “IEC TS 61836 : Solar photovoltaic energy systems - Terms, definitions and symbols.” 2007.
- [28] A. Omazic et al., “Relation between degradation of polymeric components in crystalline silicon PV module and climatic conditions: A literature review,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 192, pp. 123–133, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.solmat.2018.12.027.
- [29] E. Parnham, A. Whitehead, S. Pain, and B. Brennan, “Comparison of Accelerated UV Test Methods with Florida Exposure for Photovoltaic Backsheet Materials,” 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 1345-1348, p. 4 pages, 7343 kb, 2017, doi: 10.4229/EUPVSEC20172017-5BO.5.5.
- [30] W. J. Gambogi, “Comparative Performance of Backsheets for Photovoltaic Modules,” 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, vol. 6-10 September 2010, p. 5 pages, 3870 kb, 2010, doi: 10.4229/25THEUPVSEC2010-4AV.3.39.
- [31] “Quelle est l’importance du cadre d’un module solaire?,” aleo solar - France. Accessed: Oct. 23, 2021. [Online]. Available: <https://www.aleo-solar.fr/importance-cadre-panneau-solaire/>
- [32] “La boîte de jonction solaire photovoltaïque - Connaissances - DS New Energy.” Accessed: Oct. 23, 2021. [Online]. Available: <https://www.dsnsolar.com/info/the-solar-pv-junction-box-54220374.html>

- [33] B. Flèche - D. Delagnes, "Production d'énergie électrique : energie solaire photovoltaïque." Jun. 2007.
- [34] A. Labouret, P. Cumunel, and J.-P. Braun, "Cellules solaires les bases de l'énergie photovoltaïque 5 5." ETSF, Éd. techniques et scientifiques françaises : Dunod, Paris, 2010.
- [35] S. Ghosh and R. Yadav, "Future of photovoltaic technologies: A comprehensive review," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 47, p. 101410, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101410.
- [36] "National Renewable Energy Laboratory (NREL) Home Page | NREL." Accessed: Oct. 24, 2021. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/>
- [37] M. A. Green, E. D. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis, and A. W. Y. Ho-Baillie, "Solar cell efficiency tables (Version 55)," *Prog Photovolt Res Appl*, vol. 28, no. 1, pp. 3–15, Jan. 2020, doi: 10.1002/pip.3228.
- [38] S. Mathew et al., "Dye-sensitized solar cells with 13% efficiency achieved through the molecular engineering of porphyrin sensitizers," *Nature Chem*, vol. 6, no. 3, pp. 242–247, Mar. 2014, doi: 10.1038/nchem.1861.
- [39] F. Wang et al., "Fabrication of Single-Walled Carbon Nanotube/Si Heterojunction Solar Cells with High Photovoltaic Performance," *ACS Photonics*, vol. 1, no. 4, pp. 360–364, Apr. 2014, doi: 10.1021/ph400133k.
- [40] F. De Nicola et al., "Record efficiency of air-stable multi-walled carbon nanotube/silicon solar cells," *Carbon*, vol. 101, pp. 226–234, May 2016, doi: 10.1016/j.carbon.2016.01.099.
- [41] M. Kontges et al., "Assessment of Photovoltaic Module Failures in the field," Report IEA PVPS T13-09:2017, 2017.
- [42] Wohlgemuth, J.H., Cunningham, D.W. et al., "Failure modes of crystalline silicon modules," in *Proceedings of PV Module Reliability Workshop, 2010*. [Online]. Available: http://www1.eere.energy.gov/solar/pv_module_reliability_workshop_2010.html
- [43] Changwoon, H. et al., "Lifetime prediction of silicon PV module ribbon wire in three local weathers." 2012.
- [44] K. J. Geretschläger, G. M. Wallner, and J. Fischer, "Structure and basic properties of photovoltaic module backsheets films," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 144, pp. 451–456, Jan. 2016, doi: 10.1016/j.solmat.2015.09.060.
- [45] G. Jorgensen et al., "Moisture transport, adhesion, and corrosion protection of PV module packaging materials," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 90, no. 16, pp. 2739–2775, Oct. 2006, doi: 10.1016/j.solmat.2006.04.003.
- [46] A. Mihaljevic, G. Oreski, and G. Pinter, "Influence of Backsheet Type on Formation of Acetic Acid in PV Modules," 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 1812-1814, p. 3 pages, 4719 kb, 2016, doi: 10.4229/EUPVSEC20162016-5BV.1.2.
- [47] D. E. Carlson et al., "Corrosion effects in thin-film photovoltaic modules," *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 11, no. 6, pp. 377–386, Sep. 2003, doi: 10.1002/pip.500.
- [48] M. D. Kempe, G. J. Jorgensen, K. M. Terwilliger, T. J. McMahan, C. E. Kennedy, and T. T. Borek, "Acetic acid production and glass transition concerns with ethylene-vinyl acetate used in photovoltaic devices," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 91, no. 4, pp. 315–329, Feb. 2007, doi: 10.1016/j.solmat.2006.10.009.
- [49] O. S. Sastry et al., "Performance analysis of field exposed single crystalline silicon modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 94, no. 9, pp. 1463–1468, Sep. 2010, doi: 10.1016/j.solmat.2010.03.035.

- [50] C. Peike, L. Purschke, K.-A. Weiss, M. Kohl, and M. Kempe, "Towards the origin of photochemical EVA discoloration," in 2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Tampa, FL, USA: IEEE, Jun. 2013, pp. 1579–1584. doi: 10.1109/PVSC.2013.6744447.
- [51] M. Gagliardi, P. Lenarda, and M. Paggi, "A reaction-diffusion formulation to simulate EVA polymer degradation in environmental and accelerated ageing conditions," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 164, pp. 93–106, May 2017, doi: 10.1016/j.solmat.2017.02.014.
- [52] M. C. C. de Oliveira, A. S. A. Diniz Cardoso, M. M. Viana, and 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," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2299–2317, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.06.039.
- [53] E. Kaplani, "Detection of Degradation Effects in Field-Aged c-Si Solar Cells through IR Thermography and Digital Image Processing," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2012, pp. 1–11, 2012, doi: 10.1155/2012/396792.
- [54] N. Bosco, S. Moffitt, and L. T. Schelhas, "Mechanisms of adhesion degradation at the photovoltaic module's cell metallization-encapsulant interface," *Prog Photovolt Res Appl*, vol. 27, no. 4, pp. 340–345, Apr. 2019, doi: 10.1002/pip.3106.
- [55] J. Tracy, D. R. D'hooge, N. Bosco, C. Delgado, and R. Dauskardt, "Evaluating and predicting molecular mechanisms of adhesive degradation during field and accelerated aging of photovoltaic modules," *Prog Photovolt Res Appl*, vol. 26, no. 12, pp. 981–993, Dec. 2018, doi: 10.1002/pip.3045.
- [56] M. A. Munoz, M. C. Alonso-García, N. Vela, and F. Chenlo, "Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions," *Solar Energy*, vol. 85, no. 9, pp. 2264–2274, Sep. 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.06.011.
- [57] R. Meena, S. Kumar, and R. Gupta, "Comparative investigation and analysis of delaminated and discolored encapsulant degradation in crystalline silicon photovoltaic modules," *Solar Energy*, vol. 203, pp. 114–122, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.04.041.
- [58] M. Dhimish, V. Holmes, B. Mehrdadi, and M. Dales, "The impact of cracks on photovoltaic power performance," *Journal of Science: Advanced Materials and Devices*, vol. 2, no. 2, pp. 199–209, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.jsamd.2017.05.005.
- [59] K. Morita; T. Inoue; H. Kato; I. Tsuda; 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, IEEE, May 2003.
- [60] G. Cuddalorepatta, A. Dasgupta, S. Sealing, J. Moyer, T. Tolliver, and J. Loman, "Durability of Pb-free solder between copper interconnect and silicon in photovoltaic cells: Durability of Pb-free solder," *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 18, no. 3, pp. 168–182, May 2010, doi: 10.1002/pip.944.
- [61] S. Kajari-Schröder, I. Kunze, and M. Kšntges, "Criticality of Cracks in PV Modules," *Energy Procedia*, vol. 27, pp. 658–663, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.07.125.
- [62] F. Haase, J. Kasewieter, S. R. Nabavi, E. Jansen, R. Rolfes, and M. Kontges, "Fracture Probability, Crack Patterns, and Crack Widths of Multicrystalline Silicon Solar Cells in PV Modules During Mechanical Loading," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, no. 6, pp. 1510–1524, Nov. 2018, doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2871338.

