



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université d'ElOued

Faculté de Technologie

Laboratoire de Génie Électrique et des Énergies
Renouvelables (LGEERE)

Thèse de Doctorat

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de Docteur en science

Spécialité : Électrotechnique

Option : Électrotechnique

**Contribution à la prédiction et la surveillance
des défauts dans les systèmes électriques
- Application aux systèmes photovoltaïques -**

Présentée par: LARGOT Soulef

Soutenue le 12/04/2024, en présence du jury d'examen :

M. HETTIRI Messaoud	Prof.	Université d'El Oued	Président
M. BESSOUS Nouredine	Prof.	Université d'El Oued	Rapporteur
M. BORNİ Abdelhalim	Directeur de recherche	URAER, CDER Ghardaïa	Co-Rapporteur
M. LAMMOUCHI Zakaria	Prof.	Université d'El Oued	Examineur
M. ELBAR Mohamed	MCA	Université de Djelfa	Examineur
M. RACHEDI Mohamed Yacine	MCA	Université d'Ouargla	Examineur

Année universitaire : 2024-2025 / 1446-1447 AH

Résumé de la thèse

Résumé

La transition énergétique mondiale privilégie de plus en plus les énergies renouvelables, avec les systèmes photovoltaïques (PV) jouant un rôle clé. En Algérie, l'exploitation de l'énergie solaire est une priorité gouvernementale pour répondre aux défis environnementaux et économiques. Cependant, les performances de ces systèmes peuvent être affectées par des défauts tels que l'accumulation de poussière, l'ombrage partiel, les inégalités de température et d'autres types de défauts. Cela peut affecter la performance de ces systèmes et compromettre leur sécurité et leur efficacité.

Dans ce contexte, la présente thèse vise à explorer des méthodes innovantes pour prédire et surveiller les défaillances dans les systèmes photovoltaïques (PV), en se concentrant sur l'optimisation de l'efficacité des panneaux dans la région d'El-Oued en Algérie. L'expérimentation sur le module PV de type RAGGIE a montré que l'angle d'inclinaison erroné a diminué l'efficacité de 19.31% et que la poussière a diminué l'efficacité de 34.68%. Nous avons proposé un modèle de détection de l'ombrage partiel basé sur MobileNet et un classifieur SVM avec une précision de 98.88% et un temps d'entraînement considérablement réduit. Cette solution est très appropriée pour les applications en temps réel.

Finalement, nous avons montré l'avantage économique et responsable de la mise en place de systèmes PV pour l'alimentation domestique en Algérie. Cela contribue de manière significative aux objectifs nationaux de l'Algérie qui vise atteindre 27% d'énergie renouvelable d'ici 2030.

Mots clés

Systèmes électriques, Modules solaires photovoltaïques, Accumulation de poussière, Système de suivi solaire, Angle d'inclinaison optimal, Prédiction des défauts, Surveillance des défauts.

Abstract

The global energy transition increasingly favors renewable energies, with photovoltaic (PV) systems playing a key role. In Algeria, the exploitation of solar energy is a government priority to address environmental and economic challenges. However, the performance of these systems can be affected by defects such as dust accumulation, partial shading, temperature inequalities, and other types of defects. This can affect the performance of these systems and compromise their safety and efficiency.

In this context, the present thesis aims to explore innovative methods for predicting and monitoring failures in photovoltaic (PV) systems, focusing on optimizing the efficiency of panels in the El-Oued region of Algeria. Experimentation on the RAGGIE type PV module showed that an incorrect tilt angle decreased efficiency by 19.31% and that dust decreased efficiency by 34.68%. We proposed a partial shading detection model based on MobileNet and an SVM classifier with an accuracy of 98.88% and a significantly reduced training time. This solution is highly suitable for real-time applications.

Finally, we demonstrated the economic and responsible advantage of implementing PV systems for domestic power supply in Algeria. This contributes significantly to Algeria's national goals of achieving 27% renewable energy by 2030.

Keywords

Electrical systems, Solar photovoltaic modules, Dust accumulation, Solar tracking system, Optimal tilt angle, Fault prediction, Fault monitoring.

ملخص

يتجه التحول العالمي في مجال الطاقة بشكل متزايد نحو مصادر الطاقة، حيث تلعب أنظمة الطاقة الشمسية الكهروضوئية (PV) دورًا رئيسيًا. في الجزائر، يُعتبر استغلال الطاقة الشمسية أولوية حكومية لمواجهة التحديات البيئية والاقتصادية. ومع ذلك، يمكن أن يتأثر أداء هذه الأنظمة بسبب عيوب مثل تراكم الغبار، التظليل الجزئي، تفاوت درجات الحرارة، وأنواع أخرى من العيوب. يمكن أن يؤثر ذلك على أداء هذه الأنظمة ويهدد سلامتها وفعاليتها.

وفي هذا السياق، تهدف الأطروحة الحالية إلى استكشاف وتطوير أساليب مبتكرة للتنبؤ بالأعطال في الأنظمة الكهربائية ومراقبتها، وخاصة في الأنظمة الكهروضوئية. وتركز هذه الأطروحة على تحسين كفاءة الألواح الكهروضوئية في منطقة الوادي بالجزائر، أظهرت التجارب على وحدة PV من نوع RAGGIE أن زاوية الميل الخاطئة قللت من الكفاءة بنسبة 19.31% وأن الغبار قلل من الكفاءة بنسبة 34.68%. اقترحنا نموذجًا للكشف عن التظليل الجزئي يعتمد على SVM و MobileNet مع دقة تبلغ 98.88% ووقت تدريب منخفض بشكل كبير. هذا الحل مناسب جدًا للتطبيقات في الوقت الراهن.

وأخيرًا، أظهرنا الميزة الاقتصادية والمسؤولية لتطبيق أنظمة الطاقة الكهروضوئية لتزويد الطاقة المنزلية في الجزائر. يساهم ذلك بشكل كبير في الأهداف الوطنية للجزائر التي تهدف إلى تحقيق 27% من الطاقة المتجددة بحلول عام 2030.

الكلمات الدالة

الأنظمة الكهربائية، وحدات الطاقة الشمسية الكهروضوئية، تراكم الغبار، نظام تتبع الطاقة الشمسية، زاوية الميل المثلى، التنبؤ بالأعطال، مراقبة الأعطال.

Dédicace

À la mémoire de mon père, Abdelouahab,

À ma chère mère, Azzag Aïcha,

À mon cher mari, Bouadila Mohamed Salah; mes chères enfants, Chahd, Chahine, Ihab

ainsi que mes tantes

À toute mes amis sans exception.

Et à toi ...

Remerciements

Le travail présenté dans cette thèse a été réalisé au sein du Laboratoire de Génie Électrique et des Énergies Renouvelables (LGEERE), relevant du Département de Génie Électrique, à la Faculté de Technologie de l'Université Hamma Lakhdar d'El-Oued.

Avant toute chose, je rends grâce à Dieu Tout-Puissant, sans qui rien n'aurait été possible. Je tiens à adresser mes plus sincères remerciements à mon directeur de thèse, M. Noureddine BESSOUS, Professeur au Département d'Électrique de l'Université d'El-Oued, pour la confiance qu'il m'a témoignée, ses orientations précieuses, son accompagnement constant et ses conseils éclairés tout au long de cette recherche.

Ma profonde reconnaissance va également à mon co-directeur, M. Abdelhalim BORN, Directeur de Recherche, pour sa disponibilité, sa rigueur scientifique et le suivi attentif dont il a fait preuve durant toutes les étapes de ce travail.

Je remercie chaleureusement Messieurs Messaoud HETTIRI et Zakaria LAMMOUCHI, professeurs à l'Université d'El-Oued, respectivement pour la présidence de mon jury et l'examen de ce travail.

Mes remerciements s'adressent également à M. Mohamed ELBAR et à M. Mohamed Yacine RACHEDI, Maîtres de conférences aux universités de Djelfa et d'Ouargla respectivement, pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'évaluer ce travail.

Je n'oublie pas d'exprimer toute ma gratitude à ma famille, pilier fondamental dans cette aventure. Je remercie de tout cœur mon époux, pour sa patience, sa compréhension et son soutien inébranlable. À mes enfants, véritables sources de bonheur et de motivation, va tout mon amour. Enfin, merci à toutes les personnes, proches ou lointaines, qui ont contribué, d'une manière ou d'une autre, à l'accomplissement de ce travail.

Table des matières

Dédicace	i
Remerciements	ii
Table des matières	iii
Index des figures	vii
Liste des tableaux	ix
Liste des abréviations	x
Chapitre I	
Introduction générale	
I.1. Contexte et problématique de la thèse	16
I.2. Objectif de la thèse	16
I.3. Méthodologie de la thèse	17
Chapitre II	
Revue de la Littérature	
II.1. Introduction	20
II.2. Synthèse des travaux existants	21
II.3. Présentation des systèmes photovoltaïques	26
II.3.1. Historique du photovoltaïque	26
II.3.2. Système photovoltaïque	26
II.3.2.1 Qu'est-ce qu'un système photovoltaïque ?	26
II.3.2.2 Composition d'un système photovoltaïque	27
II.3.2.3 Technologie d'une cellule photovoltaïque	29
II.3.2.4 Fonctionnement d'un système photovoltaïque	29
II.3.2.5 Importance des systèmes PVs dans la production d'énergie	30
II.3.3. Classification de systèmes photovoltaïques	30
II.3.3.1 Systèmes photovoltaïques autonomes.....	31
II.3.3.2 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau	32
II.3.3.3 Systèmes hybrides	34
II.4. État de l'art sur les défauts dans les systèmes photovoltaïques	34
II.4.1. Types de défauts dans les systèmes photovoltaïques	35
II.4.1.1 Défauts matériels	35
II.4.1.2 Défauts de conception	35
II.4.1.3 Défauts opérationnels	35
II.5. Techniques de surveillance et de diagnostic des défauts dans les systèmes électriques	36
II.5.1. Méthodes de détection des défauts.....	36
II.5.1.1 Techniques visuelles	36
II.5.1.2 Surveillance thermique	36
II.5.1.3 Analyse électrique	36
II.5.2. Impact des défauts sur la performance	36
II.5.2.1 Efficacité énergétique.....	36
II.5.2.2 Durabilité des systèmes	37
II.6. Méthodes de prédiction des défauts	37
II.6.1. Importance de la prédiction des défauts	37
II.6.2. Approches traditionnelles	37
II.6.2.1 Méthodes statistiques	37
II.6.2.2 Modèles basés sur des règles	38
II.6.2.3 Limitations des approches traditionnelles	38
II.6.3. Méthodes avancées de prédiction des défauts	38

II.6.3.1	Apprentissage machine	38
II.6.3.2	Réseaux de neurones	39
II.6.3.3	Algorithmes de classification	39
II.6.3.4	Approches hybrides	39
II.7.	Synthèse des travaux existants et identification des lacunes	39
II.7.1.	Synthèse des travaux existants	39
II.7.2.	Identification des lacunes	40
II.8.	Conclusion	41

Chapitre III

Modélisation et Analyse des Défaits dans les Systèmes Photovoltaïques

III.1.	Introduction	43
III.2.	Description des différents types de défauts dans les systèmes PV	43
III.2.1.	Défauts de connexion	43
III.2.2.	Dégradation des cellules	43
III.2.3.	Ombrage	44
III.3.	Modélisation des systèmes PV en présence de défauts	44
III.3.1.	Modélisation mathématique de la cellule PV	44
III.3.2.	Modèle d'une cellule PV basée sur une seule diode	44
III.3.2.1	Courant de court-circuit (I_{CC})	47
III.3.2.2	Tension de circuit-ouvert (V_{OC})	47
III.3.2.3	Puissance crête d'une cellule PV	47
III.3.2.4	Facteur de forme (FF)	47
III.3.2.5	Rendement de conversion (η)	48
III.3.2.6	Zones de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque	48
III.3.3.	Modèle d'une cellule PV basée sur deux diodes	49
III.3.4.	Modèles électriques	52
III.3.5.	Simulations numériques.....	53
III.4.	Analyse théorique et simulation des impacts des défauts sur les performances des systèmes PVs	53
III.4.1.	Impact des défauts de connexion	53
III.4.2.	Impact de la dégradation des cellules	53
III.4.3.	Impact de l'ombrage	53
III.5.	Identification des signatures caractéristiques des défauts dans les paramètres électriques	53
III.5.1.	Analyse des courbes I-V.....	54
III.5.2.	Surveillance en temps réel	54
III.6.	Conclusion	54

Chapitre IV

Approches de Prédiction et de Surveillance des Défaits

IV.1	Introduction	56
IV.2	Présentation des techniques de prédiction des défauts	56
IV.2.1.	Modèles statistiques	56
IV.2.2.	Réseaux de neurones	57
IV.2.3.	Algorithmes de classification	57
IV.3	Développement d'un modèle prédictif pour la détection et la localisation des défauts dans les systèmes PVs	57
IV.3.1.	Collecte de données	57
IV.3.2.	Prétraitement des données	57
IV.3.3.	Catégorisation des défauts	58

IV.3.4.	Segmentation des données	58
IV.3.5.	Sélection de modèle	58
IV.3.6.	Entraînement du modèle	58
IV.3.7.	Validation et test	58
IV.3.8.	Interprétabilité et explicabilité	58
IV.3.9.	Déploiement	59
IV.3.10	Surveillance et mise à jour	59
IV.4	Intégration des méthodes de surveillance pour le suivi en temps réel des performances des systèmes PVs	59
IV.4.1.	Utilisation de l'Internet of Things (IoT)	59
IV.4.2.	Mesure des courants et tensions	59
IV.4.3.	Analyse des courbes I-V	60
IV.4.4.	Optimisation des performances	60
IV.4.5.	Surveillance des conditions météorologiques	60
IV.4.6.	Alertes et notifications	60
IV.5	Validation des approches par des simulations numériques et des études de cas	60
IV.6	Conclusion	61

Chapitre V Études Expérimentales

V.1.	Introduction	63
V.2.	Description du banc d'essai et des équipements expérimentaux	63
V.2.1.	Système de montage des PV	64
V.2.2.	Modules photovoltaïques (PV)	64
V.2.3.	Instruments de mesure climatique	65
V.2.4.	Résistance électrique variable	66
V.2.5.	Câbles de connexion	67
V.2.6.	Multimètres numériques	67
V.3.	Présentation des protocoles expérimentaux pour la génération et la détection des défauts dans un système PV.....	67
V.3.1.	Sélection des modules PV	67
V.3.2.	Fabrication des supports métalliques	67
V.3.3.	Scénarios expérimentaux	68
V.3.4.	Conditions climatiques	68
V.3.5.	Mesure des paramètres électriques	68
V.3.6.	Analyse théorique	68
V.3.7.	Génération de défauts	68
V.3.8.	Détection de défauts	68
V.3.9.	Analyse énergétique	68
V.3.10	Documentation des résultats	68
V.4.	Acquisition et analyse des données expérimentales	69
V.4.1.	Etude 01 : l'impact de l'accumulation de poussière sur la performance des panneaux PV	69
V.4.2.	Etude 02 : l'impact des changements climatiques sur la productivité des modules PV	70
V.4.3.	Etude 03 : l'impact de l'angle d'inclinaison sur la performance des panneaux PV	72
V.4.4.	Etude 04 : Détection de l'ombrage partiel par intelligence artificielle.....	74
V.4.4.1.	Méthode de détection de défauts basée sur MobileNet optimisée	75
V.4.4.2.	Méthode proposée de détection de défauts combinant SVM et	

	MobileNet	75
V.5.	Validation expérimentale des modèles de prédiction et de surveillance développés	78
	V.5.1. Etude 01	78
	V.5.2. Etude 02	85
	V.5.3. Etude 03	102
	V.5.4. Etude 04	105
V.6.	Comparaison des résultats expérimentaux avec les simulations numériques	108
	V.6.1. Etude 01	108
	V.6.2. Etude 02	109
	V.6.3. Etude 03	110
	V.6.4. Etude 04	110
V.7.	Conclusion	111
	Chapitre VI	
	Application et Perspectives	
VI.1.	Introduction	114
VI.2.	Application des méthodes développées à des systèmes PVs réels ou à grande échelle	114
	VI.2.1. Etude 01	114
	VI.2.2. Etude 02	115
	VI.2.3. Etude 03	116
	VI.2.4. Etude 04	117
VI.3.	Analyse des résultats obtenus et discussion des performances	118
	VI.3.1. Etude 01	118
	VI.3.2. Etude 02	119
	VI.3.3. Etude 03	121
	VI.3.4. Etude 04	121
VI.4.	Exploration des limitations des méthodes et propositions d'améliorations	122
	VI.4.1. Etude 01	122
	VI.4.2. Etude 02	124
	VI.4.3. Etude 03	125
	VI.4.4. Etude 04	127
VI.5.	Perspectives pour des travaux futurs dans le domaine de la surveillance des systèmes PVs et au-delà	128
	VI.5.1. Etude 01	128
	VI.5.2. Etude 02	129
	VI.5.3. Etude 03	131
	VI.5.4. Etude 04	132
VI.6.	Conclusion	133
	Conclusion générale	134
	Annexe A : Evolution du courant de la tension électrique du panneau PV	137
	Bibliographie	139

Index des figures

II.1.	Evolution par technologie des capacités installées d'électricité renouvelable dans le monde (2015-2019) et dernières additions (2019)	22
II.2.	Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées de solaire photovoltaïque installées dans le monde (source IRENA)	22
II.3.	Projection à l'horizon 2050 des capacités cumulées de solaire photovoltaïque installées par région dans le monde (source IRENA)	22
II.4.	Schéma synoptique générale d'un système PV	27
II.5.	L'effet photoélectrique	28
II.6.	Caractéristique électrique d'un module photovoltaïque	28
II.7.	Système photovoltaïque autonome (Off-grid)	31
II.8.	Système photovoltaïque raccordé au réseau (On-grid)	32
II.9.	Injection de la totalité de la production	32
II.10.	Injection du surplus de production	33
II.11.	Systèmes hybrides éolien-photovoltaïque	34
III.1.	Circuit équivalent d'une cellule PV basée sur une seule diode	45
III.2.	Influence des résistances shunts et série s sur la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque	46
III.3.	Point de fonctionnement optimal d'une cellule PV	48
III.4.	Zone de fonctionnement d'une cellule PV	49
III.5.	Circuit équivalent d'une cellule PV basée sur deux diodes	49
V.1.	Banc d'essai développé	63
V.2.	Supports métalliques ont été fabriqués	64
V.3.	Modules PV étudiés de type RAGGIE (modèle RG-M165W)	65
V.4.	Matériel de mesure utilisé dans les travaux expérimentaux.....	67
V.5.	Architecture MobileNet	75
V.6.	Représentation SVM	75
V.7.	Étapes de détection d'ombrage partiel	77
V.8.	Circuits électrique étudiés pour l'étude 01	79
V.9.	Données météorologiques mesurées en fonction du temps	80
V.10.	Variation du courant électrique en fonction du temps	81
V.11.	Variation de la tension électrique en fonction du temps	82
V.12.	Variation de la puissance électrique en fonction du temps	84
V.13.	Variation des performances PV en fonction du temps	85
V.14.	Changements des conditions climatiques mesurées	87
V.15.	Résultats du premier scénario	89
V.16.	Résultats du deuxième scénario	91
V.17.	Résultats du troisième scénario	93
V.18.	Résultats du quatrième scénario	95
V.19.	Résultats du cinquième scénario	97
V.20.	Résultats du sixième scénario	99
V.21.	Évolution de l'efficacité du module PV en fonction des données météorologiques	102
V.22.	Circuits électrique étudiés pour l'étude 03	103
V.23.	Données météorologiques mesurées en fonction du temps	104
V.24.	Rendement et efficacité des panneaux PV étudiés	104
V.25.	T-SNE des entités extraites	106
V.26.	Matrice de confusion du MobileNet affiné	107

V.27.	Matrice de confusion du classificateur SVM et MobileNet	107
A.1.	Evolution du courant électrique du panneau PV de référence (PV_r)	133
A.2.	Evolution du courant électrique du panneau PV ciblé (PV_t)	133

Liste des tableaux

III.1	Défauts et anomalies rencontrés dans un Système PV	52
V.1	Caractéristiques techniques du module PV RG-M165W	65
V.2	Matériel de mesure utilisé dans les travaux expérimentaux	66
V.3.	Architecture MobileNet	76
V.4.	Conditions expérimentales appliquées aux systèmes PV étudiés	79
V.5.	Résumé des scénarios étudiés	86
V.6.	Conditions expérimentales de l'étude	102
V.7.	Paramètres d'entraînement	105
V.8.	Comparaison des performances	108

Liste des abréviations

AC	: Courant alternatif (<i>Alternative Curent</i>)
DC	: Courant continu (<i>Direct curent</i>)
°C	: Degrés celsius
CEREFÉ	: Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique
CREDEG	: Centre de Recherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz
CSP	: Centrale Solaire à Concentration (<i>Concentrated Solar Power</i>)
DATS	: Système de suivi à deux axes (<i>Double-axis tracking system</i>)
ECVC	: Circuit électrique à conditions variable
ER	: Énergie Renouvelable
GW	: Gigawatt
HSATS	: Système de suivi horizontal mono-axe (<i>Horizontal single-axis tracking system</i>)
IoT	: Technologies de l'Internet des objets
I _{PV}	: Courant électrique
IRENA	: Agence Internationale des Energies Renouvelables
KW	: Kilowatt
KWh	: Kilowatt-heure
MGI	: Irradiance globale mesurée (<i>Measured Global Irradiance</i>)
MW	: Mégawatt
MW _c	: Mégawatt crête
P _{DC}	: Puissance de sortie directe du module PV
PPM	: Point de Puissance Maximale
PR _{PV}	: Rapport de performance des systèmes photovoltaïques
PV/ou PVs	: Photovoltaïque /ou Photovoltaïques
RC	: Circuit électrique de référence
REC	: Circuit électrique de référence (<i>Reference electrical circuit</i>)
STC	: Conditions de test standard (<i>standard test conditions</i>)
SVM	: Machines à Vecteurs de Support
TC	: Circuit électrique cible
TEC	: Circuit électrique ciblé (<i>Targeted electrical circuit</i>)
TWh	: TéraWatt-heure
V _{PV}	: Tension électrique

Chapitre I

Introduction générale

Sommaire

I.1.	Contexte et problématique de la thèse	16
I.2.	Objectif de la thèse	16
I.3.	Méthodologie de la thèse	17

Introduction générale

I.1. Contexte et problématique de la thèse

Les systèmes photovoltaïques (PV) convertissent la lumière du soleil directement en électricité à l'aide de panneaux solaires. En Algérie, ils sont essentiels pour exploiter l'abondant potentiel solaire, fournissant une source d'énergie durable cruciale pour l'indépendance énergétique du pays.

L'Algérie vise à améliorer sa production d'énergie renouvelable pour réduire les impacts environnementaux et saisir les opportunités économiques.

Grâce à ses importantes ressources solaires, le gouvernement donne la priorité à l'intégration des technologies renouvelables dans sa stratégie énergétique afin de diversifier et de maintenir l'approvisionnement énergétique.

La région d'El-Oued est confrontée à des défis importants pour maximiser les performances du système photovoltaïque, tels que l'accumulation de poussière, qui nuit à l'efficacité. Les variations saisonnières des angles d'inclinaison optimaux et l'ombrage partiel compliquent encore davantage la production d'énergie, nécessitant des solutions innovantes pour améliorer la fiabilité du système.

La problématique centrale de cette thèse est d'améliorer les performances et la durabilité des systèmes PV en Algérie, en particulier dans la région d'El-Oued, en surmontant les défis posés par les défauts matériels, les défaillances de conception, la dégradation des cellules, et l'ombrage. La thèse vise à développer des méthodes innovantes pour la prédiction et la surveillance des défaillances dans les systèmes électriques, afin d'améliorer la gestion et la maintenance des systèmes PV, et ainsi contribuer à la transition énergétique durable en Algérie.

I.2. L'objectif de la thèse

Dans ce contexte, cette thèse s'inscrit dans cette problématique en explorant et en développant des méthodes innovantes pour la prédiction et la surveillance des défaillances dans les systèmes électriques, avec une application spécifique aux systèmes PV. Pour répondre à ce défi, cette thèse propose les principales contributions suivantes :

- **Amélioration de la Productivité des Modules PV** : La thèse a identifié l'angle d'inclinaison optimal des panneaux PV pour maximiser leur productivité énergétique dans la région d'El-Oued en Algérie.
- **Impact de l'Accumulation de Poussière** : L'étude a montré que l'accumulation de poussière sur les modules PV peut avoir un impact significatif sur leur efficacité, soulignant ainsi la nécessité d'un entretien régulier.
- **Validation des Modèles de Prédiction** : La comparaison entre les résultats expérimentaux et les simulations numériques a confirmé la précision des modèles de prédiction utilisés, ce qui est crucial pour la planification et la mise en œuvre de systèmes PV efficaces.
- **Développement d'un modèle de détection de l'ombrage partiel** :
Conception et validation d'un modèle de détection de l'ombrage partiel basé sur MobileNet et un classifieur Machines à Vecteurs de Support (SVM).

I.3. Méthodologie de la thèse

La méthodologie de recherche de cette thèse a été conçue en suivant une approche structurée pour atteindre les objectifs de recherche. Cette thèse a été préparée en cinq chapitres organisés comme suit :

Chapitre II : Revue de la Littérature

Dans ce chapitre, nous présentons une synthèse des travaux existants dans le domaine des systèmes PV, en mettant l'accent sur la production d'électricité et les défis associés à leur fonctionnement. Ce chapitre offre un contexte historique et opérationnel, examine les défauts courants dans les systèmes électriques et les systèmes PV, et passe en revue les techniques de surveillance et de diagnostic des défauts. Il compare également les approches traditionnelles et avancées de prédiction des défauts, y compris celles basées sur l'intelligence artificielle et l'apprentissage automatique, et identifie les lacunes dans la recherche actuelle.

Chapitre III : Modélisation et Analyse des Défauts dans les Systèmes Photovoltaïques

Ce chapitre est structuré de manière à fournir une base solide pour le développement de méthodes de prédiction et de surveillance des défauts dans les systèmes PV, qui sont abordées dans les chapitres suivants. Il comprend une introduction aux défauts courants dans les

systèmes PV, tels que la dégradation des cellules et l'ombrage, et explore en détail les techniques de modélisation et d'analyse nécessaires pour évaluer ces défauts.

Chapitre IV : Approches de Prédiction et de Surveillance des Défauts

Ce chapitre vise principalement à présenter les méthodes et les techniques utilisées pour prévoir et surveiller les défauts dans les systèmes PV. Il détaille les stratégies mises en place pour anticiper et détecter les problèmes avant qu'ils n'affectent la performance des systèmes PV. Il expose les différentes approches, y compris les modèles statistiques et les méthodes basées sur l'intelligence artificielle, qui sont essentielles pour la gestion et la maintenance efficaces des systèmes PV.

Chapitre V : Études Expérimentales

Ce chapitre est consacré à la présentation des travaux expérimentaux réalisés dans le cadre de la thèse. Il détaille les méthodes expérimentales utilisées pour valider les modèles de prédiction et de surveillance des défauts développés dans les chapitres précédents. Ce chapitre est structuré en plusieurs sections, qui incluent la description des expériences, l'acquisition des données, et l'analyse des données. Nous avons mené quatre travaux expérimentaux (Etude 01, Etude 02, Etude 03 et Etude 04), chacun avec ses propres objectifs, et résultats. Les études expérimentales sont essentielles pour confirmer la validité des approches de prédiction et de surveillance des défauts proposés dans des conditions réelles. Cette étape comprend la description du banc d'essai, la génération et la détection des défauts, l'acquisition et l'analyse des données expérimentales.

Chapitre V : Application et Perspectives

Dans ce chapitre, nous présentons les applications pratiques des méthodes de prédiction et de surveillance des défauts proposés dans les chapitres précédents. Ce chapitre explore les implications des résultats de recherche pour l'industrie photovoltaïque et propose des orientations pour des travaux futurs. Il discute également de la manière dont les systèmes PV peuvent être optimisés en termes de productivité et d'efficacité énergétique, en tenant compte des conditions climatiques et des besoins en entretien.

Enfin, ce travail sera clôturé par une conclusion générale à travers laquelle on expose les principaux résultats obtenus.

Chapitre II

Revue de la Littérature

Sommaire

II.1.	Introduction	20
II.2.	Synthèse des travaux existants	21
II.3.	Présentation des systèmes photovoltaïques	26
II.3.1.	Historique du photovoltaïque	26
II.3.2.	Système photovoltaïque	26
II.3.2.1	Qu'est-ce qu'un système photovoltaïque ?	26
II.3.2.2	Composition d'un système photovoltaïque	27
II.3.2.3	Technologie d'une cellule photovoltaïque	29
II.3.2.4	Fonctionnement d'un système photovoltaïque	29
II.3.2.5	Importance des systèmes PVs dans la production d'énergie	30
II.3.3.	Classification de systèmes photovoltaïques	30
II.3.3.1	Systèmes photovoltaïques autonomes.....	31
II.3.3.2	Systèmes photovoltaïques connectés au réseau	32
II.3.3.3	Systèmes hybrides	34
II.4.	État de l'art sur les défauts dans les systèmes photovoltaïques	34
II.4.1.	Types de défauts dans les systèmes photovoltaïques	35
II.4.1.1	Défauts matériels	35
II.4.1.2	Défauts de conception	35
II.4.1.3	Défauts opérationnels	35
II.5.	Techniques de surveillance et de diagnostic des défauts dans les systèmes électriques	36
II.5.1.	Méthodes de détection des défauts.....	36
II.5.1.1	Techniques visuelles	36
II.5.1.2	Surveillance thermique	36
II.5.1.3	Analyse électrique	36
II.5.2.	Impact des défauts sur la performance	36
II.5.2.1	Efficacité énergétique.....	36
II.5.2.2	Durabilité des systèmes	37
II.6.	Méthodes de prédiction des défauts	37
II.6.1.	Importance de la prédiction des défauts	37
II.6.2.	Approches traditionnelles	37
II.6.2.1	Méthodes statistiques	37
II.6.2.2	Modèles basés sur des règles	38
II.6.2.3	Limitations des approches traditionnelles	38
II.6.3.	Méthodes avancées de prédiction des défauts	38
II.6.3.1	Apprentissage machine	38
II.6.3.2	Réseaux de neurones	39
II.6.3.3	Algorithmes de classification	39
II.6.3.4	Approches hybrides	39
II.7.	Synthèse des travaux existants et identification des lacunes	39
II.7.1.	Synthèse des travaux existants	39
II.7.2.	Identification des lacunes	40
II.8.	Conclusion	41

Revue de la Littérature

II.1. Introduction

La production d'énergie électrique repose majoritairement sur les énergies fossiles et le nucléaire, entraînant une pollution atmosphérique croissante. Face à l'augmentation de la demande énergétique au 20ème siècle, il est crucial de développer des alternatives durables et peu polluantes. Les énergies renouvelables (ER), telles que l'éolien et le solaire, émergent comme des solutions viables pour réduire l'impact environnemental. La transition vers ces sources d'énergie est essentielle pour garantir un avenir énergétique respectueux de l'environnement et économiquement viable [1],[2].

L'énergie photovoltaïque est une option attrayante pour la production d'électricité propre et durable, et contribue à la transition vers un système énergétique plus écologique [3],[4].

Dans ce contexte actuel de la transition énergétique, la production d'électricité à l'échelle mondiale est en pleine mutation, avec une attention particulière portée sur les énergies renouvelables [5],[6].

Ce premier chapitre, présente une analyse approfondie des travaux existants est réalisée pour identifier les lacunes dans la recherche actuelle sur les systèmes PV. Ensuite, la présentation des systèmes PV est présentée, en soulignant leur rôle crucial dans la production d'énergie. Nous examinerons leur fonctionnement, leur efficacité, ainsi que les innovations technologiques qui les rendent de plus en plus compétitifs par rapport aux sources d'énergie traditionnelles.

Un état de l'art sera ensuite réalisé sur les défauts rencontrés dans les systèmes électriques, en particulier ceux liés aux systèmes PV. Cette analyse nous permettra de comprendre les enjeux techniques et opérationnels qui peuvent affecter la performance de ces systèmes, ainsi que les conséquences potentielles sur la fiabilité et la durabilité des installations.

Nous poursuivrons avec une discussion sur les techniques de surveillance et de diagnostic des défauts dans les systèmes électriques. L'importance de ces techniques réside dans leur capacité à anticiper et à identifier les problèmes avant qu'ils ne compromettent l'intégrité des

systèmes. Nous explorerons les méthodes existantes et leur efficacité dans le cadre des systèmes PV.

De plus, nous examinerons les méthodes de prédiction des défauts, en comparant les approches traditionnelles et avancées.

Enfin, une synthèse des travaux existants sera réalisée, permettant d'identifier les lacunes dans la recherche actuelle. Cette étape est cruciale pour orienter les futures investigations et pour proposer des solutions innovantes face aux défis identifiés.

II.2. Synthèse des travaux existants

L'électricité est essentielle au développement économique mondial, facilitant l'industrialisation et le confort moderne. Selon le rapport de l'IRENA sur les nouvelles capacités de génération d'électricité renouvelable installées en 2019, qui met en lumière la dynamique croissante des capacités de génération d'électricité renouvelable, avec une attention particulière sur le solaire photovoltaïque, qui a enregistré une augmentation significative de 98 GW (Figure II.1), représentant une hausse de 20% [7] par rapport à l'année 2018. Cette tendance se distingue nettement des autres sources d'énergie renouvelable, telles que l'éolien, qui a progressé de 10%, soit 59 GW, et l'hydroélectricité, la biomasse et la géothermie, qui ont connu des croissances beaucoup plus modestes.

À l'horizon 2050 [8], les prévisions indiquent une capacité cumulée de 8519 GW, avec le solaire photovoltaïque dominant largement (Figure II.2), représentant 30% de plus que l'éolien. L'Asie reste le leader incontesté dans ce domaine, avec une contribution de 4837 GW, suivie par l'Amérique du Nord (1728 GW) et l'Europe (891 GW). Cependant, l'Afrique joue également un rôle crucial dans cette croissance, avec une capacité prévue de 673 GW d'ici 2050 (Figure II.3). Cela souligne l'importance croissante du continent dans le paysage énergétique mondial, en particulier dans le secteur des énergies renouvelables.

Les investissements annuels nécessaires pour soutenir cette expansion sont estimés à environ 192 milliards de dollars US [9], ce qui témoigne de l'engagement global envers la transition énergétique. L'Afrique, avec ses ressources naturelles abondantes et son potentiel inexploité, est bien positionnée pour tirer parti de cette tendance, contribuant ainsi à la diversification des sources d'énergie renouvelable et à la lutte contre le changement climatique.

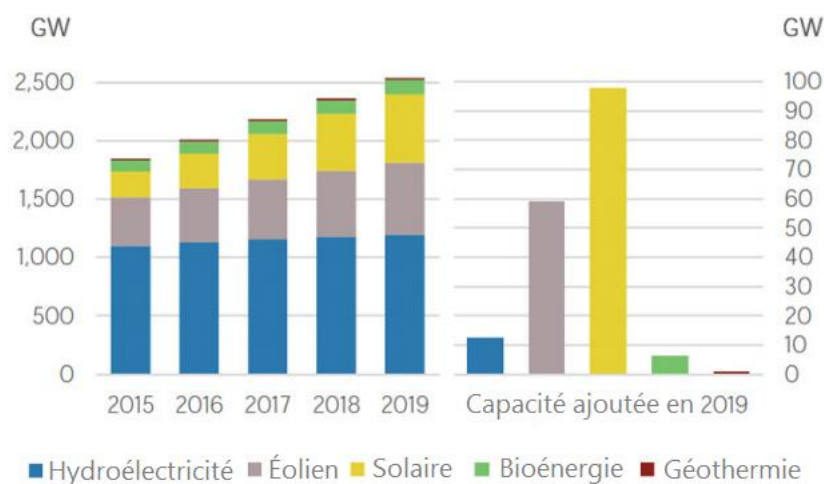


Fig. II.1 Evolution par technologie des capacités installées d'électricité renouvelable dans le monde (2015-2019) et dernières additions (2019).