- [63] C. Buerhop et al., “Evolution of cell cracks in PV-modules under field and laboratory conditions,” *Prog Photovolt Res Appl*, vol. 26, no. 4, pp. 261–272, Apr. 2018, doi: 10.1002/pip.2975.
- [64] M. Dhimish, “Micro cracks distribution and power degradation of polycrystalline solar cells wafer: Observations constructed from the analysis of 4000 samples,” *Renewable Energy*, vol. 145, pp. 466–477, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.06.057.
- [65] E. Cho, A. Rohatgi, and Y.-W. Ok, “Comparison of light-induced degradation and regeneration in P-type monocrystalline full aluminum back surface field and passivated emitter rear cells,” *Current Applied Physics*, vol. 18, no. 12, pp. 1600–1604, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.cap.2018.10.015.
- [66] R. Sato, T. Ishii, S. Choi, Y. Chiba, M. Kasu, and A. Masuda, “Output power behavior of passivated emitter and rear cell photovoltaic modules during early installation stage: influence of light-induced degradation,” *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 58, no. 10, p. 106510, Oct. 2019, doi: 10.7567/1347-4065/ab42ba.
- [67] Alasfour A.T. and Alzubi F.G, “Light-induced degradation in multi-crystalline modules and systems under field conditions,” presented at the 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Marseille, 2019.
- [68] N. M. Kumar, R. P. Gupta, M. Mathew, A. Jayakumar, and N. K. Singh, “Performance, energy loss, and degradation prediction of roof-integrated crystalline solar PV system installed in Northern India,” *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 13, p. 100409, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.csite.2019.100409.
- [69] Y. Komatsu, S. Yamaguchi, A. Masuda, and K. Ohdaira, “Multistage performance deterioration in n-type crystalline silicon photovoltaic modules undergoing potential-induced degradation,” *Microelectronics Reliability*, vol. 84, pp. 127–133, May 2018, doi: 10.1016/j.microrel.2018.03.018.
- [70] M. A. Islam, M. Hasanuzzaman, and N. A. Rahim, “Investigation of the potential induced degradation of on-site aged polycrystalline PV modules operating in Malaysia,” *Measurement*, vol. 119, pp. 283–294, Apr. 2018, doi: 10.1016/j.measurement.2018.01.061.
- [71] W. Luo et al., “Investigation of the Impact of Illumination on the Polarization-Type Potential-Induced Degradation of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, no. 5, pp. 1168–1173, Sep. 2018, doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2843791.
- [72] K. Hara, M. Akitomi, A. Masuda, and Y. Chiba, “Potential-induced degradation of n-type crystalline Si photovoltaic modules in practical outdoor systems,” *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 57, no. 11, p. 117102, Nov. 2018, doi: 10.7567/JJAP.57.117102.
- [73] S. Deng et al., “Research on hot spot risk for high-efficiency solar module,” *Energy Procedia*, vol. 130, pp. 77–86, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.09.399.
- [74] C. Olalla, Md. Hasan, C. Deline, and D. Maksimović, “Mitigation of Hot-Spots in Photovoltaic Systems Using Distributed Power Electronics,” *Energies*, vol. 11, no. 4, p. 726, Mar. 2018, doi: 10.3390/en11040726.
- [75] M. Dhimish, P. Mather, and V. Holmes, “Evaluating Power Loss and Performance Ratio of Hot-Spotted Photovoltaic Modules,” *IEEE Trans. Electron Devices*, vol. 65, no. 12, pp. 5419–5427, Dec. 2018, doi: 10.1109/TED.2018.2877806.
- [76] Y. Ping, L. Yuzheng, L. Heng, and Z. Zhixiang, “Analysis and diagnosis of hot spot failure in c-Si PV module,” *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.*, vol. 332, p. 042011, Nov. 2019, doi: 10.1088/1755-1315/332/4/042011.

- [77] P. Sánchez-Friera, M. Piliouguine, J. Peláez, J. Carretero, and M. Sidrach de Cardona, “Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe: Degradation of c-Si modules after 12 years,” *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 19, no. 6, pp. 658–666, Sep. 2011, doi: 10.1002/pip.1083.
- [78] D. A. Quansah and M. S. Adaramola, “Assessment of early degradation and performance loss in five co-located solar photovoltaic module technologies installed in Ghana using performance ratio time-series regression,” *Renewable Energy*, vol. 131, pp. 900–910, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.07.117.
- [79] D. Quansah, M. Adaramola, G. Takyi, and I. Edwin, “Reliability and Degradation of Solar PV Modules—Case Study of 19-Year-Old Polycrystalline Modules in Ghana,” *Technologies*, vol. 5, no. 2, p. 22, May 2017, doi: 10.3390/technologies5020022.
- [80] “IEC 61724:1998 ‘Photovoltaic system performance monitoring –Guidelines for measurement, data exchange and analysis’,.” International Electrotechnical Commission, 1998.
- [81] T. Dierauf, A. Growitz, S. Kurtz, J. L. B. Cruz, E. Riley, and C. Hansen, “Weather-Corrected Performance Ratio,” NREL/TP-5200-57991, 1078057, Apr. 2013. doi: 10.2172/1078057.
- [82] “How to calculate PV performance ratio and performance index | Hukseflux.” Accessed: Jul. 30, 2021. [Online]. Available: <https://www.hukseflux.com/applications/solar-energy-pv-system-performance-monitoring/how-to-calculate-pv-performance-ratio>
- [83] H. Ibrahim and N. Anani, “Variations of PV module parameters with irradiance and temperature,” *Energy Procedia*, vol. 134, pp. 276–285, Oct. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.09.617.
- [84] M. J. Adinoyi and S. A. M. Said, “Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules,” *Renewable Energy*, vol. 60, pp. 633–636, Dec. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2013.06.014.
- [85] M. Catelani, L. Ciani, L. Cristaldi, M. Faifer, M. Lazzaroni, and M. Rossi, “Characterization of photovoltaic panels: the effects of dust,” p. 6.
- [86] B. Guo, W. Javed, B. W. Figgis, and T. Mirza, “Effect of dust and weather conditions on photovoltaic performance in Doha, Qatar,” in *2015 First Workshop on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE)*, Doha, Qatar: IEEE, Mar. 2015, pp. 1–6. doi: 10.1109/SGRE.2015.7208718.
- [87] A. Sayyah, M. N. Horenstein, and M. K. Mazumder, “Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels,” *Solar Energy*, vol. 107, pp. 576–604, 2014.
- [88] D. O. Akinyele, R. K. Rayudu, and N. K. C. Nair, “Global progress in photovoltaic technologies and the scenario of development of solar panel plant and module performance estimation – Application in Nigeria,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 48, pp. 112–139, Aug. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.03.021.
- [89] J. Paredes-Parra, A. Mateo-Aroca, G. Silvente-Niñirola, M. Bueso, and Á. Molina-García, “PV Module Monitoring System Based on Low-Cost Solutions: Wireless Raspberry Application and Assessment,” *Energies*, vol. 11, no. 11, p. 3051, Nov. 2018, doi: 10.3390/en11113051.
- [90] K. Kunaifi, A. Reinders, D. Kaharudin, A. Harmanto, and K. Mudiarto, “A Comparative Performance Analysis of a 1 MW CIS PV System and a 5 kW Crystalline-Si PV System under the Tropical Climate of Indonesia,” *IJTech*, vol. 10, no. 6, p. 1082, Nov. 2019, doi: 10.14716/ijtech.v10i6.3612.

- [91] S. Chokmaviroj, R. Wattanapong, and Y. Suchart, "Performance of a 500kWp grid connected photovoltaic system at Mae Hong Son Province, Thailand," *Renewable Energy*, vol. 31, no. 1, pp. 19–28, Jan. 2006, doi: 10.1016/j.renene.2005.03.004.
- [92] Z.-G. Piao, B.-I. Jung, Y.-O. Choi, and G.-B. Cho, "Performance assessment of 3kW grid-connected PV Systems in Korea," in *INTELEC 2009 - 31st International Telecommunications Energy Conference*, Incheon, South Korea: IEEE, Oct. 2009, pp. 1–5. doi: 10.1109/INTLEC.2009.5351953.
- [93] S. Wittkopf, S. Valliappan, L. Liu, K. S. Ang, and S. C. J. Cheng, "Analytical performance monitoring of a 142.5kWp grid-connected rooftop BIPV system in Singapore," *Renewable Energy*, vol. 47, pp. 9–20, Nov. 2012, doi: 10.1016/j.renene.2012.03.034.
- [94] M. Malvoni, N. M. Kumar, S. S. Chopra, and N. Hatziargyriou, "Performance and degradation assessment of large-scale grid-connected solar photovoltaic power plant in tropical semi-arid environment of India," *Solar Energy*, vol. 203, pp. 101–113, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.04.011.
- [95] M. Mpholo, T. Nchaba, and M. Monese, "Yield and performance analysis of the first grid-connected solar farm at Moshoeshoe I International Airport, Lesotho," *Renewable Energy*, vol. 81, pp. 845–852, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.04.001.
- [96] A. Necaibia et al., "Analytical assessment of the outdoor performance and efficiency of grid-tied photovoltaic system under hot dry climate in the south of Algeria," *Energy Conversion and Management*, vol. 171, pp. 778–786, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.06.020.
- [97] M. El Hacem Jed, R. Ihaddadene, N. Ihaddadene, C. Elb. Elhadji Sidi, and M. EL Bah, "Performance analysis of 954,809 kWp PV array of Sheikh Zayed solar power plant (Nouakchott, Mauritania)," *Renewable Energy Focus*, vol. 32, pp. 45–54, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.ref.2019.11.002.
- [98] D. H. Daher, L. Gaillard, M. Amara, and C. Ménézo, "Impact of tropical desert maritime climate on the performance of a PV grid-connected power plant," *Renewable Energy*, vol. 125, pp. 729–737, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.03.013.
- [99] L. C. de Lima, L. de Araújo Ferreira, and F. H. B. de Lima Morais, "Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil," *Energy for Sustainable Development*, vol. 37, pp. 79–85, Apr. 2017, doi: 10.1016/j.esd.2017.01.004.
- [100] M. Caceres, A. Busso, L. Vera, and A. Firman, "primer sistema fotovoltaico conectado a la red de baja tensión del norte argentino: caracterización y analisis," *dynaes*, vol. 6, no. 1, p. [13 p.]-[13 p.], 2017, doi: 10.6036/ES8151.
- [101] A. Al-Otaibi, A. Al-Qattan, F. Fairouz, and A. Al-Mulla, "Performance evaluation of photovoltaic systems on Kuwaiti schools' rooftop," *Energy Conversion and Management*, vol. 95, pp. 110–119, May 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.02.039.
- [102] H. A. Kazem, T. Khatib, K. Sopian, and W. Elmenreich, "Performance and feasibility assessment of a 1.4kW roof top grid-connected photovoltaic power system under desertic weather conditions," *Energy and Buildings*, vol. 82, pp. 123–129, Oct. 2014, doi: 10.1016/j.enbuild.2014.06.048.
- [103] S. M. Pietruszko and M. Gradzki, "Performance of a grid connected small PV system in Poland," *Applied Energy*, vol. 74, no. 1–2, pp. 177–184, Jan. 2003, doi: 10.1016/S0306-2619(02)00144-7.
- [104] U. Jahn, "Performance of 170 grid connected pv plants in northern germany--analysis of yields and optimization potentials," p. 7.