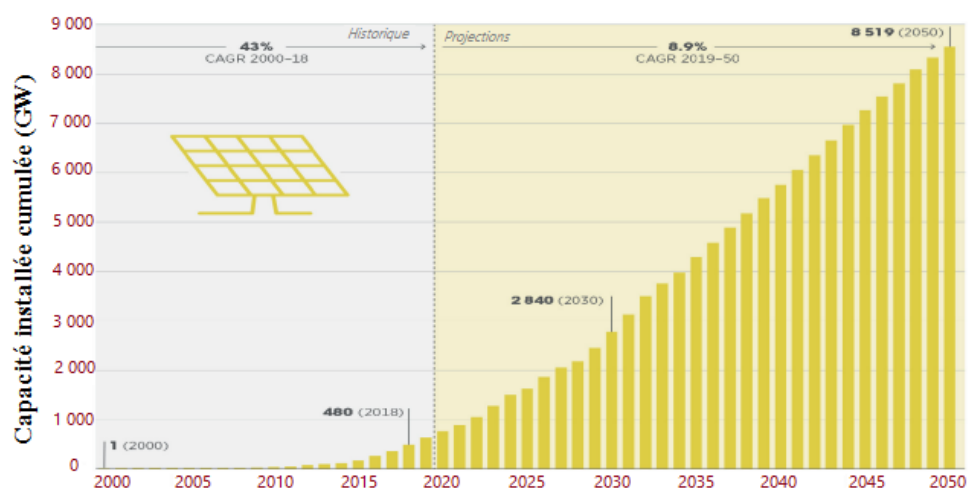


Fig. II.2 Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées de solaire photovoltaïque installées dans le monde (source IRENA).

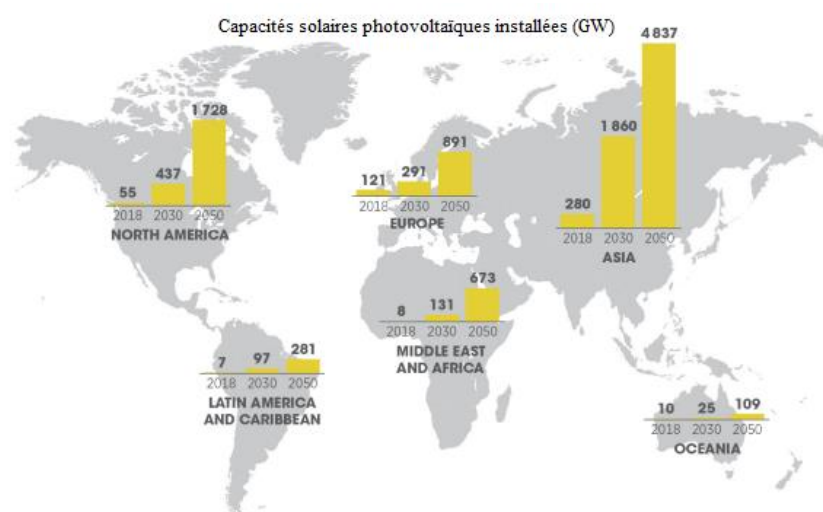


Fig. II.3 Projection à l'horizon 2050 des capacités cumulées de solaire photovoltaïque installées par région dans le monde (source IRENA).

De nombreux pays dans le monde ont tendance à exploiter l'électricité photovoltaïque. Par exemple, l'étude de Marie-Alix [10] a montré le potentiel de l'énergie photovoltaïque en Europe par rapport au potentiel de l'énergie éolienne. En outre, Kuczynski et Chliszcz [11] ont mené une étude sur l'exergie et l'efficacité énergétique des panneaux PV dans le nord de la Pologne. De plus, Roberto et al. [12] ont prédit une augmentation de l'utilisation de l'électricité photovoltaïque en Espagne d'ici 2030 et ont mis en évidence les besoins de stockage nécessaires pour assurer la compatibilité entre la production, la consommation et le stockage de l'énergie photovoltaïque produite. De même, Sohani et al. [13] ont mené une étude sur les tendances actuelles de l'utilisation de l'électricité photovoltaïque/thermique dans les bâtiments et ont suivi les perspectives futures de cette technologie dans les pays du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord. De même, Costoya et al. [14] ont étudié les perspectives futures d'exploitation de l'électricité à partir de sources renouvelables en hybridant des systèmes de production d'énergie photovoltaïque/éolienne en Amérique du Nord. En outre, Vargas Gil et al. [15] ont étudié la réalité et les tendances de l'exploitation de l'électricité photovoltaïque en Amérique du Sud. De plus, Park et al. [16] ont effectué un examen et une analyse de la réalité actuelle et des tendances de l'utilisation de l'électricité photovoltaïque en Asie de l'Est, ainsi que les perspectives futures de cette importante technologie. De plus, Beuse et al. [17] ont développé des modèles d'optimisation économique-technique visant à suivre la rentabilité des projets de panneaux PV industriels et commerciaux et de leurs batteries de stockage dans trois pays (Thaïlande, Vietnam et Malaisie) en Asie du Sud-Est. Bockelmann F, et al. [18] montre également une tendance à exploiter les énergies renouvelables, car Bockelmann *et al.*, ont mené une étude sur la possibilité d'utiliser l'électricité photovoltaïque à la station Neumayer III. Quant au continent australien, de nombreuses études ont démontré l'utilisation généralisée de l'électricité photovoltaïque dans les bâtiments et les zones urbaines [19],[20].

L'exploitation de l'énergie renouvelable en Algérie, en particulier l'énergie solaire, a suscité un intérêt considérable de la part du gouvernement et de la société Algériens car le pays a le potentiel de faire progresser ce domaine comme alternative aux combustibles fossiles en voie d'épuisement tels que le pétrole et le gaz [21],[22]. Selon le potentiel et l'intensité de l'énergie solaire,

Dans la littérature, de nombreuses études ont été menées sur des applications qui permettent l'exploitation de l'énergie renouvelable en Algérie, comme la distillation solaire pour fournir de l'eau potable [23a],[23b]. Il a également été constaté que Said et al. ont mené plusieurs

expériences sur la possibilité d'utiliser des réflecteurs linéaires Fresnel comme chauffe-eau solaires dans la région Algérienne de Blida [24], et ils ont abouti à la possibilité d'améliorer les performances de ces concentrateurs solaires linéaires en dispersant des nanoparticules dans l'eau pure [25]. De plus, Ghodbane et al. ont mené des modélisations expérimentales, numériques et CFD de chauffe-eau solaires utilisant des réflecteurs linéaires Fresnel [26]. En outre, une recherche a étudié numériquement la possibilité d'utiliser des collecteurs paraboliques dans les centres et les installations industrielles pour chauffer des huiles industrielles nano (nanofluides à base de silicone MXene) [27], sachant que la nanotechnologie connaît actuellement un développement continu et étonnant, et qu'elle est destinée à être utilisée dans de nombreux domaines industriels [28]. Une autre recherche a étudié numériquement la possibilité d'utiliser des réflecteurs linéaires Fresnel dans les centres et les installations industrielles pour chauffer des huiles industrielles nano (nanofluides à base de silicone MXene) [29]. De plus, un groupe de recherche a prouvé la possibilité d'utiliser des concentrateurs solaires linéaires pour actionner des climatiseurs en enlevant le compresseur et en le remplaçant par un éjecteur et une pompe [30]. Ici, des collecteurs paraboliques ou des réflecteurs linéaires Fresnel peuvent être utilisés, car les collecteurs paraboliques sont plus efficaces optiquement et thermiquement [31], mais les réflecteurs linéaires Fresnel sont moins chers [32]. De plus, les réflecteurs linéaires Fresnel peuvent être utilisés pour produire de l'électricité solaire thermique [33], car des centrales électriques solaires peuvent être établies en Algérie qui fonctionnent avec ces concentrateurs solaires linéaires et leur coût d'énergie est très acceptable par rapport à l'électricité fossile [34].

Ces dernières années, le pays a intensifié ses efforts pour diversifier ses ressources énergétiques, en intégrant de plus en plus les énergies renouvelables avec les centrales électriques traditionnelles dominées par les hydrocarbures [35],[36]. Dans le domaine de l'énergie solaire, l'Algérie a lancé plusieurs projets à grande échelle, tels que des centrales PV et thermiques, pour répondre à la demande croissante d'électricité tout en réduisant son empreinte carbone. Cependant, malgré des progrès significatifs, le plein potentiel de l'énergie renouvelable reste sous-exploité, entravé par des défis tels qu'une infrastructure inadéquate, des coûts d'investissement élevés et la nécessité de développer une capacité technologique et une expertise locale [37]-[39]. Malgré les défis, le gouvernement Algérien reste engagé à faire progresser les initiatives visant à accroître le rôle des sources d'énergie renouvelable dans le mix énergétique national [40],[41]. Les efforts gouvernementaux font partie d'une vision plus large pour positionner l'Algérie comme un leader régional dans le secteur de l'énergie

renouvelable. Par conséquent, l'avenir de l'électricité photovoltaïque en Algérie est très prometteur, avec un potentiel de croissance et de développement significatif dans les prochaines années [8],[42]. Les niveaux exceptionnels de rayonnement solaire en Algérie, parmi les plus élevés au monde, fournissent une base idéale pour le développement de l'énergie photovoltaïque. Ce potentiel solaire sans précédent permet non seulement à l'Algérie de répondre durablement à ses propres besoins énergétiques, mais aussi de devenir un contributeur important aux marchés régionaux et mondiaux de l'énergie renouvelable [23b].

Les chercheurs se concentrent sur l'évaluation de la performance et de l'efficacité des centrales photovoltaïques en Algérie, en portant une attention particulière aux conditions environnementales uniques du climat saharien. En menant une étude de cas détaillée d'une centrale photovoltaïque dans la ville de Tamanrasset [43], ils analysent l'efficacité globale de l'usine et de ses sous-zones, en examinant des facteurs tels que la production d'énergie, l'efficacité et les défis opérationnels spécifiques à la région. Parallèlement, la recherche entreprend également une évaluation de la performance de grandes centrales photovoltaïques situées dans le climat saharien, en utilisant des données opérationnelles réelles [44]. Cette approche fournit une compréhension globale de la manière dont ces systèmes fonctionnent dans des conditions désertiques extrêmes, fournissant des informations précieuses sur leur fiabilité, leur efficacité et les domaines potentiels d'amélioration. Les résultats sont essentiels pour optimiser les installations PV dans des environnements similaires, contribuant ainsi au développement de solutions d'énergie solaire plus robustes et efficaces en Algérie et dans d'autres régions désertiques.

D'autres travaux scientifiques ont exploré des stratégies innovantes pour optimiser les systèmes PV, en se concentrant sur les aspects de conception et de performance en intégrant une cavité en V avec de petits réflecteurs linéaires Fresnel, où l'étude a présenté une approche de faible concentration qui maximise la capture de la lumière du soleil et améliore l'efficacité PV [45],[46]. En outre, un algorithme général a été développé pour optimiser l'agencement des modules PV sur des toits de forme irrégulière, assurant ainsi une production maximale d'énergie [47],[48]. De plus, la recherche a évalué les performances techniques des systèmes PV connectés au réseau et des systèmes PV de toit, fournissant des informations sur la production d'énergie, la fiabilité et l'intégration au réseau [49]. Pour optimiser ces systèmes, l'optimiseur Sailfish, inspiré par le comportement prédateur des voiliers, a été utilisé pour modéliser plus efficacement les modules PV, fournissant des prévisions de performance précises et permettant des choix de conception systématiques et améliorés [50]. Par

conséquent, ces développements contribuent à des systèmes PV plus efficaces, adaptables et fiables, favorisant une adoption plus large des systèmes PV.

En 2023 [51], une nouvelle capacité de 11.17 MW a été ajoutée, représentant une augmentation de 2.4 % par rapport à la capacité cumulée à la fin de 2022 (589.7 MW) [52]. De plus, sur la période 2020-2023, une capacité additionnelle de 62.8 MW a été réalisée, soit une croissance de 15 % par rapport à la capacité cumulée jusqu'à fin 2019. Cette progression est largement attribuée aux installations solaires photovoltaïques raccordées au réseau, qui ont contribué à hauteur de 34.85 MWc, marquant une augmentation de 8.6 % par rapport à 2019. Le paysage des énergies renouvelables en Algérie est dominé par le solaire photovoltaïque, qui représente 82.4 % du parc d'ER. Ce parc se compose également de 10.1 % de PV hors réseau, 5.3 % de solaire thermique (CSP) et 2.2 % d'éolien. Notons que la part des ER hors réseau, qui était de 6 % en 2019, a atteint 10.1 % à la fin de 2023, témoignant d'une adoption croissante. Cependant, cette expansion rapide s'accompagne de défis techniques, notamment la fiabilité et la durabilité des systèmes, qui nécessitent une attention particulière [51].

À la fin de l'année 2023 [51], l'Algérie a enregistré une puissance totale d'énergies renouvelables (ER) atteignant 600.9 MW, dont 47.85 MW hors réseau. Cette évolution témoigne d'une dynamique positive dans le secteur des énergies renouvelables, particulièrement dans le domaine de l'énergie photovoltaïque.

II.3. Présentation des systèmes photovoltaïques

II.3.1 Historique du photovoltaïque

Le mot « Photovoltaïque » est composé de deux mots [53],[54]:

- « photo », mot de grec ancien qui signifie « lumière » ou « clarté »,
- « voltaïque », mot dérivé nom de famille du physicien italien « Alessandro Volta », qui vient de « volt » et qui représente l'unité de mesure de la tension électrique.

II.3.2. Système photovoltaïque

II.3.2.1 Qu'est-ce qu'un système photovoltaïque ?

La cellule solaire constitue l'élément de base d'un système photovoltaïque. Un ensemble de cellules forme un module photovoltaïque, dans lequel les cellules sont reliées électriquement et encapsulées pour être protégées des agents extérieurs. Plusieurs modules constituent un string PV, et plusieurs strings forment un champ ou générateur ou système photovoltaïque

(GPV), complété par des protections, un régulateur, un système de stockage d'énergie (batterie), des appareils de contrôle et de mesure, ainsi qu'un onduleur, etc.

Les systèmes PV convertissent la lumière du soleil en électricité grâce à l'effet photovoltaïque. Ils se composent principalement de cellules photovoltaïques, qui sont regroupées en modules, ainsi que d'autres composants tels que les onduleurs, les régulateurs de charge et les batteries (Figure II.4). Les cellules photovoltaïques exploitent l'effet photoélectrique, un phénomène découvert par Alexandre Edmond Becquerel en 1839, qui permet de générer un courant électrique à partir de la lumière.

II.3.2.2 Composition d'un système photovoltaïque

Figure II.4 illustre les différents composants d'un système PV général. En pratique, chaque système est conçu avec des éléments spécifiques adaptés aux types de charges qu'il doit gérer et aux conditions environnementales locales. Cela garantit une efficacité optimale et une performance adaptée aux besoins particuliers de chaque installation.

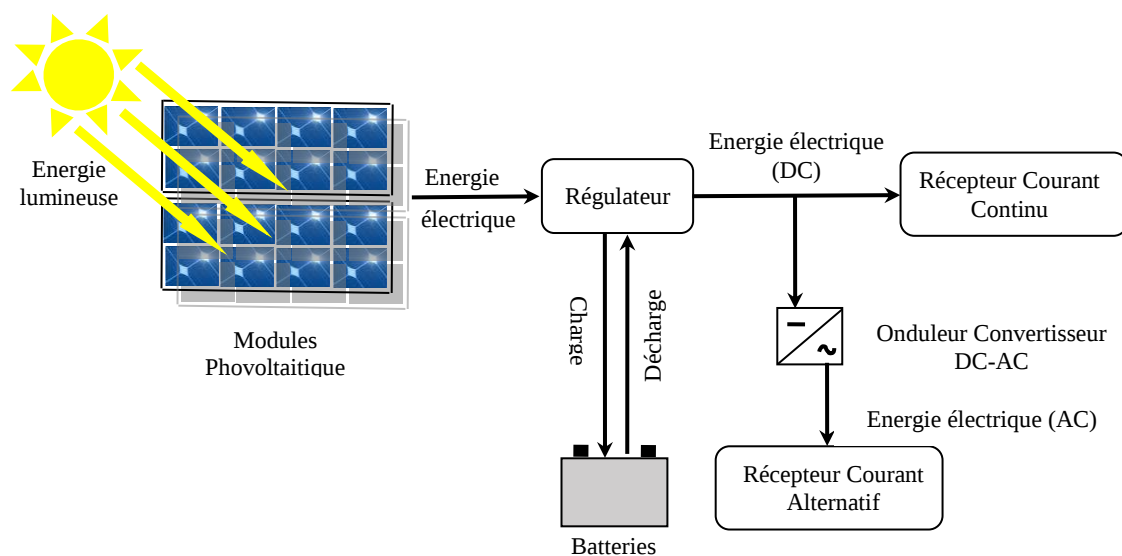


Fig. II.4 Schéma synoptique générale d'un système PV.

L'effet photoélectrique désigne l'émission d'électrons par un matériau lorsqu'il est exposé à la lumière. En 1905, Albert Einstein a expliqué cet effet dans l'un de ses cinq articles publiés cette année-là, en proposant une interprétation corpusculaire de la lumière. L'effet photovoltaïque se produit lorsqu'un champ électrique guide les électrons libérés par la lumière, permettant ainsi d'exploiter le courant électrique résultant de leur flux.

Dans le cas des panneaux solaires, lorsque la lumière interagit avec le semi-conducteur, elle est absorbée par les électrons des atomes qui le composent. Si un électron reçoit suffisamment d'énergie, il peut être arraché à son atome et être dirigé par la jonction PN. Le courant électrique ainsi généré devient alors utilisable dans un circuit [55],[56].

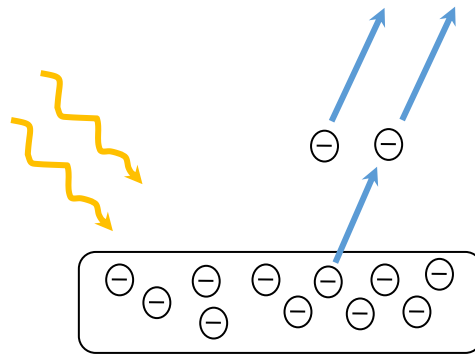


Fig. II.5 L'effet photoélectrique.

Pour générer davantage de puissance, plusieurs cellules sont combinées pour constituer un module. Ces cellules sont généralement connectées en série (en général 36 ou 72) afin d'atteindre la tension de sortie souhaitée. La puissance maximale produite, sous un éclairage optimal, sera proportionnelle à la taille du module. La rigidité de la vitre frontale et l'étanchéité assurée par la soudure sous vide de la face arrière garantissent la robustesse et la durabilité du module.

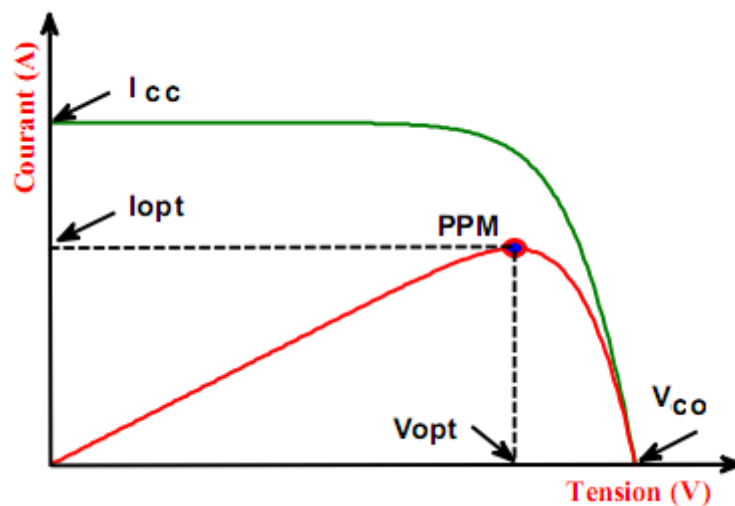


Fig. II.6 Caractéristique électrique d'un module photovoltaïque.

La courbe présentée dans la Figure II.6 illustre les caractéristiques non linéaires du panneau solaire, qui varient principalement en fonction des conditions d'ensoleillement et de

température. Toutefois, plusieurs paramètres électriques essentiels permettent de décrire le fonctionnement du module photovoltaïque, à savoir :

- Le courant maximal (I_{cc}): Dépend fortement du niveau d'éclairement.
- La tension à vide (V_{oc}) pour un courant nul: Cette tension est nommée tension de circuit ouvert.
- Le point de fonctionnement optimal PPM (la puissance maximale du module).

II.3.2.3 Technologie d'une cellule photovoltaïque

Il existe de nombreuses technologies exploitant l'effet photovoltaïque, chacune présentant ses propres caractéristiques et avantages, dont plusieurs sont encore en phase de développement. Les principales technologies actuellement industrialisées en grande quantité sont :

- **Silicium cristallin (1ère génération):** Ce type de cellule est le plus répandu et est fabriqué à partir de plaques de silicium. On distingue le silicium monocristallin, qui offre un meilleur rendement mais à un coût plus élevé, et le silicium multicristallin, qui est moins cher mais moins efficace.
- **Couches minces (2ème génération):** Ces cellules sont fabriquées en déposant des couches de matériaux semi-conducteurs sur un support. Bien qu'elles soient moins coûteuses à produire, leur rendement est généralement inférieur à celui des cellules en silicium cristallin.
- **Cellules organiques (3ème génération):** Utilisant des molécules organiques, ces cellules sont légères et flexibles. Bien qu'elles soient encore en phase de recherche, elles promettent des coûts de production réduits.
- **Cellules à concentration (CPV):** Cette technologie utilise des lentilles pour concentrer la lumière sur de petites cellules photovoltaïques à haute performance. Elle est particulièrement efficace dans les régions à fort ensoleillement.
- **Cellules en pérovskite:** Émergentes dans le domaine de la recherche, ces cellules présentent un potentiel élevé en termes de coût et d'efficacité, mais nécessitent encore des développements avant d'être commercialisées à grande échelle.

II.3.2.4 Fonctionnement d'un système photovoltaïque

Le fonctionnement d'un système photovoltaïque repose sur la conversion de la lumière en électricité. Lorsqu'un photon de lumière frappe une cellule photovoltaïque, il peut libérer un électron d'un atome de silicium, créant ainsi un courant électrique. Ce processus se déroule

sans cycle thermodynamique intermédiaire, ce qui le rend particulièrement efficace par rapport aux systèmes thermodynamiques.

Les électrons libérés circulent dans un circuit fermé, produisant ainsi de l'électricité. Cette électricité peut être utilisée immédiatement pour alimenter des appareils ou être stockée dans des batteries pour une utilisation ultérieure. De plus, l'électricité excédentaire peut être réinjectée dans le réseau électrique, contribuant ainsi à la production d'énergie renouvelable à grande échelle.

II.3.2.4 Importance des systèmes PVs dans la production d'énergie

Les systèmes PV jouent un rôle essentiel dans la production d'énergie pour plusieurs raisons :

- a) **Durabilité** : L'énergie solaire est inépuisable à l'échelle humaine et contribue à réduire la dépendance aux combustibles fossiles, limitant ainsi les émissions de gaz à effet de serre.
- b) **Accessibilité** : Les systèmes PV peuvent être installés à différentes échelles, allant des petites installations domestiques aux grandes centrales solaires, rendant l'énergie solaire accessible à un large éventail d'utilisateurs.
- c) **Économie** : Avec la baisse des coûts des technologies photovoltaïques, l'énergie solaire est devenue l'une des sources d'énergie les plus compétitives. De plus, elle crée des emplois dans les secteurs de la fabrication, de l'installation et de la maintenance.
- d) **Flexibilité** : Les systèmes PV peuvent être intégrés dans divers environnements, y compris les toits de bâtiments, les terrains agricoles et même les infrastructures de transport, offrant ainsi une grande flexibilité d'application.
- e) **Innovation** : La recherche continue dans le domaine des technologies photovoltaïques, notamment les cellules en pérovskite et les systèmes de stockage d'énergie, promet d'améliorer encore l'efficacité et la rentabilité des systèmes PV.

II.3.3. Classification de systèmes photovoltaïques

Les systèmes PV, qui convertissent l'énergie solaire en électricité, se divisent principalement en trois catégories : les systèmes autonomes, les systèmes connectés au réseau public de distribution d'électricité et les systèmes hybrides. Chacune de ces catégories répond à des besoins spécifiques; et présente des caractéristiques distinctes.

II.3.3.1 Systèmes photovoltaïques autonomes

Les systèmes autonomes, également appelés « stand-alone », sont conçus pour des applications où l'accès au réseau électrique est limité ou inexistant. Ces installations sont souvent utilisées dans des contextes domestiques ou ruraux, où elles doivent garantir une couverture continue de la demande énergétique. Étant donné que la puissance générée par les panneaux PV peut ne pas suffire à satisfaire la demande en temps réel, ces systèmes intègrent des dispositifs de stockage d'énergie, tels que des batteries, ainsi que des onduleurs et des systèmes de régulation. Cela permet de stocker l'énergie produite pendant les périodes ensoleillées pour une utilisation ultérieure, assurant ainsi une autonomie énergétique.

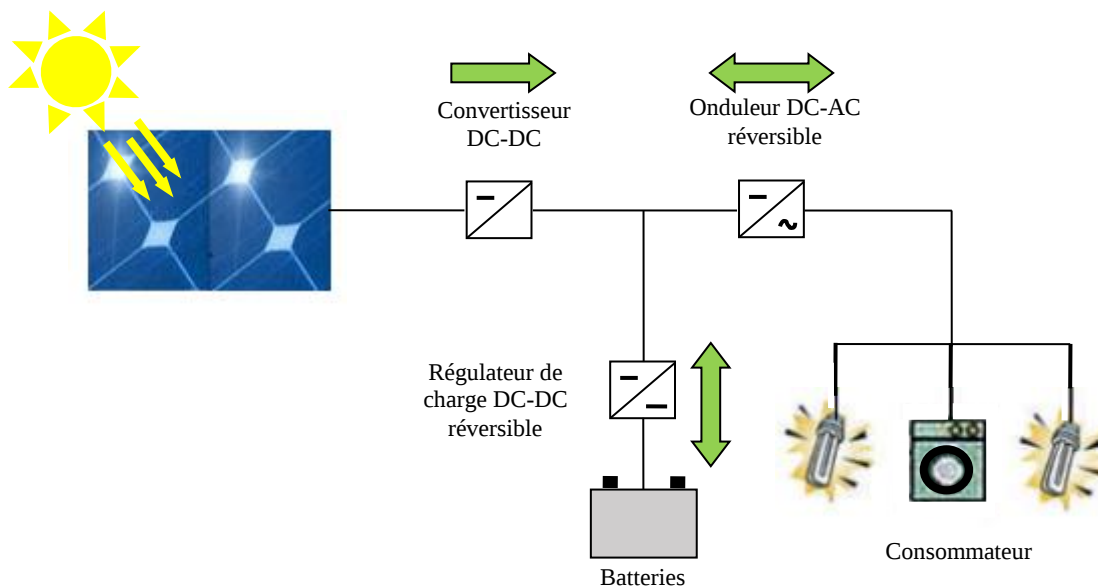


Fig. II.7 Système photovoltaïque autonome (Off-grid).

La conversion de l'énergie solaire en électricité est un processus essentiel pour maximiser l'utilisation des ressources renouvelables. Dans ce cadre, le courant continu (DC) produit par un générateur PV doit être converti en courant alternatif (AC) pour alimenter les appareils électriques courants. Cette conversion est réalisée à l'aide d'un onduleur photovoltaïque, un dispositif clé qui permet de rendre l'énergie solaire utilisable dans les foyers et les entreprises.

Cependant, la simple conversion de DC en AC ne suffit pas à garantir un approvisionnement électrique stable et fiable. Un régulateur de charge est également nécessaire pour protéger les batteries contre les surcharges et les décharges profondes. Ces régulateurs jouent un rôle crucial dans la gestion de l'énergie, en assurant que les batteries restent dans des plages de fonctionnement sûres, ce qui prolonge leur durée de vie et optimise leur performance.

II.3.3.2 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Les systèmes PV raccordés au réseau, lors de leur utilisation, nécessitent une transformation du courant produit pour qu'il soit compatible avec les spécifications du réseau électrique. Ces installations permettent aux utilisateurs de produire de l'électricité qui peut être soit entièrement injectée dans le réseau, soit partiellement utilisée pour leurs propres besoins, avec l'excédent vendu au réseau.

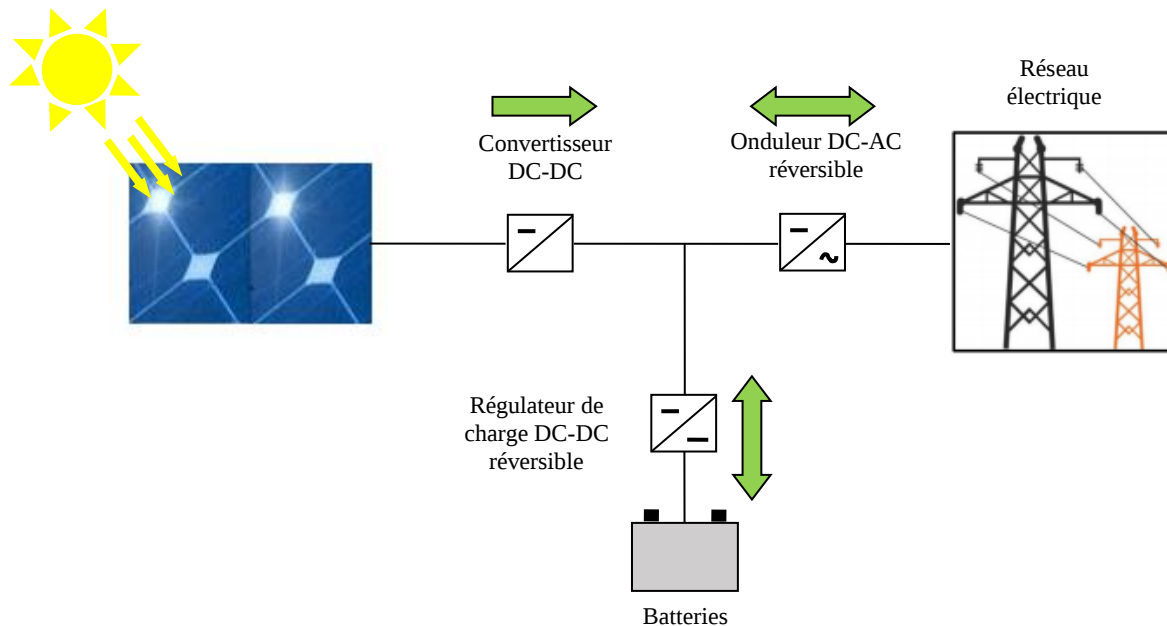


Fig. II.8 Système photovoltaïque raccordé au réseau (On-grid).

On distingue deux modes d'injection :

- Injection de la totalité de la production au réseau : Dans ce cas, l'énergie générée par les panneaux est directement envoyée au réseau électrique, permettant ainsi de bénéficier d'une rémunération pour l'électricité produite pendant les périodes de forte production.

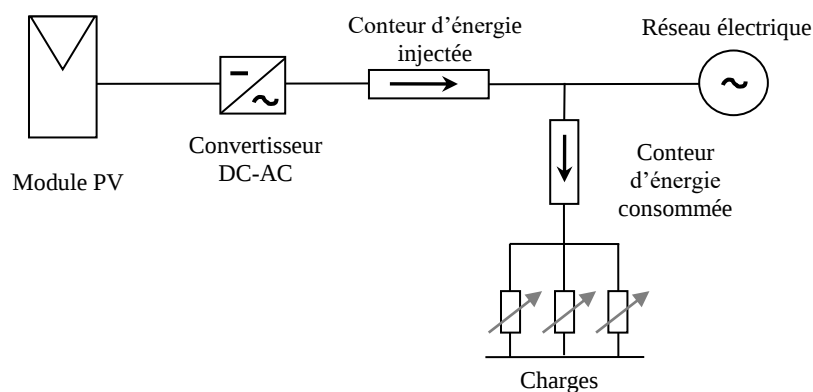


Fig. II.9 Injection de la totalité de la production.

- Injection du surplus de production au réseau : Ici, l'énergie produite est d'abord consommée par les appareils électriques de l'utilisateur, et seul le surplus, c'est-à-dire l'énergie excédentaire par rapport à la consommation instantanée, est injecté dans le réseau. Ce mode est particulièrement avantageux pour les utilisateurs qui souhaitent maximiser leur consommation d'énergie renouvelable tout en bénéficiant d'un revenu supplémentaire grâce à la vente de leur surplus.

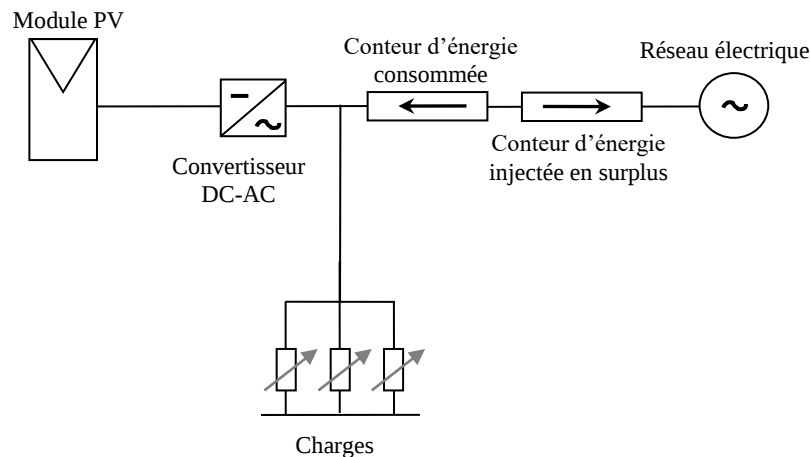


Fig. II.10 Injection du surplus de production.

Un système PV raccordé au réseau électrique joue un rôle essentiel dans la production d'électricité renouvelable. L'énergie générée par le système est d'abord utilisée par les charges locales, tandis que l'excédent est injecté dans le réseau électrique. Ce dernier sert de complément à la production PV, agissant ainsi comme un stockage virtuel d'énergie. Ce mécanisme permet d'optimiser l'utilisation des ressources solaires tout en garantissant une alimentation continue en électricité [71].

L'insertion des systèmes PVs dans les réseaux de distribution engendre des effets indésirables. Ces systèmes peuvent perturber la variation des flux de puissance, affecter la protection et altérer la qualité de l'énergie. De plus, des problèmes tels que les creux de tension peuvent entraîner la déconnexion des systèmes PV, entraînant une perte significative de production. Ce déséquilibre entre production et consommation peut provoquer des pannes, soulignant ainsi la nécessité d'une gestion rigoureuse des réseaux pour intégrer efficacement les énergies renouvelables.

Par conséquent, il est crucial d'évaluer l'impact de l'intégration des sources PVs dans le réseau de distribution. Cela inclut l'analyse de la réponse dynamique des systèmes PV en régime

permanent et face à diverses perturbations. Pour optimiser cette intégration, il est nécessaire de développer des solutions visant à améliorer les performances des onduleurs photovoltaïques. Ces améliorations permettront d'augmenter leur efficacité et leur capacité à s'adapter aux exigences du réseau, favorisant ainsi une transition énergétique plus fluide et durable.

II.3.3.3 Systèmes hybrides

Les systèmes hybrides d'énergie combinent plusieurs sources d'énergie, comme les panneaux PV associés à des éoliennes (Figure II.9) ou des génératrices à combustible. Ces configurations intègrent souvent des accumulateurs pour stocker l'énergie produite. Elles sont particulièrement adaptées aux périodes de forte demande, comme en hiver, ou lorsque l'énergie doit être disponible à la demande. De plus, ces systèmes peuvent être une solution économique pour ceux qui ont un budget limité, offrant ainsi une flexibilité et une sécurité énergétique accrues [72],[73].