- [105] J. D. Mondol, Y. Yohanis, M. Smyth, and B. Norton, "Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland," *Energy Conversion and Management*, vol. 47, no. 18–19, pp. 2925–2947, Nov. 2006, doi: 10.1016/j.enconman.2006.03.026.
- [106] J. Leloux, L. Narvarte Fernández, and D. Trebosc, "Performance analysis of 10,000 residential PV systems in France and Belgium," 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2011.
- [107] L. Jonathan, N. Luis, and T. David, "Review of the performance of residential PV systems in Belgium," *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 16, pp. 178–184, 2012.
- [108] D. Micheli, S. Alessandrini, R. Radu, and I. Casula, "Analysis of the outdoor performance and efficiency of two grid connected photovoltaic systems in northern Italy," *Energy conversion and management*, vol. 80, pp. 436–445, 2014.
- [109] E. Kymakis, S. Kalykakis, and T. M. Papazoglou, "Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete," *Energy Conversion and Management*, vol. 50, no. 3, pp. 433–438, Mar. 2009, doi: 10.1016/j.enconman.2008.12.009.
- [110] S. Martín-Martínez, M. Cañas-Carretón, A. Honrubia-Escribano, and E. Gómez-Lázaro, "Performance evaluation of large solar photovoltaic power plants in Spain," *Energy Conversion and Management*, vol. 183, pp. 515–528, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2018.12.116.
- [111] H. F. Rouabah et K. Merbah, "Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque," Ouargla (Algérie), 2014.
- [112] W. Shockley, *Electrons and holes in semiconductors: with applications to transistor electronics*. van Nostrand, 1950.
- [113] M. Wolf and H. Rauschenbach, "Series resistance effects on solar cell measurements," *Advanced Energy Conversion*, vol. 3, no. 2, pp. 455–479, Apr. 1963, doi: 10.1016/0365-1789(63)90063-8.
- [114] A. McEvoy, T. Markvart, L. Castaner, T. Markvart, and L. Castaner, *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*. Elsevier, 2003.
- [115] N. Enebish, D. Agchbayar, S. Dorjkhand, D. Baatar, and I. Ylemj, "Numerical analysis of solar cell current-voltage characteristics," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 29, no. 3, pp. 201–208, Apr. 1993, doi: 10.1016/0927-0248(93)90035-2.
- [116] Anssi Hovinen, "Fitting of the solar cell iv-curve to the two diode model," *Physica Scripta*, vol. (T54):175, 1994.
- [117] C. L. Garrido-Alzar, "Algorithm for extraction of solar cell parameters from I–V curve using double exponential model," *Renewable Energy*, vol. 10, no. 2–3, pp. 125–128, Feb. 1997, doi: 10.1016/0960-1481(96)00049-3.
- [118] M. Akbaba and M. A. A. Alattawi, "A new model for I–V characteristic of solar cell generators and its applications," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 37, no. 2, pp. 123–132, May 1995, doi: 10.1016/0927-0248(94)00201-0.
- [119] A. Ortizconde, F. Garciasanchez, and J. Muci, "New method to extract the model parameters of solar cells from the explicit analytic solutions of their illuminated characteristics," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 90, no. 3, pp. 352–361, Feb. 2006, doi: 10.1016/j.solmat.2005.04.023.
- [120] M. A. de Blas, J. L. Torres, E. Prieto, and A. García, "Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices," *Renewable Energy*, vol. 25, no. 3, pp. 371–380, Mar. 2002, doi: 10.1016/S0960-1481(01)00056-8.

- [121] A. Hadj Arab, F. Chenlo, and M. Benghanem, "Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems," *Solar Energy*, vol. 76, no. 6, pp. 713–723, 2004, doi: 10.1016/j.solener.2004.01.006.
- [122] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Solar Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, Jan. 2006, doi: 10.1016/j.solener.2005.06.010.
- [123] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays," in *2009 Brazilian Power Electronics Conference, Bonito-Mato Grosso do Sul, Brazil: IEEE*, Sep. 2009, pp. 1244–1254. doi: 10.1109/COBEP.2009.5347680.
- [124] V. Lo Brano, A. Orioli, G. Ciulla, and A. Di Gangi, "An improved five-parameter model for photovoltaic modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 94, no. 8, pp. 1358–1370, Aug. 2010, doi: 10.1016/j.solmat.2010.04.003.
- [125] I. Drouiche, S. Harrouni, and Amar. H. Arab, "A new approach for modelling the aging PV module upon experimental I–V curves by combining translation method and five-parameters model," *Electric Power Systems Research*, vol. 163, pp. 231–241, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2018.06.014.
- [126] A. Orioli and A. Di Gangi, "Five-years-long effects of the Italian policies for photovoltaics on the energy demand coverage of grid-connected PV systems installed in urban contexts," *Energy*, vol. 113, pp. 444–460, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.07.059.
- [127] "MATLAB GUI - MATLAB & Simulink." Accessed: Sep. 09, 2021. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/discovery/matlab-gui.html>
- [128] Adrian COȘA, "Modélisation numérique de l'effet du vieillissement des panneaux photovoltaïques," *Universitatea Tehnică Gh. Asachi din Iași - Facultatea de Construcții și Instalații Université Paris-Est Créteil - Faculté des Sciences et technologie*, Jun. 2017.
- [129] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, May 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2013862.
- [130] R. Doumane, M. Balistrrou, P. O. Logerais, O. Riou, J. F. Durastanti, and A. Charki, "A Circuit-Based Approach to Simulate the Characteristics of a Silicon Photovoltaic Module With Aging," *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 137, no. 2, p. 021020, Apr. 2015, doi: 10.1115/1.4029541.
- [131] D. Radhia, "Modélisation du vieillissement d'un module photovoltaïque au silicium et de ses matériaux l'encapsulation," *Université M'hamed Bougara de Boumerdès Faculté des Sciences de l'Ingénieur*, 2017.
- [132] D. L. King, M. A. Quintana, J. A. Kratochvil, D. E. Ellibee, and B. R. Hansen, "Photovoltaic module performance and durability following long-term field exposure," in *AIP Conference Proceedings, Denver, Colorado (USA): AIP*, 1999, pp. 565–571. doi: 10.1063/1.58001.
- [133] N. Park, C. Han, and D. Kim, "Effect of moisture condensation on long-term reliability of crystalline silicon photovoltaic modules," *Microelectronics Reliability*, vol. 53, no. 12, pp. 1922–1926, Dec. 2013, doi: 10.1016/j.microrel.2013.05.004.
- [134] D. C. Jordan, S. R. Kurtz, K. VanSant, and J. Newmiller, "Compendium of photovoltaic degradation rates," *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 24, no. 7, pp. 978–989, Jul. 2016, doi: 10.1002/pip.2744.