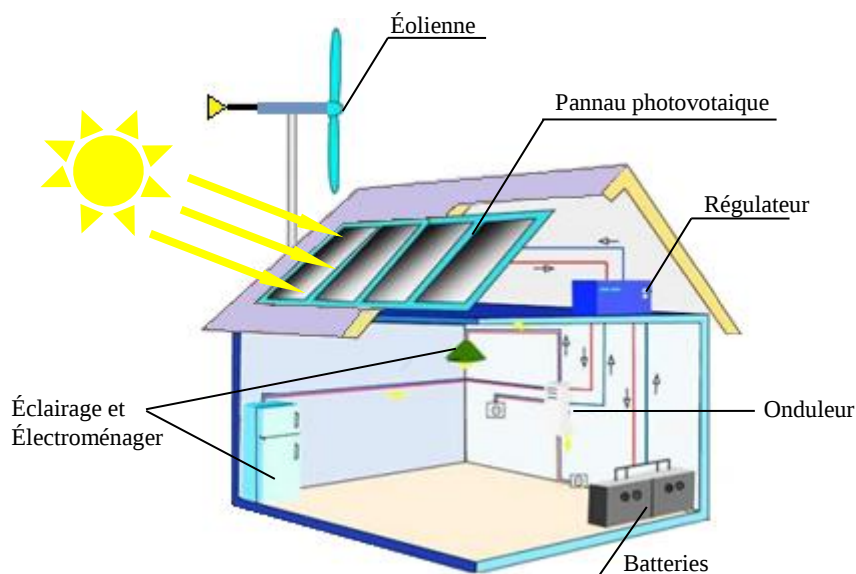


Fig. II.11 Systèmes hybrides éolien-photovoltaïque

II.4. État de l'art sur les défauts dans les systèmes photovoltaïques

Les systèmes PV jouent un rôle crucial dans la transition énergétique mondiale, en fournissant une source d'énergie renouvelable et durable. Avec l'augmentation de la demande d'énergie et la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre, les systèmes PV sont devenus une solution privilégiée pour la production d'électricité. Leur capacité à convertir la lumière du

soleil en électricité offre une alternative viable aux sources d'énergie fossiles, contribuant ainsi à la lutte contre le changement climatique.

Dans cette section nous présenterons les différents types de défauts qui peuvent affecter les systèmes PV, ainsi que les méthodes de détection et d'analyse de ces défauts. En identifiant les problèmes potentiels et en explorant les solutions existantes, cette thèse cherche à fournir une compréhension approfondie des défis associés à l'exploitation des systèmes PV et à proposer des pistes d'amélioration pour leur performance et leur durabilité.

II.4.1. Types de défauts dans les systèmes photovoltaïques

II.4.1.1. Défauts matériels

Les défauts matériels sont souvent liés à la qualité des composants utilisés dans les systèmes PV. Cela inclut des problèmes tels que des cellules solaires défectueuses, des modules mal assemblés ou des onduleurs défaillants. Ces défauts peuvent résulter de défauts de fabrication, de dommages pendant le transport ou de conditions environnementales extrêmes. Par exemple, des fissures dans les cellules solaires peuvent réduire l'efficacité de conversion de l'énergie et entraîner des pertes significatives.

II.4.1.2. Défauts de conception

Les défauts de conception se produisent lorsque les systèmes PV ne sont pas correctement dimensionnés ou configurés pour les conditions spécifiques de leur emplacement. Cela peut inclure des erreurs dans le choix de l'orientation des panneaux, des angles d'inclinaison inappropriés ou une mauvaise intégration avec d'autres systèmes énergétiques. Ces défauts peuvent entraîner une performance sous-optimale et une incapacité à atteindre les rendements énergétiques prévus.

II.4.1.3. Défauts opérationnels

Les défauts opérationnels sont liés à la manière dont les systèmes PV sont gérés et entretenus. Cela inclut des problèmes tels que le manque de maintenance préventive, des erreurs dans le suivi des performances et des défaillances dans les systèmes de surveillance. Une gestion inadéquate peut conduire à des temps d'arrêt prolongés et à une diminution de l'efficacité énergétique.

II.5. Techniques de surveillance et de diagnostic des défauts dans les systèmes électriques

II.5.1. Méthodes de détection des défauts

II.5.1.1. Techniques visuelles

L'inspection visuelle est souvent la première étape dans la détection des défauts des systèmes PV. Elle permet d'identifier des anomalies visibles telles que des fissures, des décolorations ou des déformations des modules. Bien que cette méthode soit simple et peu coûteuse, elle peut ne pas détecter tous les types de défauts, en particulier ceux qui ne sont pas visibles à l'œil nu.

II.5.1.2. Surveillance thermique

La surveillance thermique utilise des caméras infrarouges pour détecter les points chauds sur les panneaux solaires, qui peuvent indiquer des défauts tels que des cellules défectueuses ou des connexions mal réalisées. Cette méthode est efficace pour identifier les problèmes avant qu'ils ne deviennent critiques, permettant ainsi une intervention rapide.

II.5.1.3. Analyse électrique

L'analyse électrique consiste à mesurer les performances des systèmes PV en surveillant des paramètres tels que la tension, le courant et la puissance. Des écarts par rapport aux valeurs attendues peuvent indiquer des défauts. Cette méthode permet une évaluation quantitative de la performance et peut être intégrée dans des systèmes de gestion de l'énergie pour un suivi en temps réel.

II.5.2. Impact des défauts sur la performance

II.5.2.1. Efficacité énergétique

Les défauts dans les systèmes PV peuvent avoir un impact significatif sur l'efficacité énergétique. Par exemple, un module défectueux peut réduire la production d'énergie d'un système entier, entraînant des pertes financières pour les exploitants. Il est donc essentiel de détecter et de corriger ces défauts rapidement pour maximiser la production d'énergie.

II.5.2.2. Durabilité des systèmes

La durabilité des systèmes PV est également affectée par la présence de défauts. Des défauts non résolus peuvent entraîner une dégradation prématurée des composants, réduisant ainsi la durée de vie globale du système. Une maintenance proactive et des méthodes de détection efficaces sont donc cruciales pour assurer la longévité des installations photovoltaïques.

II.6. Méthodes de prédiction des défauts

II.6.1. Importance de la prédiction des défauts

La prédiction des défauts est un enjeu crucial dans le développement et la maintenance des logiciels. En effet, la détection précoce des défauts permet de réduire les coûts de maintenance, d'améliorer la qualité du produit final et d'augmenter la satisfaction des utilisateurs. Dans un environnement où les systèmes logiciels deviennent de plus en plus complexes, la capacité à anticiper les défauts avant qu'ils n'affectent le fonctionnement du système est essentiel.

Les méthodes de prédiction des défauts se divisent en approches traditionnelles et avancées. Les approches traditionnelles incluent des techniques statistiques et des inspections visuelles, souvent basées sur l'expérience. En revanche, les méthodes avancées exploitent l'intelligence artificielle et l'apprentissage automatique pour analyser des données complexes et prédire les défauts avec une précision accrue. Ces dernières permettent une détection précoce et une réduction des coûts, transformant ainsi la gestion de la qualité dans divers secteurs. L'intégration de ces approches est essentielle pour améliorer l'efficacité et la fiabilité des systèmes.

II.6.2. Approches traditionnelles de prédiction des défauts

II.6.2.1. Méthodes statistiques

Les méthodes statistiques ont longtemps été utilisées pour prédire les défauts logiciels. Parmi celles-ci, la régression logistique est l'une des techniques les plus courantes. Elle permet d'établir une relation entre les variables indépendantes (caractéristiques du logiciel) et la variable dépendante (présence ou absence de défauts). D'autres techniques incluent l'analyse de variance et les modèles de survie, qui aident à comprendre le temps jusqu'à l'apparition d'un défaut.

II.6.2.2. Modèles basés sur des règles

Les modèles basés sur des règles utilisent des heuristiques pour identifier les défauts potentiels. Ces règles peuvent être dérivées de l'expérience des développeurs ou de l'analyse de données historiques. Bien que ces modèles soient simples à comprendre et à mettre en œuvre, leur rigidité peut limiter leur efficacité dans des environnements dynamiques.

II.6.2.3. Limitations des approches traditionnelles

Les approches traditionnelles présentent plusieurs limitations. Elles reposent souvent sur des hypothèses simplificatrices qui ne tiennent pas compte de la complexité des systèmes modernes. De plus, elles peuvent être sensibles aux biais dans les données d'entraînement, ce qui peut entraîner des prédictions inexactes.

II.6.3. Méthodes avancées de prédiction des défauts

L'intelligence artificielle (IA) désigne un ensemble de techniques permettant à des machines d'effectuer des tâches qui nécessitent normalement l'intelligence humaine. Cela inclut des domaines tels que l'apprentissage automatique, le traitement du langage naturel et la vision par ordinateur. L'IA offre des outils puissants pour analyser de grandes quantités de données et identifier des modèles complexes.

L'IA joue un rôle de plus en plus important dans la prédiction des défauts. Grâce à sa capacité à traiter des ensembles de données volumineux et variés, elle permet d'améliorer la précision des prédictions et de réduire le temps nécessaire pour identifier les défauts potentiels.

II.6.3.1. Apprentissage machine

a) Algorithmes supervisés

Les algorithmes supervisés, tels que les forêts aléatoires et les machines à vecteurs de support, sont utilisés pour prédire les défauts en apprenant à partir d'un ensemble de données étiquetées. Ces algorithmes sont capables de généraliser à partir des exemples fournis et de faire des prédictions sur de nouvelles données.

b) Algorithmes non supervisés

Les algorithmes non supervisés, comme le clustering, permettent d'identifier des groupes de données similaires sans étiquettes préalables. Cela peut être utile pour détecter des anomalies dans les données qui pourraient indiquer des défauts.

II.6.3.2. Réseaux de neurones

Les réseaux de neurones, en particulier les réseaux de neurones profonds, ont montré des performances remarquables dans la prédiction des défauts. Ils sont capables de modéliser des relations complexes entre les variables d'entrée et de sortie, ce qui les rend particulièrement adaptés aux tâches de classification et de régression.

II.6.3.3. Algorithmes de classification

Les algorithmes de classification, tels que les arbres de décision, les forêts aléatoires et les SVM, sont également utilisés pour prédire la présence de défauts. Ces algorithmes classifient les données en différentes catégories, permettant ainsi de déterminer si un système PV fonctionne correctement ou s'il présente des anomalies. Par exemple, un arbre de décision peut être utilisé pour classer les performances des panneaux solaires en fonction de divers paramètres, tels que la température et l'irradiation.

II.6.3.4. Approches hybrides

Les approches hybrides combinent plusieurs techniques pour tirer parti des forces de chacune. Par exemple, une méthode pourrait utiliser des algorithmes d'apprentissage supervisé pour la classification, tout en intégrant des techniques non supervisées pour l'exploration des données.

II.7. Synthèse des travaux existants et identification des lacunes

II.7.1. Synthèse des travaux existants

Les travaux présentés illustrent une recherche approfondie sur l'exploitation de l'énergie solaire en Algérie, en particulier dans la région d'El-Oued, en se concentrant sur l'optimisation de l'angle d'inclinaison des panneaux PV pour maximiser leur efficacité. De plus, l'étude analyse l'impact de l'accumulation de poussière sur la performance des panneaux, ainsi que l'effet de l'ombrage partiel, qui constitue un facteur déterminant dans l'efficacité des systèmes PV. Dans le contexte de cette thèse, nous avons mené quatre études: Voici un résumé des principaux points et des lacunes identifiées :

Etude 1 :

Cette étude a confirmé que l'accumulation de poussière réduit considérablement la performance des panneaux PV. Elle a montré que la maintenance régulière est essentielle pour

minimiser la réduction de puissance due à la poussière et garantir une efficacité maximale des panneaux.

Etude 2 :

Cette étude a examiné l'effet du système de suivi solaire, du changement d'angle d'inclinaison et de la propreté des panneaux PV sur leur productivité. Elle a conclu que l'angle optimal est de 33° et que le suivi solaire manuel améliore l'efficacité. Elle a également quantifié la perte d'efficacité due à la poussière (34.68 %) et a présenté des avantages économiques et environnementaux de l'installation de systèmes PV.

Etude 3 :

L'étude expérimentale a déterminé les angles d'inclinaison optimaux pour les panneaux PV en mars (33°) et avril (28°) dans la région d'El-Oued. Elle a également établi une corrélation entre le niveau de radiation solaire et l'efficacité des panneaux. Les résultats sont utiles pour l'installation correcte des panneaux PV, surtout avec des systèmes de suivi solaire à deux axes.

Etude 4 :

Cette étude examine l'impact de l'ombrage partiel sur les systèmes photovoltaïques. La détection de l'ombrage est cruciale pour éviter les pertes d'énergie et protéger les installations contre des dommages, comme les points chauds. Une méthode efficace a été développée, utilisant MobileNet, un réseau de neurones convolutifs profonds, associé à une SVM. Les résultats montrent une précision de 98.88 %, surpassant MobileNet seul (88.88 %), avec une réduction significative du temps d'entraînement et de la complexité computationnelle, soulignant son potentiel pour des applications en temps réel.

II.7.1. Identification des lacunes :

Les études se concentrent sur la région d'El-Oued et ne prennent pas en compte d'autres régions Algériennes qui pourraient avoir des conditions climatiques différentes.

- Les études abordent séparément l'inclinaison, la poussière et l'ombrage partiel, mais une approche intégrée permettant de prédire et d'optimiser simultanément ces facteurs manque.

- Une modélisation prédictive combinant ces éléments pourrait améliorer la gestion et la performance des systèmes PV
- Les études expérimentales ont été menées sur des périodes relativement courtes (quelques jours en mars, avril, et mai), mais une analyse annuelle permettrait d'optimiser la production sur toute l'année.
- L'étude pourrait être élargie à d'autres régions algériennes avec différentes conditions climatiques.
- Les études économiques et d'analyse de coût sont limitées. Une analyse plus détaillée des coûts de maintenance, d'installation et d'exploitation à long terme serait utile pour une évaluation plus complète de la viabilité des projets solaires.
- L'impact positif du suivi solaire manuel est démontré, mais une étude sur un système automatisé, basé sur l'IA, pourrait améliorer les performances avec une consommation énergétique minimale.
- L'approche basée sur MobileNet et SVM est efficace pour l'ombrage, mais une extension aux défauts structurels des panneaux PV (microfissures, délamination) serait utile.

En résumé, les travaux existants fournissent des informations précieuses sur l'optimisation des panneaux PV en Algérie, mais il y a place pour des recherches plus approfondies sur d'autres facteurs environnementaux, des analyses économiques plus détaillées, et des études à plus long terme pour confirmer les résultats préliminaires.

II.8. Conclusion

Ce chapitre a présenté une revue de la littérature sur la production d'électricité et les systèmes PV et les défis associés à leur fonctionnement. En mettant en lumière leur importance croissante dans le paysage énergétique mondial. Les défauts dans ces systèmes, ainsi que les techniques de surveillance et de prédiction, sont des domaines cruciaux pour assurer leur fiabilité et leur efficacité. Les recherches futures devraient se concentrer sur l'intégration de méthodes avancées pour améliorer la gestion des systèmes PV, contribuant ainsi à une transition énergétique durable.

Dans le chapitre suivant, nous présentons la modélisation et l'analyse des défauts dans les systèmes PV.

Chapitre III

Modélisation et Analyse des Défaits dans les Systèmes Photovoltaïques

Sommaire

III.1.	Introduction	43
III.2.	Description des différents types de défauts dans les systèmes PV	43
III.2.1.	Défauts de connexion	43
III.2.2.	Dégradation des cellules	43
III.2.3.	Ombrage	44
III.3.	Modélisation des systèmes PV en présence de défauts	44
III.3.1.	Modélisation mathématique de la cellule PV	44
III.3.2.	Modèle d'une cellule PV basée sur une seule diode	44
III.3.2.1	Courant de court-circuit (I_{CC})	47
III.3.2.2	Tension de circuit-ouvert (V_{OC})	47
III.3.2.3	Puissance crête d'une cellule PV	47
III.3.2.4	Facteur de forme (FF)	47
III.3.2.5	Rendement de conversion (η)	48
III.3.2.6	Zones de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque	48
III.3.3.	Modèle d'une cellule PV basée sur deux diodes	49
III.3.4.	Modèles électriques	52
III.3.5.	Simulations numériques.....	53
III.4.	Analyse théorique et simulation des impacts des défauts sur les performances des systèmes PVs	53
III.4.1.	Impact des défauts de connexion	53
III.4.2.	Impact de la dégradation des cellules	53
III.4.3.	Impact de l'ombrage	53
III.5.	Identification des signatures caractéristiques des défauts dans les paramètres électriques	53
III.5.1.	Analyse des courbes I-V.....	54
III.5.2.	Surveillance en temps réel	54
III.6.	Conclusion	54

Modélisation et Analyse des Défauts dans les Systèmes Photovoltaïques

III.1. Introduction

Les systèmes PV jouent un rôle crucial dans la transition énergétique mondiale, en fournissant une source d'énergie renouvelable et durable. Cependant, comme tout système complexe, les installations photovoltaïques sont sujettes à divers défauts qui peuvent compromettre leur performance et leur fiabilité. Ce chapitre se concentre sur la modélisation et l'analyse des défauts dans les systèmes PV, en abordant les types de défauts, leur impact sur les performances, ainsi que les méthodes de diagnostic et de simulation. L'objectif est de fournir une compréhension approfondie des défis associés à la détection et à la gestion des défauts dans les systèmes PV.

III.2. Description des différents types de défauts dans les systèmes photovoltaïques

Les défauts dans les systèmes PV peuvent être classés en plusieurs catégories :

III.2.1. Défauts de connexion : Ces défauts surviennent souvent en raison de mauvaises soudures ou de connexions lâches, entraînant une résistance accrue et une perte d'énergie. Ils peuvent également provoquer des courts-circuits, affectant gravement la sécurité et la fiabilité du système.

III.2.2. Dégradation des cellules : La dégradation des cellules photovoltaïques peut résulter de divers facteurs, tels que l'exposition aux intempéries, la fatigue des matériaux, ou des défauts de fabrication. Cette dégradation se manifeste par une diminution de l'efficacité de conversion de l'énergie solaire en électricité.

III.2.3. Ombrage : L'ombrage partiel des panneaux solaires, causé par des objets environnants comme des arbres ou des bâtiments, peut réduire significativement la production d'énergie. L'ombrage peut également entraîner des effets de hot-spot, où certaines cellules surchauffent, augmentant le risque de défaillance.