- [135] M. S. Benghanem and S. N. Alamri, "Modeling of photovoltaic module and experimental determination of serial resistance," *Journal of Taibah University for Science*, vol. 2, no. 1, pp. 94–105, Jan. 2009, doi: 10.1016/S1658-3655(12)60012-0.
- [136] John Wohlgemuth, "IEC 61215 : NREL is a IEC 61215: What it is and isn't PV Module Reliability Workshop," national laboratory of the U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC., 2012. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54714.pdf>
- [137] International, electrotechnical, and commission, "Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval IEC 61646," SBN 2-8318-9746-7, 2008. [Online]. Available: https://webstore.iec.ch/p-preview/info_iec61646%7Bed2.0%7Db.pdf
- [138] "Home," IEA-PVPS. Accessed: Jul. 12, 2022. [Online]. Available: <https://iea-pvps.org/>
- [139] "Review of Failures of Photovoltaic Modules," International energy agency Photovoltaic power systems programme, Report IEA-PVPS T13-01:2014, 2014.
- [140] "Meteo france - Tout savoir sur le climat en métropole." Accessed: Feb. 05, 2021. [Online]. Available: <http://www.meteofrance.fr/climat-passe-et-futur/climat-en-france/le-climat-en-metropole>
- [141] T. Mambrini, "Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies," thèse de doctorat, université Paris Sud - Paris XI, 2014.
- [142] S. Silvestre, A. Tahri, F. Tahri, S. Benlebna, and A. Chouder, "Evaluation of the performance and degradation of crystalline silicon-based photovoltaic modules in the Saharan environment," *Energy*, vol. 152, pp. 57–63, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.03.135.
- [143] A. Azizi et al., "Impact of the aging of a photovoltaic module on the performance of a grid-connected system," *Solar Energy*, vol. 174, pp. 445–454, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.09.022.
- [144] J. Leloux, L. Narvarte, A. Desportes, and D. Trebosc, "Performance to Peers (P2P): A benchmark approach to fault detections applied to photovoltaic system fleets," *Solar Energy*, vol. 202, pp. 522–539, May 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.03.015.
- [145] "BDPV - Page accueil - Base de données d'installations Photovoltaïque - BDPV." Accessed: Feb. 04, 2021. [Online]. Available: <https://www.bdpv.fr/fr/>
- [146] B. Elsinga and W. van Sark, "Spatial power fluctuation correlations in urban rooftop photovoltaic systems: Spatial power fluctuation correlations," *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 23, no. 10, pp. 1390–1397, Oct. 2015, doi: 10.1002/pip.2539.
- [147] J. Taylor, J. Leloux, A. M. Everard, J. Briggs, and A. Buckley, "Monitoring thousands of distributed PV systems in the UK: Energy production and performance," PVSAT-11, Leeds, 2015.
- [148] A. G. R. Vaz, B. Elsinga, W. G. J. H. M. van Sark, and M. C. Brito, "An artificial neural network to assess the impact of neighbouring photovoltaic systems in power forecasting in Utrecht, the Netherlands," *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 631–641, Jan. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.06.061.
- [149] J. Marcos, L. Marroyo, E. Lorenzo, D. Alvira, and E. Izco, "Power output fluctuations in large scale pv plants: One year observations with one second resolution and a derived analytic model: Power Output Fluctuations in Large Scale PV plants," *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 19, no. 2, pp. 218–227, Mar. 2011, doi: 10.1002/pip.1016.

- [150] J. Marcos, L. Marroyo, E. Lorenzo, and M. García, “Smoothing of PV power fluctuations by geographical dispersion: Smoothing of PV power fluctuations,” *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 20, no. 2, pp. 226–237, Mar. 2012, doi: 10.1002/pip.1127.
- [151] H. M. Walker, *Studies in the history of statistical method: With special reference to certain educational problems*. Baltimore: Williams & Wilkins Co, 1929. doi: 10.1037/13379-000.
- [152] P. J. Rousseeuw and C. Croux, “Alternatives to the Median Absolute Deviation,” *Journal of the American Statistical Association*, vol. 88, no. 424, pp. 1273–1283, Dec. 1993, doi: 10.1080/01621459.1993.10476408.
- [153] D. Shepard, “A two-dimensional interpolation function for irregularly-spaced data,” in *Proceedings of the 1968 23rd ACM national conference on -*, Not Known: ACM Press, 1968, pp. 517–524. doi: 10.1145/800186.810616.
- [154] F. Y. EDGEWORTH, “ON OBSERVATIONS RELATING TO SEVERAL QUANTITIES,” *Hermathena*, vol. 6, no. 13, pp. 279–285, 1887.
- [155] F. Y. Edgeworth, “XXII. On a new method of reducing observations relating to several quantities,” *The London, Edinburgh, and Dublin Philosophical Magazine and Journal of Science*, vol. 25, no. 154, pp. 184–191, Mar. 1888, doi: 10.1080/14786448808628170.
- [156] P. Blanc, B. Gschwind, M. Lefèvre, and L. Wald, “The HelioClim Project: Surface Solar Irradiance Data for Climate Applications,” *Remote Sensing*, vol. 3, no. 2, pp. 343–361, Feb. 2011, doi: 10.3390/rs3020343.
- [157] “SoDa - Free time-series of solar radiation data.” Accessed: Sep. 23, 2021. [Online]. Available: http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_free_eng.php
- [158] F. Martínez-Moreno, E. Lorenzo, J. Muñoz, and R. Moretón, “On the testing of large PV arrays,” *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 20, no. 1, pp. 100–105, Jan. 2012, doi: 10.1002/pip.1102.
- [159] G. H. Atmaram, G. G. Ventre, C. W. Maytrott, J. P. Dunlop, and R. Swamy, “Long-term performance and reliability of crystalline silicon photovoltaic modules,” in *Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1996*, Washington, DC, USA: IEEE, 1996, pp. 1279–1282. doi: 10.1109/PVSC.1996.564366.
- [160] M. J. Hahn, W. B. Berry, and L. Mrig, “Comparative short term/long term field test performance and stability of tandem and single junction a-Si modules,” in *IEEE Conference on Photovoltaic Specialists*, Kissimmee, FL, USA: IEEE, 1990, pp. 1057–1061. doi: 10.1109/PVSC.1990.111779.
- [161] M. Ikisawa, A. Nakano, S. Igari, and H. Terashima, “Outdoor exposure tests of photovoltaic modules in Japan and overseas,” *Renewable Energy*, vol. 14, no. 1–4, pp. 95–100, May 1998, doi: 10.1016/S0960-1481(98)00053-6.
- [162] M. E. H. Jed, P.-O. Logerais, C. Malye, O. Riou, F. Delaleux, and M. El Bah, “Analysis of the performance of the photovoltaic power plant of Sourdun (France),” *International Journal of Sustainable Engineering*, pp. 1–13, Sep. 2021, doi: 10.1080/19397038.2021.1971321.
- [163] “Accelerating the development of solar energy,” EDF France. Accessed: Sep. 29, 2021. [Online]. Available: <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/producing-climate-friendly-energy/doubling-the-share-of-renewable-energies-by-2030/solar-energy/accelerating-the-development-of-solar-energy>
- [164] “Climat Sourdun: Température moyenne Sourdun, diagramme climatique pour Sourdun - Climate-Data.org.” Accessed: Jun. 13, 2019. [Online]. Available: <https://fr.climate-data.org/europe/france/ile-de-france/sourdun-188472/>

- [165] “Centrale Solaire de Sourdun.” Accessed: Aug. 02, 2021. [Online]. Available: <https://www.construction21.org/france/infrastructure/h/centrale-solaire-de-sourdun.html>
- [166] “SINVERT PVS1000 600Series IEC 60Hz M1S - 6AG3111-2AH10-3AB0 - Industry Support Siemens.” Accessed: Sep. 30, 2021. [Online]. Available: <https://support.industry.siemens.com/cs/products/6ag3111-2ah10-3ab0/sinvert-pvs1000-600series-iec-60hz-m1s?pid=338233&mlfb=6AG3111-2AH10-3AB0&mf=ps&lc=en-ES>
- [167] E. Ghiani, F. Pilo, and S. Cossu, “Evaluation of photovoltaic installations performances in Sardinia,” *Energy Conversion and Management*, vol. 76, pp. 1134–1142, Dec. 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.09.012.
- [168] A. Palmero-Marrero, J. C. Matos, and A. C. Oliveira, “Comparison of software prediction and measured performance of a grid-connected photovoltaic power plant,” *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 7, no. 6, p. 063102, Nov. 2015, doi: 10.1063/1.4935376.
- [169] B. Marion et al., “Performance parameters for grid-connected PV systems,” in *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.*, Lake buena Vista, FL, USA: IEEE, 2005, pp. 1601–1606. doi: 10.1109/PVSC.2005.1488451.