III.3. Modélisation des systèmes PVs en présence de défauts

III.3.1 Modélisation mathématique de la cellule PV

La modélisation mathématique d'une cellule photovoltaïque (PV) nécessite le choix d'un modèle de circuit électrique équivalent approprié. En effet, pour développer un modèle adéquat, il est essentiel de comprendre la configuration physique des composants de la cellule PV, ainsi que les caractéristiques électriques propres à chacun de ces éléments. Sur cette base, plusieurs modèles mathématiques ont été élaborés pour représenter le comportement non linéaire complexe des jonctions de semi-conducteurs qui constituent l'élément central de la cellule. Ces modèles varient les uns des autres en fonction des méthodes mathématiques employées et du nombre de paramètres utilisés pour calculer les caractéristiques électriques de la cellule PV. Les différents travaux de recherche effectués dans la littérature pour modéliser une cellule PV peuvent être classés en deux types: Modèle basé sur une seule diode et modèle basé sur deux diodes [57],[58],[59],[60].

III.3.2 Modèle d'une cellule PV basée sur une seule diode

Ce modèle comprend une source de courant (I_{ph}) qui représente l'ensoleillement incident sur la cellule, ainsi qu'une diode qui modélise la jonction PN de la cellule photovoltaïque. La résistance série (R_s) et la résistance shunt (R_{sh}) permettent de prendre en compte les imperfections du comportement de la cellule.

La résistance série (R_s) correspond à la résistivité du matériau dans lequel la cellule est fabriquée, à la résistance de contact entre le métal et le semi-conducteur, ainsi qu'à la résistance liée aux interconnexions entre les cellules. Quant à la résistance parallèle (R_{sh}), elle modélise les chemins par lesquels peut s'écouler le courant de fuite, soit en parallèle avec la cellule, soit le long de ses bords. Elle est généralement causée par des défauts dans le cristal ou par la présence d'impuretés dans ou autour de la jonction [61],[62].

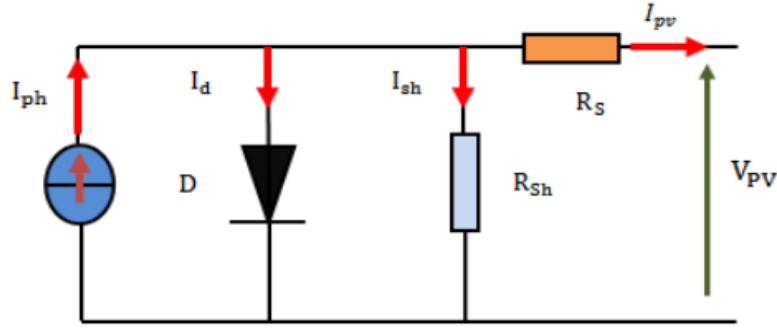


Fig. III.1 Circuit équivalent d'une cellule PV basée sur une seule diode.

Le schéma équivalent de la Figure III.1 représentant un générateur de courant associé en parallèle à une diode, avec deux résistances parasites intégrées dans ce schéma.

Le modèle mathématique pour la caractéristique courant-tension d'une cellule PV est donné par application de la loi de Kirchhoff, nous pouvons écrire la relation suivante:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (III.1)$$

où

I_{ph} : Photo-courant, il correspond également au courant de court-circuit I_{CC} défini par [62]:

$$I_{ph} = I_{cc} \left(\frac{G}{1000} \right) \quad (III.2)$$

Où, G représente l'éclairement réels et à la condition de référence [W/m^2]

I_d : représente le courant de la polarisation d'une diode, il est donné par [63]:

$$I_d = I_s \left(\exp \frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{aV_t} - 1 \right) \quad (III.3)$$

où

I_s : Courant dépendant de la température T et des paramètres électriques technologiques de la jonction.

V_t : La potentielle thermodynamiquea définit apar [63]:

$$V_t = \frac{akT}{q} \quad (III.4)$$

où

a : Facteur d'idéalité de la jonction ($1 < a < 2$), lorsqu'elle fonctionne en générateur.

k : Constante de Boltzmann ($1.381 \cdot 10^{-23}$ J/K),

T : Température effective des cellules en Kelvin (K),

q : Charge de l'électron ($q=1.6 \times 10^{-19}$ C),

I_{sh} est le courant parcourant la résistance R_{sh} . Il est donné par [63]:

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_{sh}}{R_{sh}} \quad (\text{III.5})$$

A partir des equations (III.2)-(III.5), on obtient l'expression de la caractéristique $I(V)$ du modèle choisi [63]:

$$I_{pv} = I_{cc} \frac{G}{1000} - I_s \left(\exp \frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{aV_t} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_{sh}}{R_{sh}} \quad (\text{III.6})$$

Les résistances R_{sh} et R_s ont une certaine influence sur la caractéristique $I = f(V)$ de la cellule (Figure III.2) :

- La résistance série (R_s) est la résistance interne de la cellule: elle depend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles.
- La résistance shunt (R_{sh}) est due à un courant de fuite au niveau de la jonction; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

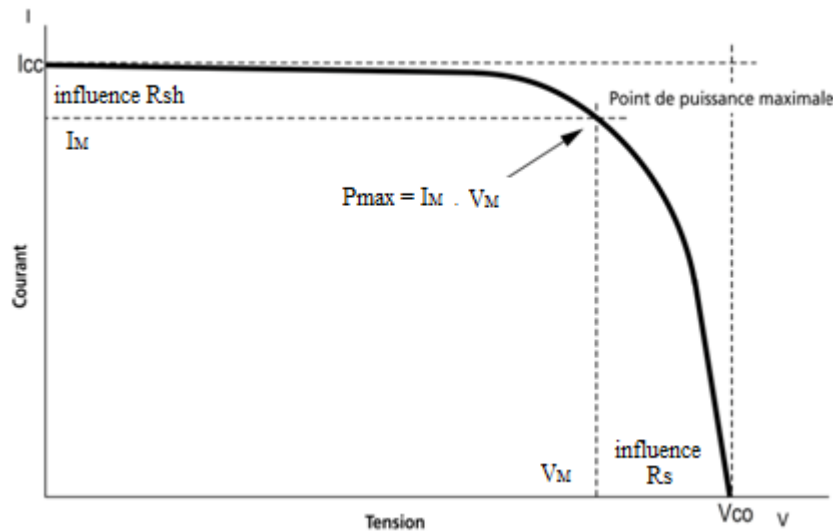


Fig. III.2 Influence des résistances shunts et série s sur la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.

III.3.2.1 Courant de court-circuit (I_{cc})

C'est le courant mesuré en court-circuitant les bornes de la cellule ($V=0$ dans le schéma équivalent). Dans un cas idéal (R_s nulle et R_{sh} infinie), ce courant se confond avec le photocourant I_{ph} dans le cas contraire, en annulant la tension V_{pv} dans l'équation (III.6), on obtient [64]:

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{I_{cc} \cdot R_s}{V_t}\right) - 1 \right] \cdot \frac{I_{cc} \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (III.7)$$

Pour la plupart des cellules (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme $I_s \left[\exp\left(\frac{I_{out} \cdot R_s}{V_t}\right) - 1 \right]$ devant I_{ph} [63]. L'expression approchée du courant de court-circuit est alors:

$$I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad (III.8)$$

III.3.2.2 Tension de circuit-ouvert (V_{oc})

C'est la tension à laquelle le courant délivré par le générateur photovoltaïque est nul, représentant la tension maximale d'une cellule ou d'un générateur photovoltaïque. Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieure à [63]:

$$V_{oc} = V_t \times \ln \left[\frac{I_{ph}}{I_s} + 1 \right] \quad (III.9)$$

III.3.2.3 Puissance crête d'une cellule PV

La puissance crête d'une cellule (ou la puissance optimale), notée P_M , correspond à la puissance mesurée dans des conditions de test standard (STC), avec un éclairement de $\phi = 1000 \text{ W/m}^2$ et une température de $T = 25^\circ\text{C}$, elle est donnée par:

$$P_M = V_M \cdot I_M \quad (III.10)$$

III.3.2.4 Facteur de forme (FF)

C'est le rapport entre la puissance maximale pouvant être extraite (I_M, V_M) de la cellule dans des conditions de mesure standardisées et le produit (I_{cc}, V_{oc}) [64].

$$FF = \frac{P_M}{V_{oc} \cdot I_{oc}} \quad (III.11)$$

III.3.2.5 Rendement de conversion (η)

Le rendement des cellules photovoltaïques désigne leur efficacité de conversion en puissance. Dans les deux points latéraux, les points du circuit-ouvert et du court-circuit, la puissance fournie sera nulle. Elle passe par un point maximal lorsque la caractéristique $I(V)$ est parcourue. Cette valeur maximale de P_M peut être déterminée en traçant la caractéristique $I(V)$ ainsi que les hyperboles à puissance constante sur le même graphique. La valeur du point de fonctionnement optimal correspond au point de tangence des deux arcs, tel qu'indiqué sur la Figure III.3.

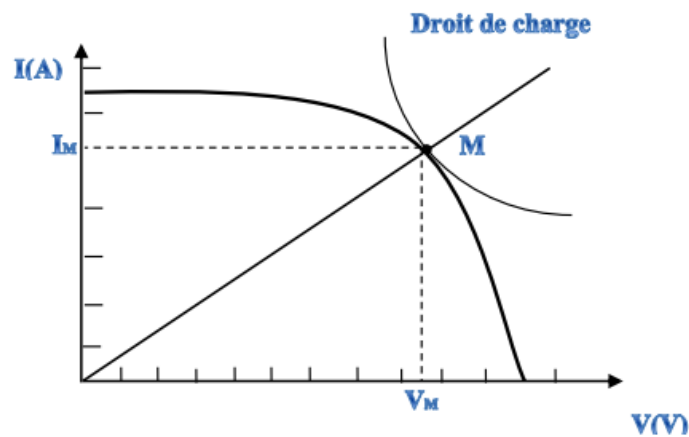


Fig. III.3 Point de fonctionnement optimal d'une cellule PV.

Le rendement de la cellule est donné par [64].:

$$\eta = \frac{P_m}{P_{in}} \quad (III.12)$$

où P_{in} : représente la puissance incidente (en watts), qui correspond au produit de l'irradiation reçue (éclairage) et de la surface totale des cellules photovoltaïques.

III.3.2.6 Zones de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque :

Une cellule solaire PV est caractérisée par sa courbe courant-tension qui est divisée en quatre quadrants. Cependant, le comportement de la cellule PV s'étend sur trois zones (I, II et IV) et dépend de sa condition de polarisation, comme le montre la Figure III.4. Dans les zones II et IV, la cellule solaire fonctionne comme un récepteur en dissipant de l'énergie. Il sera donc nécessaire d'interdire son fonctionnement dans ces deux zones afin d'éviter la destruction. Dans la zone I, la cellule solaire fonctionne comme un générateur en fournissant

de l'énergie. C'est le fonctionnement souhaité. L'idéal est de maintenir le fonctionnement de la cellule dans cette zone.

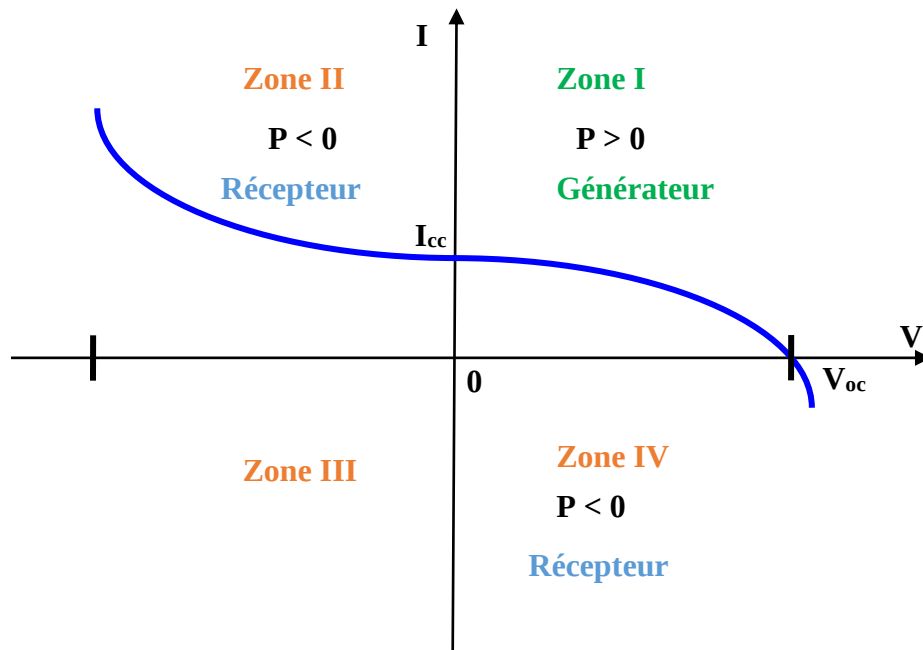


Fig. III.4 Zone de fonctionnement d'une cellule PV.

III.3.3 Modèle d'une cellule PV basée sur deux diodes

Le modèle le plus représentatif d'une cellule photovoltaïque à l'heure actuelle est le modèle à deux diodes (ou modèle double exponentiel). Dans ce modèle, deux diodes sont employées pour simuler les phénomènes de polarisation de la jonction PN. Elles représentent la recombinaison des porteurs minoritaires à la fois à la surface et à l'intérieur du matériau. Ce modèle est décrit par une équation de courant implicite, qui ne peut être résolue qu'à l'aide de méthodes itératives [57],[65],[66].

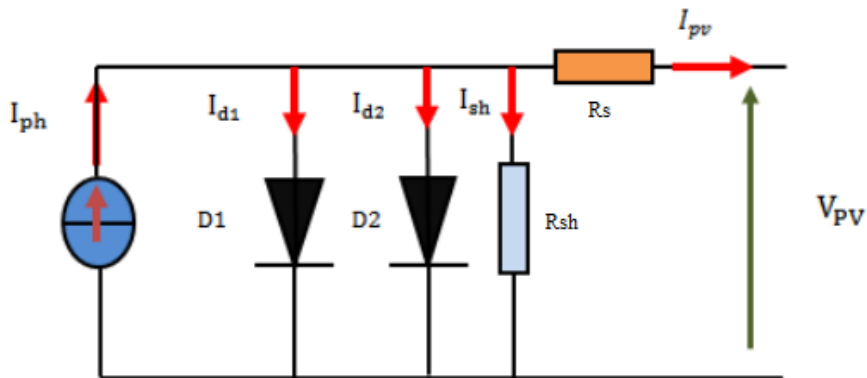


Fig. III.5 Circuit équivalent d'une cellule PV basée sur deux diodes.

L'équation caractéristique est obtenue directement à partir de la loi de Kirchhoff [57]

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (\text{III.13})$$

où

I_{d1} : Courant de diode 1 [A],

I_{d2} : Courant de diode 2 [A],

I_{sh} : Courant traversé la résistance de shunt R_{sh} [A],

Étant donné que la diode est un composant non linéaire, sa caractéristique courant-tension (I-V) est exprimée par la relation suivante [57]:

$$I_{d1} = I_{s1} \left[\exp \left(\frac{V_d}{a_1 V_t} \right) - 1 \right] \quad (\text{III.14})$$

$$I_{d2} = I_{s2} \left[\exp \left(\frac{V_d}{a_2 V_t} \right) - 1 \right] \quad (\text{III.15})$$

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \quad (\text{III.16})$$

$$V_t = \frac{kT_c}{q} \quad (\text{III.17})$$

où

V_t : Représentant la potentielle thermodynamique ;

T_c : Température de la cellule,

a : Facteur d'idéalité de la jonction.

Une valeur du facteur d'idéalité différente de 1 est liée à un mécanisme de recombinaison dominant et dépend de la nature ainsi que de la position des niveaux pièges [67].

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

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante [57],[67]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V_d}{a_1 V_t}\right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V_d}{a_2 V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \quad (\text{III.18})$$

Le courant photonique lié à l'éclairement, à la température et au courant photonique mesuré aux conditions de référence est donné par [66],[68]:

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \left[I_{ph_ref} - \mu_{cc} (T_c - T_{c_ref}) \right] \quad (\text{III.19})$$

où

I_{ph_ref} : Le courant photonique sous condition de référence [A],

μ_{cc} : Coefficient de sensibilité de l'intensité à la température [A/K]

G et G_{ref} : L'éclairement réels et à la condition de référence [W/m²]

T_c et T_{c_ref} : La température de cellule, réelle et à la condition de référence.

Les courants de saturation I_{s1} et I_{s2} sont donnés par les relations suivantes [67],[65],[70]:

$$I_{s1} = C_{s1} T_c^3 \exp \frac{-E_{gap} \cdot q}{a_1 k T} \quad (\text{III.20})$$

$$I_{s2} = C_{s2} T_c^3 \exp \frac{-E_{gap} \cdot q}{a_2 k T} \quad (\text{III.21})$$

Où, les constantes C_{s1} et C_{s2} sont généralement comprises respectivement entre 150 - 180 A.K⁻³ et $(1.3 - 1.7) \times 10^{-2}$ A.K^{-5/2} pour une cellule de 100 cm².

E_{gap} : Energie de gap (Silicium cristallin = 1.12 eV, Silicium amorphe = 1.7 eV, CIS = 1.03 eV, CdTe = 1.5 eV).

Nous présentons les différents défauts associés aux composants d'un système photovoltaïque, seuls les principaux défauts sont retenus. Le [Tableau III.1](#) permet d'identifier les principaux défauts dans un système photovoltaïque :

Tableau III.1. Défauts et anomalies rencontrés dans un Système PV

Eléments du système photovoltaïque	Défauts
Générateur PV	– Feuilles d’arbre, déjections, pollution, sable, neige etc. – Pénétration de l’humidité, dégradation des interconnexions, – Détérioration des cellules, fissure, échauffement des cellules. – Corrosion des liaisons entre les cellules. – Modules de performances différentes. – Modules court-circuités, modules inversés. – Module arraché ou cassé.
Boîte de jonction	– Modules court-circuités, modules inversés. – Court-circuit du circuit électrique. – Corrosion des connexions. – Destruction de la liaison. – Module arraché ou cassé.
Diode de protection (diode de bypass et diode anti-retour)	– Absence ou non fonctionnement de diodes. – Inversion de la polarité des diodes au montage, diode mal Connectée. – Destruction des diodes.

La modélisation des systèmes PV en présence de défauts est essentielle pour comprendre comment ces défauts affectent les performances globales du système. Plusieurs approches de modélisation existent, allant des modèles électriques simples aux simulations plus complexes basées sur des logiciels spécialisés.