Annexe 1

```

function varargout = Geepsdata(varargin)
% GEEPSDATA MATLAB code for Geepsdata.fig
%   GEEPSDATA, by itself, creates a new GEEPSDATA or raises the existing
%   singleton*.
%
%   H = GEEPSDATA returns the handle to a new GEEPSDATA or the handle to
%   the existing singleton*.
%
%   GEEPSDATA('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls the local
%   function named CALLBACK in GEEPSDATA.M with the given input arguments.
%
%   GEEPSDATA('Property','Value',...) creates a new GEEPSDATA or raises
the
%   existing singleton*. Starting from the left, property value pairs are
%   applied to the GUI before Geepsdata_OpeningFcn gets called. An
%   unrecognized property name or invalid value makes property application
%   stop. All inputs are passed to Geepsdata_OpeningFcn via varargin.
%
%   *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only one
%   instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help Geepsdata

% Last Modified by GUIDE v2.5 09-Dec-2019 15:16:21

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',  gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @Geepsdata_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',  @Geepsdata_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',  [] , ...
                  'gui_Callback',   []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before Geepsdata is made visible.
function Geepsdata_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to Geepsdata (see VARARGIN)

```

```

% Choose default command line output for Geepsdata
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes Geepsdata wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = Geepsdata_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject handle to figure
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

% --- Executes on selection change in popupmenu1.
function popupmenu1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to popupmenu1 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
axes(handles.axes1)
cla reset
axis off

periodes=get(handles.paneltypeevolution, 'SelectedObject');
periode=get(periodes, 'string');
% Constants
Pc=245.682; %Wc
Gn=1000; %W/m2
Tn=25; %°C

switch periode
case 'Evolution durant la journée'
%% Variation Horaire
j=str2num(get(handles.edit1, 'string'));
M=str2num(get(handles.edit2, 'string'));
A=str2num(get(handles.edit3, 'string'));
strA=(num2str(A, '%-d'));% année
strM=(num2str(M, '%-d'));% mois
strJ=(num2str(j, '%-d')); % jour
repertoire=([strM '-' strA '/' strJ]); % Directory with selected date
chosenday=cell2mat(struct2cell(load(repertoire)));
assignin('base', 'chosenday', chosenday)
Pmax=chosenday(:, 8);
Vmax=chosenday(:, 9);
Imax=chosenday(:, 10);
G=chosenday(:, 76);

```

```

Tm=chosenday(:,7);
nmod=chosenday(:,6);
E=Pmax*(1/60);

Htotal=(sum(G))*(1/60);
Etotal=(sum(Pmax))*(1/60);
Yri=(G*(1/60))/Gn;
Yfi=E/Pc;
PR=100*(Etotal/Pc)/(Htotal/Gn);
PRi=100*(Yfi./Yri);
PRm=mean(PRI);
alphaT=((100+(0.48*(Tm-Tn)))/100;
PRc=PRI/alphaT;
formatOut = 'HH:MM';
t1=datestr(chosenday(:,1),formatOut);
t2=hour(t1)
t3=minute(t1);
t4=t3/60;
time=t2+t4;

chosenparametre=get(handles.popupmenu1,'value');
switch chosenparametre
    case 0
        disp('nothing');
    case 1
        disp('nothing');
    case 2
        disp('G');
        set(handles.axes1,'visible','on');
        axes(handles.axes1)
        plot(time,G), grid on, title('Evolution de l''irradiance solaire dans
la journée'), xlabel('Time [h]'), ylabel('Irradiance solaire[ W / m ^ 2 ]')
        set(gca,'xtick',0:1:24);

    case 3
        disp('Tm');
        set(handles.axes1,'visible','on');
        axes(handles.axes1)
        plot(time,Tm), grid on, title('Evolution de la température du module
dans la journée'), xlabel('Time [h]'), ylabel('Température du module[ °C ]')
        set(gca,'xtick',0:1:24);
    case 4
        disp('Imax');
        set(handles.axes1,'visible','on');
        axes(handles.axes1)
        plot(time,Imax), grid on, title('Evolution du courant max dans la
journée'), xlabel('Time [h]'), ylabel('Imax [A]')
        set(gca,'xtick',0:1:24);
    case 5
        disp('Vmax')
        set(handles.axes1,'visible','on');
        axes(handles.axes1)
        plot(time,Vmax), grid on, title('Evolution de la tension max dans la
journée'), xlabel('Time [h]'), ylabel('Vmax [V]')
        set(gca,'xtick',0:1:24);

```

```

case 6
    disp('Pmax');
    set(handles.axes1, 'visible', 'on');
    axes(handles.axes1)
    plot(time,Pmax), grid on, title('Evolution de puissance max dans la
journée'), xlabel('Time [h]'), ylabel('Pmax [W]')
    set(gca, 'xtick', 0:1:24);

case 7
    disp('PR')
    set(handles.axes1, 'visible', 'on');
    axes(handles.axes1)
    plot(time,PRi), grid on, title('Evolution du rapport de performance
dans la journée'), xlabel('Time [h]'), ylabel('PR [%]')
    set(gca, 'xtick', 0:1:24);
case 8
    disp('nmod');
    set(handles.axes1, 'visible', 'on');
    axes(handles.axes1)
    plot(time,nmod), grid on, title('Evolution de l''efficacité du module
dans la journée'), xlabel('Time [h]'), ylabel('Efficacité du module [%]')
    set(gca, 'xtick', 0:1:24);
case 9
    disp('PRc');
    set(handles.axes1, 'visible', 'on');
    axes(handles.axes1)
    plot(time,PRc), grid on, title('Evolution du rapport de performance
corrigé dans la journée'), xlabel('Time [h]'), ylabel('PRc [%]')
    set(gca, 'xtick', 0:1:24);

end
disp('durant')
case 'Evolution journalière'
disp('journaliere')
%% Variation journalière
M=str2num(get(handles.edit2, 'string'));
switch M
case 1
    fn=31;
case 2
    fn=28;
case 3
    fn=31;
case 4
    fn=30;
case 5
    fn=31;
case 6
    fn=30;
case 7
    fn=31;
case 8
    fn=31;
case 9
    fn=30;
case 10

```

```

        fn=31;
    case 11
        fn=30;
    case 12
        fn=31;

    end
A=str2num(get(handles.edit3,'string'));
strA=(num2str(A,'%d'));% année
strM=(num2str(M,'%d'));% mois
for j=1:fn
    strJ=(num2str(j,'%d')); % jour
    repertoire=( [strM '-' strA '/' strJ]); % Directory with selected date
    chosenday=cell2mat(struct2cell(load(repertoire)));
    Pmax=max(chosenday(:,8));
    Imax=max(chosenday(:,10));
    Vmax=max(chosenday(:,9));
    G=max(chosenday(:,76));
    Tm=mean(chosenday(:,7));
    nmod=mean(chosenday(:,6));
    Htotal=(sum(chosenday(:,76)))*(1/60);
    Etotal=(sum(chosenday(:,8)))*(1/60);
    Yri=(Htotal)/Gn;
    Yfi=Etotal/Pc;
    PR=100*(Etotal/Pc)/(Htotal/Gn);
    PRi=100*(Yfi./Yri);
    PRm=mean(PRi);
    alphaT=((100+(0.48*(Tm-Tn)))/100);
    PRC=PRi/alphaT;
    PRmois(j,1)=PR;
    Tmmois(j,1)=Tm;
    Yrmois(j,1)=Yri;
    Yfmois(j,1)=Yfi;
    nmodmois(j,1)=nmod;
    PRCmois(j,1)=PRC;
    assignin('base','Yri',Yri)
end

chosenparametre=get(handles.popupmenu1,'value');
switch chosenparametre
    case 2
        disp('Tm');
        set(handles.axes1,'visible','on');
        axes(handles.axes1)
        plot(1:1:fn,Tmmois), grid on, title('Evolution de la température du
module dans la journée'), xlabel('Jour'), ylabel('Température du module[ °C
]')
        set(gca,'xtick',0:1:fn);
    case 3
        disp('Yr')
        set(handles.axes1,'visible','on');
        axes(handles.axes1)
        plot(1:1:fn,Yrmois), grid on, title('Evolution du rendement de
référence dans la journée'), xlabel('Jour'), ylabel('Yr [hour/min]')
        set(gca,'xtick',0:1:fn);
    case 4

```

```

        disp('Yf');
        set(handles.axes1, 'visible', 'on');
        axes(handles.axes1)
        bar(1:1:fn, Yfmois), grid on, title('Evolution du rendement finale dans
la journée'), xlabel('Jour'), ylabel('Yf [hour/min]')
        set(gca, 'xtick', 0:1:fn);
        case 5
disp('PR')
        set(handles.axes1, 'visible', 'on');
        axes(handles.axes1)
        bar(1:1:fn, PRmois), grid on, title('Evolution journalière du rapport
de performance'), xlabel('Jour'), ylabel('PR [%]')
        set(gca, 'xtick', 0:1:fn);
        case 6
        disp('nmod');
        set(handles.axes1, 'visible', 'on');
        axes(handles.axes1)
        bar(1:1:fn, nmodmois), grid on, title('Evolution de l''efficacité du
module dans la journée'), xlabel('Jour'), ylabel('Efficacité du module [%]')
        set(gca, 'xtick', 0:1:fn);
        case 7
        disp('PRc');
        set(handles.axes1, 'visible', 'on');
        axes(handles.axes1)
        bar(1:1:fn, PRcmois), grid on, title('Evolution du rapport de
performance corrigé dans la journée'), xlabel('Jour'), ylabel('PRc [%]')
        set(gca, 'xtick', 0:1:fn);
end

    %% Evolution mensuelle

    case 'Evolution mensuelle'
        %% Variation journalière
        for M=6:9
switch M
case 1
        fn=31;
case 2
        fn=28;
case 3
        fn=31;
case 4
        fn=30;
case 5
        fn=31;
case 6
        fn=30;
case 7
        fn=31;
case 8
        fn=31;
case 9
        fn=30;
case 10
        fn=31;
case 11
        fn=30;
case 12

```

```

        fn=31;

    end
A=str2num(get(handles.edit3,'string'));
strA=(num2str(A,'%d'));% année
strM=(num2str(M,'%d'));% mois
for j=1:fn
    strJ=(num2str(j,'%d')); % jour
    repertoire=( [strM '-' strA '/' strJ]); % Directory with selected date
    chosenday=cell2mat(struct2cell(load(repertoire)));
    Pmax=max(chosenday(:,8));
    Imax=max(chosenday(:,10));
    Vmax=max(chosenday(:,9));
    G=max(chosenday(:,76));
    Tm=mean(chosenday(:,7));
    nmod=mean(chosenday(:,6));
    Htotal=(sum(chosenday(:,76)))*(1/60);
    Etotal=(sum(chosenday(:,8)))*(1/60);
    Yri=(Htotal)/Gn;
    Yfi=Etotal/Pc;
    PR=100*(Etotal/Pc)/(Htotal/Gn);
    PRi=100*(Yfi./Yri);
    PRm=mean(PRi);
    alphaT=( (100+(0.48*(Tm-Tn)) ) )/100;
    PRc=PRi/alphaT;
    PRmois(j,1)=PR;
    Tmmois(j,1)=Tm;
    Yrmois(j,1)=Yri;
    Yfmois(j,1)=Yfi;
    nmodmois(j,1)=nmod;
    PRcmois(j,1)=PRc;

    load patients.mat
    resultat(j,:)=table(PR,nmod,Yfi,Yri,Tm,PRc) % Centrale

end

PRannee(M,1)=mean(PRmois);
Tmannee(M,1)=mean(Tmmois);
Yrannee(M,1)=mean(Yrmois);
Yfannee(M,1)=mean(Yfmois);
nmodannee(M,1)=mean(nmodmois);
PRcannee(M,1)=mean(PRCmois);

strAAA=(num2str(A,'%d.xls'));
strMMM=(num2str(M,'0%-d-'));
filename =[strMMM strAAA];
% export et enregistrer comme fichier excel :
writetable(resultat,filename,'Sheet',1,'Range','B1');
    end
    assignin('base','PRannee',PRannee)
    chosenparametre=get(handles.popupmenu1,'value');
    switch chosenparametre
        case 2
            disp('Tm');
            set(handles.axes1,'visible','on');

```

```

        axes(handles.axes1)
        plot(1:1:9,Tmannee), grid on, title('Evolution de la température du
module '), xlabel('mois'), ylabel('Température du module[ °C ]')
        set(gca, 'xtick',0:1:fn);
    case 3
        disp('Yr')
        set(handles.axes1, 'visible', 'on');
        axes(handles.axes1)
        plot(1:1:9,Yrannee), grid on, title('Evolution du rendement de
référence '), xlabel('mois'), ylabel('Yr [hour/min]')
        set(gca, 'xtick',0:1:fn);
    case 4
        disp('Yf');
        set(handles.axes1, 'visible', 'on');
        axes(handles.axes1)
        bar(1:1:9,Yfannee), grid on, title('Evolution du rendement finale '),
xlabel('mois'), ylabel('Yf [hour/min]')
        set(gca, 'xtick',0:1:fn);
    case 5
        disp('PR')
        set(handles.axes1, 'visible', 'on');
        axes(handles.axes1)
        bar(1:1:9,PRannee), grid on, title('Evolution mensuelle du rapport de
performance'), xlabel('mois'), ylabel('PR [%]')
        set(gca, 'xtick',0:1:12);
    case 6
        disp('nmod');
        set(handles.axes1, 'visible', 'on');
        axes(handles.axes1)
        bar(1:1:9,nmodannee), grid on, title('Evolution de l''efficacité du
module' ), xlabel('mois'), ylabel('Efficacité du module [%]')
        set(gca, 'xtick',0:1:fn);
    case 7
        disp('PRc');
        set(handles.axes1, 'visible', 'on');
        axes(handles.axes1)
        bar(1:1:9,PRcannee), grid on, title('Evolution du rapport de
performance corrigé '), xlabel('mois'), ylabel('PRc [%]')
        set(gca, 'xtick',0:1:fn);

        disp('mensuelle')
        %% Evolution annuelle
end
    case 'Evolution annuelle'
        disp('annuelle')

end

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns popupmenu1
contents as cell array
%         contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from popupmenu1

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function popupmenu1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to popupmenu1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB

```

```
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit1 as text
%       str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit1 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit2_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit2 as text
%       str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit2 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit2_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
```

```

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit3_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit3 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit3 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit3 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit3_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit3 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on button press in radiobutton1.
function radiobutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to radiobutton1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
set(handles.edit1,'visible','on');
set(handles.edit2,'visible','on');
set(handles.edit3,'visible','on');
nme=['Merci de choisir votre parametre:','Irradiance solaire : G
';'Température du module : Tm          '; 'Courant max : Imax
';'Tension max : Vmax                  '; 'Puissance max : Pmax
';'Rapport de perforce : PR            '; 'Efficacité du module : nmod
';'Rapport du performance corr : PRc'];
set(handles.popupmenu1,'string',nme)

% Hint: get(hObject,'Value') returns toggle state of radiobutton1

% --- Executes on button press in radiobutton2.
function radiobutton2_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to radiobutton2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB

```

```

% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
set(handles.edit1,'visible','off');
set(handles.edit2,'visible','on');
set(handles.edit3,'visible','on');
%nme=['Température du module moyenne : Tp';'Rendement de référence :
Yr';'Rendement du champs : Ya';'Rapport de performance journalier :
PR';'Rapport de performane journalier corrigé : PRc'];
nme=['Merci de choisir votre parametre: ';'Température du module : Tm
';'Rendement de référence : Yr      '; 'Rendement du champ PV  : Ya
';'Rapport de performane : PR      '; 'Efficacité du module : nmod
';'Rapport du performance corr : PRc'];

set(handles.popupmenu1,'string',nme)

% Hint: get(hObject,'Value') returns toggle state of radiobutton2

% --- Executes on button press in radiobutton3.
function radiobutton3_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to radiobutton3 (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
set(handles.edit1,'visible','off');
set(handles.edit2,'visible','off');
set(handles.edit3,'visible','on');
nme=['Merci de choisir votre parametre: ';'Température du module : Tm
';'Rendement de référence : Yr      '; 'Rendement du champ PV  : Ya
';'Rapport de performane : PR      '; 'Efficacité du module : nmod
';'Rapport du performance corr : PRc'];

set(handles.popupmenu1,'string',nme)

% Hint: get(hObject,'Value') returns toggle state of radiobutton3

% --- Executes on button press in radiobutton4.
function radiobutton4_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to radiobutton4 (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
set(handles.edit1,'visible','off');
set(handles.edit2,'visible','off');
set(handles.edit3,'visible','off');
nme=['Merci de choisir votre parametre: ';'Température du module : Tm
';'Rendement de référence : Yr      '; 'Rendement du champ PV  : Ya
';'Rapport de performane : PR      '; 'Efficacité du module : nmod
';'Rapport du performance corr : PRc'];

set(handles.popupmenu1,'string',nme)

```

```

% Hint: get(hObject,'Value') returns toggle state of radiobutton4

% --- Executes on button press in pushbutton1.
function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to pushbutton1 (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
set(handles.popupmenu1, 'visible', 'off')
set(handles.panelypeevolution, 'visible', 'off')
set(handles.pushbutton1, 'visible', 'off')
set(handles.pushbutton2, 'visible', 'on')

axes(handles.axes1)
cla reset
axis off
    %% Variation Horaire
j=str2num(get(handles.edit1, 'string'));
M=str2num(get(handles.edit2, 'string'));
A=str2num(get(handles.edit3, 'string'));
strA=(num2str(A, '%-d'));% année
strM=(num2str(M, '%-d'));% mois
strJ=(num2str(j, '%-d')); % jour
repertoire=( [strM '-' strA '/' strJ]); % Directory with selected date
chosenday=cell2mat(struct2cell(load(repertoire)));
    assignin('base', 'chosenday',chosenday)

formatOut = 'HH:MM';
t1=datestr(chosenday(:,1),formatOut);
set(handles.popupmenu2, 'string', t1)
set(handles.popupmenu2, 'visible', 'on');

% --- Executes on button press in pushbutton2.
function pushbutton2_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to pushbutton2 (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
set(handles.popupmenu1, 'visible', 'on')
set(handles.popupmenu2, 'visible', 'off')
set(handles.panelypeevolution, 'visible', 'on')
set(handles.pushbutton1, 'visible', 'on')
set(handles.pushbutton2, 'visible', 'off')

set(handles.axes1, 'visible', 'off')
axes(handles.axes1)
cla reset
axis off
set(handles.text8, 'visible', 'off')
set(handles.text10, 'visible', 'off')
set(handles.text11, 'visible', 'off')
set(handles.text12, 'visible', 'off')