III.3.4 Modèles électriques

Les modèles électriques des systèmes PV sont souvent basés sur des circuits équivalents qui représentent le comportement des cellules photovoltaïques. Ces modèles peuvent être adaptés pour inclure des défauts, tels que des résistances supplémentaires pour simuler des défauts de connexion ou des variations de courant pour représenter la dégradation des cellules.

III.3.5 Simulations numériques

Les simulations numériques, telles que celles réalisées avec des logiciels comme Excel, Python et PVSyst, permettent d'analyser les performances des systèmes PV sous différentes conditions de défaut. Ces outils permettent de modéliser des scénarios variés, d'évaluer les impacts des défauts et d'optimiser la conception des systèmes pour minimiser les risques de défaillance.

III.4. Analyse théorique et simulation des impacts des défauts sur les performances des systèmes PVs

L'analyse théorique des impacts des défauts sur les performances des systèmes PV repose sur des principes fondamentaux de l'électrotechnique et de la physique des matériaux. Les simulations permettent de quantifier ces impacts et d'identifier des solutions potentielles.

III.4.1 Impact des défauts de connexion

Les défauts de connexion peuvent entraîner une augmentation de la résistance dans le circuit, ce qui réduit le courant et, par conséquent, la puissance générée. Les simulations peuvent montrer comment ces défauts affectent la courbe courant-tension (I-V) du système, permettant ainsi d'identifier les points de défaillance potentiels.

III.4.2 Impact de la dégradation des cellules

La dégradation des cellules photovoltaïques peut être modélisée en ajustant les paramètres de performance des cellules dans les simulations. Cela permet d'évaluer la durée de vie restante du système et d'anticiper les besoins de maintenance ou de remplacement.

III.4.3 Impact de l'ombrage

Les effets de l'ombrage peuvent être simulés en modifiant les conditions d'irradiation sur les cellules. Les résultats des simulations peuvent aider à concevoir des systèmes avec des configurations de modules optimisées pour minimiser l'impact de l'ombrage.

III.5. Identification des signatures caractéristiques des défauts dans les paramètres électriques

L'identification des signatures caractéristiques des défauts dans les paramètres électriques est cruciale pour le diagnostic précoce des problèmes dans les systèmes PV. Les paramètres

électriques tels que la tension, le courant, et la puissance peuvent fournir des indices sur l'état de santé du système.

III.5.1 Analyse des courbes I-V

L'analyse des courbes I-V est une méthode efficace pour détecter les défauts. Des variations dans la forme de la courbe peuvent indiquer des problèmes tels que des défauts de connexion ou des cellules dégradées. En comparant les courbes I-V mesurées avec les courbes de référence, il est possible d'identifier des anomalies.

III.5.2 Surveillance en temps réel

La mise en place de systèmes de surveillance en temps réel permet de suivre les performances des systèmes PV et d'identifier rapidement les défauts. Des capteurs peuvent être utilisés pour mesurer les paramètres électriques et envoyer des alertes en cas de déviation significative par rapport aux valeurs normales. L'application d'algorithmes d'apprentissage automatique peut également améliorer la précision du diagnostic en identifiant des modèles complexes dans les données électriques.

III.6. Conclusion

La modélisation et l'analyse des défauts dans les systèmes PV sont essentielles pour garantir leur performance et leur fiabilité. En comprenant les différents types de défauts, en utilisant des méthodes de simulation et de diagnostic appropriées, il est possible d'optimiser la production d'énergie et de prolonger la durée de vie des installations photovoltaïques. L'identification précoce des défauts à travers l'analyse des paramètres électriques et la surveillance en temps réel constitue une approche proactive pour maintenir l'efficacité des installations photovoltaïques. En fin de compte, Les avancées technologiques dans le domaine de la détection des défauts continueront de jouer un rôle clé dans l'amélioration de l'efficacité des systèmes PV, contribuant ainsi à une transition énergétique durable.

Chapitre IV

Approches de Prédiction et de Surveillance des Défauts

Sommaire

IV.1	Introduction	56
IV.2	Présentation des techniques de prédiction des défauts	56
	IV.2.1. Modèles statistiques	56
	IV.2.2. Réseaux de neurones	57
	IV.2.3. Algorithmes de classification	57
IV.3	Développement d'un modèle prédictif pour la détection et la localisation des défauts dans les systèmes PVs	57
	IV.3.1. Collecte de données	57
	IV.3.2. Prétraitement des données	57
	IV.3.3. Catégorisation des défauts	58
	IV.3.4. Segmentation des données	58
	IV.3.5. Sélection de modèle	58
	IV.3.6. Entraînement du modèle	58
	IV.3.7. Validation et test	58
	IV.3.8. Interprétabilité et explicabilité	58
	IV.3.9. Déploiement	59
	IV.3.10 Surveillance et mise à jour	59
IV.4	Intégration des méthodes de surveillance pour le suivi en temps réel des performances des systèmes PVs	59
	IV.4.1. Utilisation de l'Internet of Things (IoT)	59
	IV.4.2. Mesure des courants et tensions	59
	IV.4.3. Analyse des courbes I-V	60
	IV.4.4. Optimisation des performances	60
	IV.4.5. Surveillance des conditions météorologiques	60
	IV.4.6. Alertes et notifications	60
IV.5	Validation des approches par des simulations numériques et des études de cas	60
IV.6	Conclusion	61

Approches de Prédiction et de Surveillance des Défauts

IV.1. Introduction

La prédiction et la surveillance des défauts sont des enjeux cruciaux dans les systèmes électriques, notamment dans les systèmes PV. Avec l'augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables, il est impératif de garantir la fiabilité par détection et localisation des défauts qui peuvent compromettre l'efficacité des systèmes PVs. Les défauts peuvent entraîner des pertes de production d'énergie, des coûts de maintenance élevés et, dans certains cas, des risques de sécurité. Ce chapitre explore les différentes approches de prédiction et de surveillance des défauts, en mettant l'accent sur les techniques modernes et leur application dans le domaine des systèmes PV. Nous présentons également le développement de modèles prédictifs spécifiques pour la détection et la localisation des défauts, ainsi que l'intégration de méthodes de surveillance en temps réel. Enfin, nous validerons ces approches par le biais de simulations numériques et d'études de cas.

IV.2. Présentation des techniques de prédiction des défauts

Les techniques de prédiction des défauts peuvent être classées en plusieurs catégories, notamment les modèles statistiques, les réseaux de neurones et les algorithmes de classification.

IV.2.1. Modèles statistiques

Les modèles statistiques reposent sur l'analyse des données historiques pour identifier des tendances et des anomalies. Par exemple, des méthodes telles que la régression linéaire et les modèles auto-régressifs à moyenne mobile intégrée (soit, *Auto Regressive Integrated Moving Average* (ARIMA)) sont souvent utilisées pour prédire les performances des systèmes PV en fonction de divers facteurs environnementaux.

IV.2.2. Réseaux de neurones

Les Réseaux de Neurones Artificiels (RNA) sont des modèles d'apprentissage automatique qui imitent le fonctionnement du cerveau humain. Ils sont particulièrement efficaces pour traiter des données complexes et non linéaires. Dans le contexte des systèmes PV, les RNA peuvent être utilisés pour détecter des défauts en analysant les signaux provenant des capteurs installés sur les panneaux solaires. Par exemple, un modèle de réseau de neurones peut être entraîné à reconnaître des motifs associés à des défauts spécifiques, tels que des ombres ou des dégradations.

IV.2.3. Algorithmes de classification

Les algorithmes de classification, tels que les arbres de décision, les forêts aléatoires et les SVM, sont également utilisés pour prédire la présence de défauts. Ces algorithmes classifient les données en différentes catégories, permettant ainsi de déterminer si un système PV fonctionne correctement ou s'il présente des anomalies. Par exemple, un arbre de décision peut être utilisé pour classer les performances des panneaux solaires en fonction de divers paramètres, tels que la température et l'irradiation.

IV.3. Développement d'un modèle prédictif pour la détection et la localisation des défauts dans les systèmes PV

Pour développer un modèle prédictif pour la détection et la localisation des défauts dans les systèmes PV, vous pouvez suivre les étapes suivantes :

IV.3.1. Collecte de données :

Rassemblez des données historiques sur les performances des systèmes PV, y compris les sorties électriques, les conditions météorologiques (comme l'irradiation solaire, la température ambiante, etc.), et les informations sur les défauts précédemment identifiés.

IV.3.2. Prétraitement des données :

Nettoyez les données en supprimant les valeurs aberrantes et en gérant les données manquantes. Normalisez ou standardisez les données pour améliorer la performance du modèle.

IV.3.3. Catégorisation des défauts :

Identifiez les types de défauts courants dans les systèmes PV (comme les défaillances de modules, les défaillances de connecteurs, les ombrages, etc.) et créez des étiquettes pour chaque type de défaut.

IV.3.4. Segmentation des données :

Divisez vos données en ensembles d'entraînement, de validation et de test pour entraîner et évaluer votre modèle.

IV.3.5. Sélection de modèle :

Choisissez un ou plusieurs algorithmes de machine learning adaptés à la tâche de classification ou de régression, en fonction de la nature des données et des défauts. Des algorithmes comme les réseaux de neurones convolutifs (CNN) pour l'analyse d'images thermographiques, les SVM, les forêts aléatoires ou les réseaux neuronaux récurrents (RNN) peuvent être utilisés.

IV.3.6. Entraînement du modèle :

Entraînez votre modèle sur les données d'entraînement en utilisant des techniques d'optimisation appropriées et en ajustant les hyperparamètres pour améliorer la précision.

IV.3.7. Validation et test :

Utilisez l'ensemble de validation pour ajuster les hyperparamètres et l'ensemble de test pour évaluer les performances finales de votre modèle. Calculez des métriques pertinentes comme la précision, le rappel, la F1-score et la courbe ROC-AUC pour évaluer la performance du modèle.

IV.3.8. Interprétabilité et explicabilité :

Assurez-vous que le modèle est interprétable et que ses prédictions peuvent être expliquées, ce qui est crucial pour la confiance et l'acceptation par les utilisateurs.

IV.3.9. Déploiement :

Une fois le modèle entraîné et évalué, déployez-le en production pour qu'il puisse être utilisé pour détecter et localiser les défauts en temps réel.

IV.3.10. Surveillance et mise à jour :

Surveillez les performances du modèle en production et mettez-le à jour régulièrement avec de nouvelles données pour maintenir sa précision et sa pertinence.

En suivant ces étapes, vous pouvez développer un modèle prédictif efficace pour la détection et la localisation des défauts dans les systèmes PV, contribuant ainsi à améliorer leur fiabilité et leur efficacité.

IV.4. Intégration des méthodes de surveillance pour le suivi en temps réel des performances des systèmes PV

L'intégration de méthodes de surveillance en temps réel est essentielle pour assurer le bon fonctionnement des systèmes PV. Cela implique l'utilisation de capteurs pour collecter des données sur les performances des panneaux solaires, telles que la tension, le courant et la température. Ces données sont ensuite transmises à un système de gestion des données qui analyse les performances en temps réel.

Pour intégrer des méthodes de surveillance pour le suivi en temps réel des performances des systèmes PV, vous pouvez suivre les étapes suivantes en vous basant sur les informations fournies dans les documents de référence :

IV.4.1. Utilisation de l'Internet of Things (IoT):

Implémentez un système de surveillance en temps réel basé sur l'IoT pour collecter et analyser les données des systèmes PV. Cela permet de surveiller les paramètres photovoltaïques en temps réel et d'optimiser le rendement du système [74] [75].

IV.4.2. Mesure des courants et tensions:

Utilisez des capteurs de courant et de tension pour mesurer les paramètres électriques essentiels. Ces mesures sont cruciales pour la vérification de la performance des systèmes PV, en particulier avec les convertisseurs traditionnels [76].

IV.4.3. Analyse des courbes I-V:

Implémentez la technique de traçage des courbes I-V pour vérifier la performance des systèmes PV. Cette méthode consiste à mesurer le courant et la tension pour vérifier la performance du système [76].

IV.4.4. Optimisation des performances:

Utilisez les données collectées pour optimiser le rendement du système PV. Cela peut inclure l'ajustement de l'orientation des modules photovoltaïques pour maximiser l'irradiation solaire captée [77].

IV.4.5. Surveillance des conditions météorologiques:

Incluez la collecte de données météorologiques pour comprendre l'impact des conditions atmosphériques sur le rendement du système. Cela peut inclure la température, l'humidité et l'irradiation solaire [78].

Intégration de systèmes de gestion de données: Utilisez des plateformes de surveillance pour gérer et analyser les données collectées. Cela permet de visualiser les performances du système et de prendre des décisions éclairées pour améliorer le rendement [79].

IV.4.6. Alertes et notifications:

Implémentez des alertes pour signaler les défaillances ou les anomalies dans les performances du système. Cela permet de réagir rapidement et de minimiser les pertes de rendement [80].

En suivant ces étapes, vous pouvez intégrer des méthodes de surveillance efficaces pour le suivi en temps réel des performances des systèmes PV, assurant ainsi une optimisation continue et une gestion efficace des investissements dans ces systèmes.

IV.5. Validation des approches par des simulations numériques et des études de cas

La validation des approches de prédiction et de surveillance des défauts peut être réalisée par le biais de simulations numériques et d'études de cas. Les simulations permettent de tester les modèles dans des environnements contrôlés, en reproduisant des scénarios réels de

fonctionnement des systèmes PV. Par exemple, des simulations peuvent être effectuées pour évaluer la performance d'un modèle de réseau de neurones dans la détection de défauts sous différentes conditions d'irradiation.

Les études de cas, quant à elles, fournissent des exemples concrets de l'application des méthodes proposées. En analysant des installations PV réelles, il est possible d'évaluer l'efficacité des modèles prédictifs et des systèmes de surveillance, en mesurant des indicateurs tels que le taux de détection des défauts et l'amélioration des performances

IV.6. Conclusion

En conclusion, les approches de prédiction et de surveillance des défauts dans les systèmes PV sont essentielles pour garantir leur leur fiabilité et leur efficacité. Les techniques modernes, telles que les modèles statistiques, les réseaux de neurones et les algorithmes de classification, offrent des outils puissants pour détecter et localiser les défauts. L'intégration de méthodes de surveillance en temps réel, soutenue par les technologies IoT, permet un suivi efficace des performances. La validation des approches par des simulations numériques et des études de cas démontre leur efficacité et souligne l'importance de l'innovation continue dans ce domaine. En investissant dans ces technologies, nous pouvons améliorer la fiabilité des systèmes PV et contribuer à la transition vers des sources d'énergie plus durables.

Chapitre V

Études Expérimentales

Sommaire

V.1. Introduction	63
V.2. Description du banc d'essai et des équipements expérimentaux	63
V.2.1. Système de montage des PV	64
V.2.2. Modules photovoltaïques (PV)	64
V.2.3. Instruments de mesure climatique	65
V.2.4. Résistance électrique variable	66
V.2.5. Câbles de connexion	67
V.2.6. Multimètres numériques	67
V.3. Présentation des protocoles expérimentaux pour la génération et la détection des défauts dans un système PV	67
V.3.1. Sélection des modules PV	67
V.3.2. Fabrication des supports métalliques	67
V.3.3. Scénarios expérimentaux	68
V.3.4. Conditions climatiques	68
V.3.5. Mesure des paramètres électriques	68
V.3.6. Analyse théorique	68
V.3.7. Génération de défauts	68
V.3.8. Détection de défauts	68
V.3.9. Analyse énergétique	68
V.3.10. Documentation des résultats	68
V.4. Acquisition et analyse des données expérimentales	69
V.4.1. Etude 01 : l'impact de l'accumulation de poussière sur la performance des panneaux PV	69
V.4.2. Etude 02 : l'impact des changements climatiques sur la productivité des modules PV	70
V.4.3. Etude 03 : l'impact de l'angle d'inclinaison sur la performance des panneaux PV	72
V.4.4. Etude 04 : Détection de l'ombrage partiel par intelligence artificielle.....	74
V.5. Validation expérimentale des modèles de prédiction et de surveillance développés	77
V.5.1. Etude 01	78
V.5.2. Etude 02	85
V.5.3. Etude 03	102
V.5.4. Etude 04	105
V.6. Comparaison des résultats expérimentaux avec les simulations numériques.....	108
V.6.1. Etude 01	108
V.6.2. Etude 02	109
V.6.3. Etude 03	110
V.6.4. Etude 04	110
V.7. Conclusion	111

Études Expérimentales

V.1. Introduction

Ce chapitre se concentre sur des études expérimentales visant à évaluer l'influence des conditions climatiques et opérationnelles sur la productivité des modules photovoltaïques (PV) dans la région d'El-Oued, en Algérie, caractérisée par un ensoleillement généreux. Le banc d'essai comprend deux modules PV identiques avec des supports réglables et des instruments de mesure précis pour enregistrer les paramètres climatiques et électriques. Divers scénarios expérimentaux ont été élaborés pour évaluer l'efficacité des modules en fonction de l'orientation, de l'angle d'inclinaison et de l'accumulation de poussière. Les résultats expérimentaux ont été comparés aux simulations numériques pour valider les modèles de prédiction, visant à déterminer l'angle d'inclinaison optimal pour cette région.

V.2. Description du banc d'essai et des équipements expérimentaux utilisés pour la validation

Le banc d'essai développé englobe les principaux constituants d'un système PV autonome non raccordé au réseau électrique (Figure V.1).

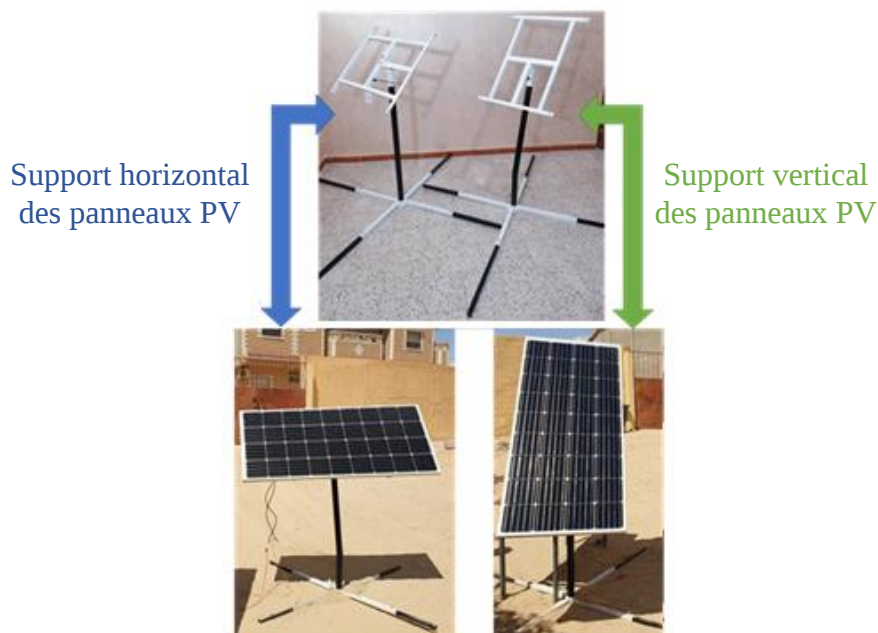


Fig. V.1 Banc d'essai développé.