```

```

set(handles.text13,'visible','off')
set(handles.text14,'visible','off')
set(handles.text15,'visible','off')
set(handles.text16,'visible','off')
set(handles.text17,'visible','off')
set(handles.edit4,'visible','off')
set(handles.edit5,'visible','off')
set(handles.edit6,'visible','off')
set(handles.edit7,'visible','off')
set(handles.edit8,'visible','off')
set(handles.edit9,'visible','off')
set(handles.edit10,'visible','off')
set(handles.edit11,'visible','off')
set(handles.edit12,'visible','off')

% --- Executes on button press in pushbutton3.
function pushbutton3_Callback(hObject, eventdata, handles)
%% Tracer la courbe I-V
j=str2num(get(handles.edit1,'string'));
M=str2num(get(handles.edit2,'string'));
A=str2num(get(handles.edit3,'string'));
strA=(num2str(A,'%d'));% année
strM=(num2str(M,'%d'));% mois
strJ=(num2str(j,'%d')); % jour
repertoire=([strM '-' strA '/' strJ]); % Directory with selected date
chosenday=cell2mat(struct2cell(load(repertoire)));
    assignin('base','chosenday',chosenday)

% --- Executes on selection change in popupmenu2.
function popupmenu2_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to popupmenu2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
axes(handles.axes1)
cla reset
axis off

%% Variation Horaire
j=str2num(get(handles.edit1,'string'));
M=str2num(get(handles.edit2,'string'));
A=str2num(get(handles.edit3,'string'));
strA=(num2str(A,'%d'));% année
strM=(num2str(M,'%d'));% mois
strJ=(num2str(j,'%d')); % jour
repertoire=([strM '-' strA '/' strJ]); % Directory with selected date
chosenday=cell2mat(struct2cell(load(repertoire)));
    assignin('base','chosenday',chosenday)

Pmax_=chosenday(:,8);
Vmax_=chosenday(:,9);
Imax_=chosenday(:,10);
G_=chosenday(:,76);
Tm_=chosenday(:,7);
nmod_=chosenday(:,6);

```

```

%cdp=get(handles.popupmenu2,'value')
for cdp=1:length(chosenday)
Pmax=Pmax_(cdp,1);
Imax=Imax_(cdp,1);
Vmax=Vmax_(cdp,1);
G=G_(cdp,1);
Tm=Tm_(cdp,1);
nmod=nmod_(cdp,1);
Iall=chosenday(cdp,45:75);
Vall=chosenday(cdp,14:44);
Rs=-((Iall(1,3)-Iall(1,1))/(Vall(1,3)-Vall(1,1)));

Rp=-1/((Iall(1,30)-Iall(1,28))/(Vall(1,30)-Vall(1,28)));
load patients.mat
resul(cdp,:)=table(G,Tm,Vmax,Imax,Pmax,Rs,Rp)
end
% set(handles.axes1,'visible','on');
% axes(handles.axes1)
% plot(Vall,Iall), grid on, title('Courbe I-V '), xlabel('Voltage
[V]'), ylabel('Current[A]')
% hold on
% plot(Vmax,Imax,'ro'), hold off
% set(gca,'xtick',0:1:max(Vall)+1);

% Centrale
strAA=(num2str(A,'%-d.xls'));
strMM=(num2str(M,'0%-d-'));
strjj=(num2str(j,'0%-d-'));
filename =[strjj strMM strAA];
% export et enregistrer comme fichier excel :
writetable(resul,filename,'Sheet',1,'Range','B1');

set(handles.edit4,'string',G)
set(handles.edit5,'string',Tm)
set(handles.edit6,'string',Vall(1,1))
set(handles.edit7,'string',Iall(1,30))
set(handles.edit8,'string',Vmax)
set(handles.edit9,'string',Imax)
set(handles.edit10,'string',Pmax)
set(handles.edit11,'string',Rs)
set(handles.edit12,'string',Rp)

set(handles.text8,'visible','on')
set(handles.text10,'visible','on')
set(handles.text11,'visible','on')
set(handles.text12,'visible','on')
set(handles.text13,'visible','on')
set(handles.text14,'visible','on')
set(handles.text15,'visible','on')
set(handles.text16,'visible','on')
set(handles.text17,'visible','on')
set(handles.edit4,'visible','on')
set(handles.edit5,'visible','on')
set(handles.edit6,'visible','on')
set(handles.edit7,'visible','on')

```

```

set(handles.edit8,'visible','on')
set(handles.edit9,'visible','on')
set(handles.edit10,'visible','on')
set(handles.edit11,'visible','on')
set(handles.edit12,'visible','on')

for iii=1:length(chosenday)
    Iall(iii,:)=chosenday(iii,45:75);
    Vall(iii,:)=chosenday(iii,14:44);
    Rs(iii,:)=-(Iall(iii,3)-Iall(iii,1))/(Vall(iii,3)-Vall(iii,1));
    % assignin('base','Rs',Rs)
    % assignin('base','Rp',Rp)
    % assignin('base','Iall',Iall)
    % assignin('base','Vall',Vall)
    G(iii,:)=chosenday(iii,76);
    Tm(iii,:)=chosenday(iii,7);

    Rp(iii,:)= -1/((Iall(iii,30)-Iall(iii,28))/(Vall(iii,30)-Vall(iii,28)));

end

Vocall=Vall(:,1);
Iscall=Iall(:,31);
%all=[Vocall Iscall Vocall.*Iscall G Tm];

assignin('base','Iall',Iall)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns popupmenu2
%         contents as cell array
%         contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from popupmenu2

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function popupmenu2_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to popupmenu2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

```

```
function edit4_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit4 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit4 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit4 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit4_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit4 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit5_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit5 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit5 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit5 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit5_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit5 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit6_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit6 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
```

```
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit6 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit6 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit6_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit6 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit7_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit7 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit7 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit7 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit7_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit7 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit8_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit8 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit8 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit8 as a
double
```

```
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit8_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit8 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit9_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit9 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit9 as text
%       str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit9 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit9_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit9 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit10_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit10 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit10 as text
%       str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit10 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit10_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
```

```
% hObject    handle to edit10 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit11_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit11 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit11 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit11 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit11_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit11 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit12_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit12 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit12 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit12 as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit12_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit12 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
```

```
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
```

Annexe 2

Photovoltaic modules

TE240/250-60M+

► High efficiency, reduced area, positive power classification

Tenesol manufactures its own photovoltaic modules in two facilities.

Tenesol's modules **use the high-output technology of the multicrystalline cell.** Each cell is individually measured and sorted before the encapsulation stage.

The combined use of **tempered glass, EVA and back sheet keeps its weight to a minimum.** The laminate **guarantees total watertightness** and long-term protection of the cells.

The **reinforced 50 mm aluminium** frame makes handling easy and allows for quick, easy and **highly resistant assembly.**

This Tenesol's module can withstand a heavy snowload **up to 5400 Pa.**

Each module is subject to an **individual quality control process.**

- Power tolerance : 0 / +5 Wp
- Module efficiency : up to 15.2%
- Product warranty : 10 years
- Power warranty : 25 years*



The quality of TENESOL modules are CE certified.

Our production facilities are also certified according to ISO 9001 and ISO 14001 standards.

About Tenesol

A rapidly expanding global player in the field of solar energy (with an estimated turnover of €200 million in 2011) Tenesol works on behalf of businesses, local authorities and private individuals. For more than 28 years, the company has been engineering, designing, manufacturing, installing and operating solar energy systems. Its services cover systems that produce or consume the energy they generate (off-grid sites, electricity grid connected, solar water heating) for customers around the globe. A benchmark player in its sector, Tenesol currently has a staff of more than 700 employees across 18 subsidiaries including two production facilities, one in Toulouse, France, and the other in Cape Town, South Africa. In January 2012, Tenesol was acquired by SunPower (NASDAQ: SPWR), a manufacturer of highest efficiency solar cell, solar panels and solar systems. SunPower is headquartered in San Jose, Calif., with offices in North America, Europe, Australia and Asia.

For more information, please visit: www.tenesol-group.com .



Sun access provider.

TENESOL

A SUNPOWER COMPANY

► TE240/250-60M+

Electrical characteristics TE240/250-60M+

Nominal Power (STC)	Wp	240	245	250
Minimum power		240	245	250
Maximum power		245	250	255
Sorting limits	Wp	-0/+5		
Sorting limits	%	2.1	2.0	2.0
Voltage at max. power	(V)	29.55	29.8	30.05
Current at max. power	(A)	8.2	8.3	8.4
Open circuit voltage	(V)	37.2	37.4	37.5
Short circuit current	(A)	8.6	8.7	8.8

According to specifications at STC: Irradiation 1000 W/m²; AM 1.5; Cell at ambient Temperature T: 25°C.

Nominal Pow. 45°C/800W/m ²	Wp	178.8	182.6	186.5
Voltage at max. power	(V)	26.9	27.2	27.4
Current at max. power	(A)	6.6	6.7	6.8
Open circuit voltage	(V)	34.6	34.8	34.9
Short circuit current	(A)	7.0	7.0	7.1

NOCT tests realized with a maximum power (in Wp), junction temperature 45 °C; irradiation 800 W/m²; Am 1,5 ; Ambient temperature 20 °C; Windspeed 1 m/sec.

Temperature coefficients	
Temperature Coefficient of Voltage	- 129,0 mV/°C
Temperature Coefficient of Current	+ 4,8 mA/°C
Temperature Coefficient of Power	- 0,43 %/°C
NOCT	45°C

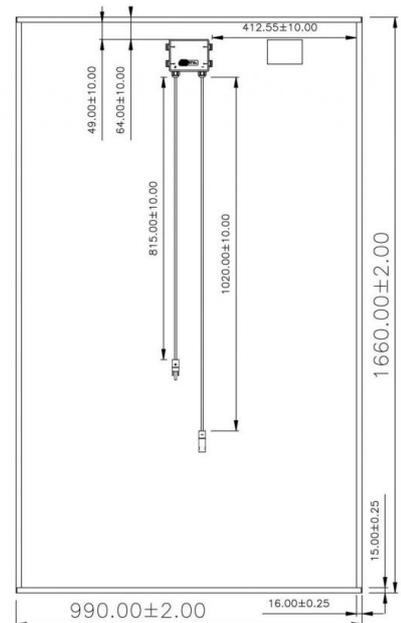
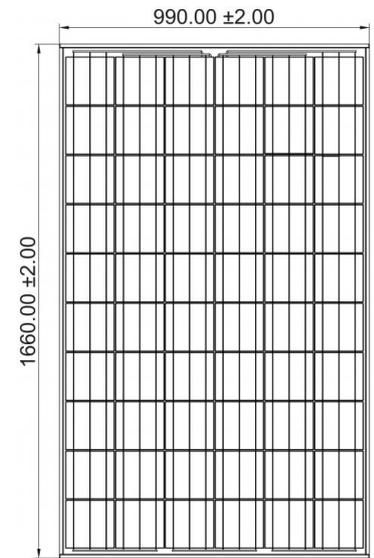
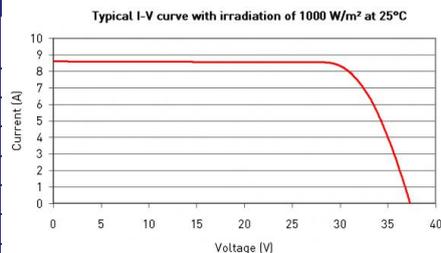
Cells	
Size	156 x 156 mm
Layout	60 cells / 6 x 10
Type	Monocrystalline

General information	
Maximum system voltage	1000 V
Maximum reverse current	17 A
Type of connection	Amphenol
Diodes	3 by-pass
Junction Box	IP55
Weight	19 kg
Operating ambient temperature	-40 / +85°C

Certifications	
	IEC61215 + IEC61730

Warranty	
Product warranty	10 years
Power warranty (*)	25 years - 80 % of minimal power 10 years - 90 % of minimal power

Irradiant dependency			
Irradiation (W/m ²)	Pm	Vpm	lpm
1000	1	1	1
800	0,799	0,999	0,8
500	0,497	0,994	0,5
400	0,394	0,986	0,4
300	0,291	0,970	0,3
200	0,187	0,936	0,2
100	0,086	0,862	0,1



Polycrystalline Solar Module

OVERVIEW

Hanwha SolarOne's SF220 Polycrystalline Module delivers the performance and efficiency required for large power output applications. Featuring a smooth, all-blue surface and a tight $\pm 3\%$ power tolerance, the SF220 Poly provides an aesthetically attractive and efficient option for commercial and utility installations. The module has undergone comprehensive testing for reliable performance over time and is certified to comply with the latest Class A safety standards.



KEY TECHNICAL FEATURES

- 5 year product warranty, 25 year performance warranty*
- Module certified to withstand high snow loads, up to 5.4kN/m²**
- Tight power tolerance: $\pm 3\%$, anti-reflective coating
- Free module recycling through membership in PV Cycle

*Please refer to Hanwha SolarOne Product Warranty for details.

**Please refer to Hanwha SolarOne module Installation Guide.

QUALITY AND ENVIRONMENTAL CERTIFICATES

- ISO 9001 quality standards and ISO 14001 environmental standards
- OHSAS 18001 occupational health and safety standards
- IEC 61215 and IEC 61730 Class A certifications
- Conformity to CE

ABOUT HANWHA SOLARONE

Hanwha SolarOne is a vertically integrated manufacturer of photovoltaic modules designed to meet the demands of the global energy consumer. From high-grade crystalline silicon, to module production, to project development and financing, Hanwha SolarOne is setting the new standard in innovation and value.

- High reliability, guaranteed quality, and excellent cost-efficiency due to vertically integrated production and control of the supply chain;
- Optimization of product performance and manufacturing processes through a strong commitment to research and development;
- Global presence throughout Europe, North America, and Asia, offering regional technical and sales support.



ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Electrical Characteristics at Standard Test Conditions (STC)

MAXIMUM POWER (P _{max})	225W	230W	235W	240W	245W	250W
OPEN CIRCUIT VOLTAGE (V _{oc})	36.7V	36.8V	36.8V	37.0V	37.1V	37.2V
SHORT CIRCUIT CURRENT (I _{sc})	8.18A	8.34A	8.44A	8.54A	8.64A	8.74A
VOLTAGE AT MAXIMUM POWER (V _{mp})	29.9V	30.0V	30.1V	30.2V	30.3V	30.4V
CURRENT AT MAXIMUM POWER (I _{mp})	7.53A	7.67A	7.81A	7.95A	8.08A	8.22A
MODULE EFFICIENCY (%)	13.6	13.9	14.2	14.5	14.8	15.1

P_{max}, V_{oc}, I_{sc}, V_{mp}, and I_{mp} tested at STC defined as irradiance of 1000W/m² at AM 1.5G solar spectrum and temperature 25 ±2°C. Power tolerance of ±3% refers to measured performance.

Electrical Characteristics at Normal Operating Cell Temperature (NOCT)

MAXIMUM POWER (P _{max})	163W	167W	170W	174W	178W	182W
OPEN CIRCUIT VOLTAGE (V _{oc})	33.1V	33.3V	33.5V	33.7V	34.1V	34.2V
SHORT CIRCUIT CURRENT (I _{sc})	6.50A	6.66A	6.74A	6.84A	6.99A	7.07A
VOLTAGE AT MAXIMUM POWER (V _{mp})	27.1V	27.2V	27.3V	27.4V	27.6V	27.7V
CURRENT AT MAXIMUM POWER (I _{mp})	6.02A	6.14A	6.23A	6.35A	6.46A </td <td>6.58A</td>	6.58A
MODULE EFFICIENCY (%)	12.3	12.6	12.9	13.2	13.5	13.8

P_{max}, V_{oc}, I_{sc}, V_{mp}, and I_{mp} tested at STC defined as irradiance of 1000W/m² at AM 1.5G solar spectrum and temperature 25 ±2°C. Power tolerance of ±3% refers to measured performance.

Temperature Characteristics

NORMAL OPERATING CELL TEMPERATURE (NOCT)	45 ±3°C
TEMPERATURE COEFFICIENTS OF P	-0.45%/°C
TEMPERATURE COEFFICIENTS OF V	-0.32%/°C
TEMPERATURE COEFFICIENTS OF I	-0.04%/°C

Maximum Ratings

MAXIMUM SYSTEM VOLTAGE	1000V (IEC); 600V (UL)
SERIES FUSE RATING	15A
MAXIMUM REVERSE CURRENT	Series fuse rating multiplied by 1.35

MECHANICAL CHARACTERISTICS

DIMENSIONS	1652mm x 1000mm x 45mm (65.04 in x 39.37 in x 1.77 in)
WEIGHT	21kg (46.2 lbs)
FRAME	Aluminum alloy
FRONT	Tempered glass
ENCAPSULANT	EVA
BACK COVER	Composite sheet
CELL TECHNOLOGY	Polycrystalline
CELL SIZE	156mm x 156mm (6.14 in x 6.14 in)
NUMBER OF CELLS (Pieces)	60 (6 x 10)
JUNCTION BOX	Protection class IP65 with bypass-diode
OUTPUT CABLES	Solar cable: 4mm ² ; length 900mm (35.4 in)
CONNECTOR	Linyang LY0706-2

SYSTEM DESIGN

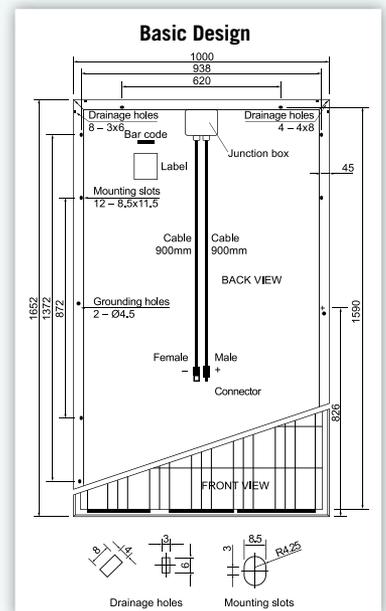
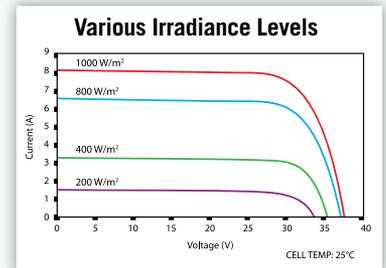
OPERATING TEMPERATURE	-40°C to 85°C
HAIL SAFETY IMPACT VELOCITY	25mm at 23m/s
FIRE SAFETY CLASSIFICATION	Class C
STATIC LOAD WIND/SNOW	5.4kN/m ²

PACKAGING AND STORAGE

STORAGE TEMPERATURE	-40°C to 85°C
PACKAGING CONFIGURATION	22 pcs per pallet
LOADING CAPACITY (40 FT. CONTAINER)	572 pieces

Performance at Low Irradiance:

The typical relative change in module efficiency at an irradiance of 200W/m² in relation to 1000W/m² (both at 25°C and AM 1.5G spectrum) is less than 5%.



©Hanwha SolarOne Co. Ltd. Specifications are subject to change without notice, Release: 2011-01-27