Il est équipé des éléments suivants :

V.2.1 Système de montage des PV :

Des supports métalliques ont été fabriqués pour permettre la rotation verticale et horizontale des modules PV (Figure V.2). Ces supports sont conçus pour un système de suivi solaire à double axe, ce qui permet d'ajuster manuellement les panneaux pour suivre le mouvement du soleil d'est en ouest.



Fig. V.2. Supports métalliques ont été fabriqués.

V.2.2 Modules PV :

Deux modules photovoltaïques de type RAGGIE (modèle RG-M165W) ont été sélectionnés pour l'étude (Figure V.3). Ces modules sont identiques sur le plan technique et ont une puissance nominale de 165 W. Ils sont composés de cellules solaires monocristallines capables de convertir la lumière solaire en énergie électrique, sont détaillés dans le Tableau V.1.



Fig. V.3. Modules photovoltaïques étudiés de type RAGGIE (modèle RG-M165W).

Tableau V.1. Caractéristiques techniques du module PV RG-M165W.

Article	Caractéristique
Type de module photovoltaïque	Type RAGGIE
Modèle de module PV	RG-M165W
Puissance maximale (Pmax)	165 W
Courant de puissance maximal (Imp)	9.43 A
Tension de puissance maximale (Vmp)	17.5 V
Tension en circuit ouvert (Voc)	21.5 V
Courant de court-circuit (Isc)	10.84 A
Tolérance de puissance	±3 %
Dimensions	1470 mm × 670 mm × 35 mm
Efficacité des cellules solaires	19.4 %
Efficacité des panneaux PV dans des conditions de test standard (STC)	16.75 %
Protection contre les intrusions	Boîte de jonction IP 65
Dégradation énergétique	Faible dégradation énergétique (10 % en 10 ans)

V.2.3 Instruments de mesure climatique :

Des instruments ont été utilisés pour mesurer les paramètres climatiques comme le rayonnement solaire global, la vitesse du vent et la température ambiante de l'air pendant les expériences.

Tous les paramètres climatiques, y compris le rayonnement solaire, la vitesse du vent et la température ambiante de l'air, ont été mesurés expérimentalement à l'aide de l'équipement répertorié dans le [Tableau V.2](#). De plus, l'équipement pour mesurer le courant électrique, la tension électrique et la résistance électrique du système étudié, ainsi que leurs quantités, caractéristiques, précision et incertitude, sont détaillés dans le [Tableau V.2](#).

L'étude a été réalisée dans la région d'El-Oued en Algérie, et les résultats expérimentaux ont été comparés avec des analyses théoriques pour valider les effets des conditions opérationnelles et environnementales sur la productivité des modules photovoltaïques.

Tableau V.2. Matériel de mesure utilisé dans les travaux expérimentaux.

Matériel de mesure de données climatiques			
Paramètre	Appareil de mesure	Plage	Précision de l'appareil
Irradiance solaire (MGI)	Pyranomètre PYR 1307	$\leq 1999 \text{ W.m}^{-2}$	$\pm 10 \text{ W.m}^{-2}$
Vitesse du vent	Anémomètre (AM-4206 M)	0.4 to 35.0 m.s ⁻¹	$\pm (2 \% + 0.2 \text{ m.s}^{-1})$
Température de l'air ambiant	Anémomètre (AM-4206 M)	0 to 60 °C	0.8 °C
Matériel de mesure électrique			
Paramètre	Courant électrique	Tension électrique	Résistance électrique
Courant électrique	Multimètre numérique MX 20 (type METRIX)	de 20 mA à 10 A	$\pm (1.5 \% + 0.01 \text{ A})$ au calibre 10 A
Tension électrique	Multimètre numérique CT44053 (type CROWN)	de 0.1 mV à 600 V	$\pm (0.8 \% + 5.10^{-4} \text{ V})$
Résistance électrique type ECODIME.	Multimètre numérique CT44053 (type CROWN)	de 0.1 Ω à 20 M Ω	$\pm (1.2 \% + 0.5 \Omega)$

- Un pyranomètre PYR 1307 a été employé pour mesurer le rayonnement solaire global.
- Un anémomètre AM-4206M a servi à mesurer la vitesse du vent et la température ambiante.
- Pour les paramètres électriques, un multimètre numérique MX 20 (METRIX type) a été utilisé pour le courant, et un multimètre numérique CT44053 (CROWN type) pour la tension.

V.2.4 Résistance électrique variable :

- La résistance électrique a été fixée à 4.6 Ω à l'aide d'une charge résistive variable de type ECODIME (Figure V.4).

V.2.5 Câbles de connexion :

Les éléments du circuit électrique cible (TEC) sont connectés avec des câbles (Figure V.4).

V.2.6 Multimètres numériques :

Deux multimètres numériques de types différents ont été utilisés (Figure V.4) pour mesurer le courant électrique (MX 20 de METRIX) et la tension électrique (CT44053 de CROWN). Le même multimètre a été utilisé pour vérifier la valeur de la résistance électrique choisie avant de la connecter au circuit électrique.

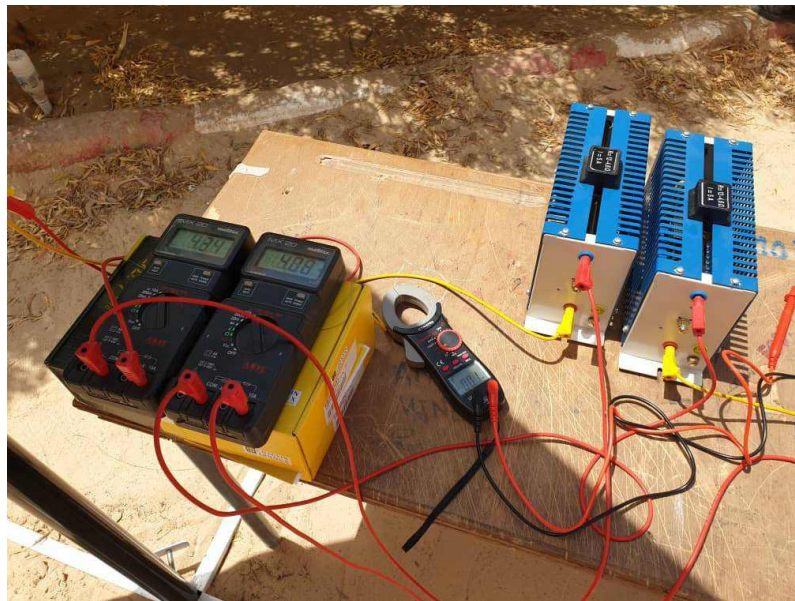


Fig. V.4. Matériel de mesure utilisé dans les travaux expérimentaux

V.3. Présentation des protocoles expérimentaux pour la génération et la détection des défauts dans un système PV

V.3.1. Sélection des modules PV : Deux modules photovoltaïques techniquement identiques (PV_r et PV_t) ont été sélectionnés pour l'étude. Il s'agit de modules RAGGIE-type RG-M165W avec une puissance nominale de 165 W.

V.3.2. Fabrication des supports métalliques : Des supports métalliques ont été fabriqués pour les modules PV, permettant une rotation verticale et horizontale à différents angles, ce qui est utile pour simuler des conditions de suivi solaire.

V.3.3. Scénarios expérimentaux : Plusieurs scénarios ont été définis pour tester l'impact des conditions opérationnelles et environnementales sur la productivité des modules PV. Ces scénarios incluent l'utilisation d'un système de suivi solaire, des changements d'angle d'inclinaison, et l'application de poussière sur la surface des modules.

V.3.4. Conditions climatiques : Les conditions climatiques, telles que l'irradiance solaire globale, la température ambiante, et la vitesse du vent, ont été mesurées expérimentalement pendant la période de l'étude.

V.3.5. Mesure des paramètres électriques : Les paramètres électriques de base, comme le courant électrique et la tension électrique, ont été mesurés à l'aide de multimètres pendant les expériences.

V.3.6. Analyse théorique : Les résultats expérimentaux ont été comparés avec des résultats théoriques obtenus à l'aide d'équations mathématiques pour valider l'exactitude des mesures.

V.3.7. Génération de défauts : Bien que le document ne mentionne pas spécifiquement la génération de défauts, on peut supposer que des défauts ont été simulés en changeant les conditions opérationnelles (comme l'angle d'inclinaison) ou en introduisant des facteurs externes (comme la poussière).

V.3.8. Détection de défauts : La détection des défauts a probablement été réalisée en surveillant les changements dans les paramètres électriques et en comparant les performances des modules PV_r et PV_t dans différents scénarios.

V.3.9. Analyse énergétique : Une analyse énergétique a été effectuée pour surveiller les changements dans les caractéristiques électriques et énergétiques des modules PV en fonction des scénarios expérimentaux.

V.3.10. Documentation des résultats : Les résultats ont été documentés à l'aide de figures et de tableaux, montrant les changements dans la tension électrique, le courant électrique, la puissance de sortie directe, l'efficacité du système PV, et le rapport de performance.

V.4. Acquisition et analyse des données expérimentales

V.4.1. Etude 01 : l'impact de l'accumulation de poussière sur la performance des panneaux PV.

Dans cette étude, nous avons mené une étude expérimentale sur l'impact de l'accumulation de poussière sur la performance des panneaux PV dans la région d'El-Oued en Algérie.

V.4.1.1. Acquisition des données : Les données expérimentales ont été acquises en utilisant :

- Deux panneaux PV similaires de type RAGGIE modèle RG-M165W (Figure V.1). Les caractéristiques techniques du panneau photovoltaïque étudié sont présentées dans le Tableau V.1.

Tous les appareils de mesure sont répertoriés dans le Tableau V.2

Conditions expérimentales :

- Deux panneaux PV ont été étudiés : un panneau de référence propre (PV_r) et un panneau cible recouvert de poussière (PV_t) avec une densité de 14.5 g/m^2 .
- Les panneaux étaient orientés vers le sud avec un angle d'inclinaison de 33° .
- Les expériences ont été menées sur deux (02) jours, le 4 et le 13 mai 2022, dans la région d'El-Oued en Algérie.

V.4.1.2. Analyse des données :

Les équations de bilan énergétique du système photovoltaïque ont été utilisées pour calculer la puissance électrique produite et le rendement des panneaux PV sont les suivantes :

$$P = I \times V \quad (\text{V.1})$$

Où P est la puissance PV en watts (W), I est le courant électrique en ampères (A), et V est la tension électrique en volts (V).

$$\eta = \frac{P}{A_{pv} \times I_G} \quad (\text{V.2})$$

Où η est le rendement du PV en pourcentage (%), A_{pv} est l'aperture PV effective en mètres carrés (m^2), et I_G est l'irradiance globale mesurée en watts par mètre carré (W/m^2).

Ces équations sont essentielles pour évaluer l'impact de l'accumulation de poussière sur la performance des panneaux PV, en comparant la production d'énergie et l'efficacité entre un

panneau de PV_r et un panneau cible recouvert de poussière PV_t.

L'acquisition et l'analyse des données expérimentales ont permis de quantifier l'impact de la poussière sur la performance des panneaux PV et ont mis en lumière la nécessité d'un nettoyage régulier pour garantir une efficacité maximale.

V.4.2. Etude 02 : l'impact des changements climatiques sur la productivité des modules PV

Dans cette étude, l'acquisition et l'analyse des données expérimentales ont été réalisées de manière rigoureuse pour évaluer l'impact des conditions opérationnelles et environnementales sur la productivité des modules PV dans la région d'El-Oued en Algérie.

V.4.2.1. Acquisition des données :

- **Équipement de mesure** : Des instruments de mesure précis ont été utilisés pour enregistrer les paramètres climatiques et électriques. Les conditions climatiques, telles que l'irradiance solaire globale (MGI), la température ambiante (T_{amb}), et la vitesse du vent (Ws), ont été mesurées expérimentalement.
- **Conditions expérimentales** : Les expériences ont été conduites sur une période de six jours, du 7 au 10 mai 2022 et du 12 au 13 mai 2022, dans des conditions climatiques variables.
- **Scénarios expérimentaux** : Six scénarios ont été définis pour tester l'effet du système de suivi solaire, de l'angle d'inclinaison des modules PV, et de la propreté de leur surface sur la productivité.
- **Mesure des paramètres électriques** : Les paramètres électriques de base, comme le courant électrique (I_{PV}) et la tension électrique (V_{PV}), ont été mesurés pour les deux circuits électriques (REC et TEC) avec une charge résistive variable fixée à 4.6 Ω.

V.4.2.2. Analyse des données :

- **Analyse théorique** : Les résultats expérimentaux ont été comparés avec des résultats théoriques obtenus à l'aide d'équations mathématiques.

Les équations utilisées pour évaluer l'efficacité des modules PV sous des conditions d'exploitation réelles et pour comparer ces résultats avec ceux obtenus sous des conditions de test standard [81]:

$$\eta_{PV} = \frac{P_{DC}}{A_{PV} \times MGI} = \frac{I_{PV} \times V_{PV}}{A_{PV} \times MGI} \quad (V.3)$$

Où η_{PV} est l'efficacité du système PV sous des conditions d'exploitation réelles,

P_{DC} est la puissance de sortie directe du module PV,

A_{PV} est l'aire du module PV,

I_{PV} est le courant électrique du module PV,

V_{PV} est la tension électrique du module PV,

Le rapport de performance (PR_{PV}) d'un panneau photovoltaïque est un paramètre sans dimension utilisé comme facteur de qualité pour évaluer la productivité d'un panneau photovoltaïque indépendamment de son emplacement. Ce rapport est déterminé par le rapport entre la puissance de sortie réelle du panneau PV dans des conditions d'exploitation réelles et la puissance de sortie du même panneau dans des conditions de test standard. Il est calculé selon l'équation (V.4) donnée dans le document:

$$PR_{PV} = \frac{\eta_{PV}}{\eta_{STC}} = \eta_{PV} / \left(\frac{P_{STC}}{A_{PV} \times I_{STC}} \right) \quad (V.4)$$

Où P_{STC} est la puissance du module PV sous des conditions de test standard,

I_{STC} est l'irradiance solaire standard (1000 W/m²).

η_{STC} est l'efficacité du système PV dans des conditions de test standard (c'est-à-dire, $T_{amb} = 25^\circ\text{C}$ et $I_{STC} = 1000 \text{ W. m}^2$) et sa valeur pour les modules PV utilisés dans cette étude est

$$\eta_{STC} = \frac{P_{STC}}{A_{PV} \times 1000} = 16.75\% \quad (V.5)$$

La puissance de sortie directe du module PV (P_{DC} la puissance de sortie directe) dans des conditions de fonctionnement réelles est calculée comme suit:

$$P_{DC} = I_{PV} \times V_{PV} \quad (V.6)$$

Ces équations sont essentielles pour comprendre la performance d'un module PV en conditions réelles et pour comparer cette performance avec les spécifications du fabricant fournies sous des conditions de test standard.

- **Efficacité du système PV** : L'efficacité du système PV a été évaluée sous des conditions d'exploitation réelles et comparée à l'efficacité sous des conditions de test standard (η_{STC}).

- **Analyse énergétique** : Les changements dans les caractéristiques électriques et énergétiques des modules PV ont été surveillés en fonction des scénarios expérimentaux.
- **Comparaison expérimentale vs. théorique** : Une comparaison a été faite entre les résultats expérimentaux et théoriques pour valider la précision des modèles de prédiction utilisés.
- **Figures et tableaux** : Les résultats ont été présentés sous forme de figures et de tableaux pour une analyse visuelle des données.

L'acquisition et l'analyse des données expérimentales dans cette étude ont permis de déterminer l'impact des conditions climatiques et opérationnelles sur la productivité des modules PV, fournissant des informations précieuses pour l'optimisation de l'installation et de l'orientation des systèmes PV dans la région d'El-Oued.

Les résultats expérimentaux ont montré que la productivité des modules PV est affectée par l'irradiance solaire globale et la température ambiante. La région d'El-Oued, recevant une importante quantité de rayonnement solaire tout au long de l'année, est un endroit propice à l'installation de systèmes PV. L'étude a également mis en évidence que les modules PV devraient être installés dans des zones où ils reçoivent beaucoup de rayonnement solaire, mais où les cellules solaires ne deviennent pas excessivement chaudes.

V.4.3. Etude 03: l'impact de l'angle d'inclinaison sur la performance des panneaux PV

Dans cette étude, L'acquisition et l'analyse des données expérimentales pour l'étude de l'angle d'inclinaison optimal des panneaux PV dans la région d'El-Oued en Algérie. .

V.4.3.1. Acquisition des données :

L'étude a été réalisée au cours de la saison du printemps, et deux jours spécifiques ont été choisis pour les expériences : le 21 mars 2023 et le 21 avril 2023.

Les panneaux PV utilisés dans l'étude étaient de type RAGGIE, modèle RG-M165W (Figure V.1), avec une capacité de 165 watts. Les caractéristiques techniques de ces panneaux ont été étudiées et sont illustrées dans le Tableau V.1. Les panneaux ont été installés avec différents angles d'inclinaison pour déterminer l'angle optimal qui maximise l'efficacité et la productivité des panneaux en fonction de l'exposition aux rayons solaires.

Les étapes expérimentales ont inclus l'acquisition de deux panneaux PV avec des caractéristiques similaires, l'installation de ces panneaux avec différents angles d'inclinaison, et la surveillance de leurs performances électriques et climatiques. Les services de surveillance climatique comprenaient l'utilisation de capteurs comme le pyranomètre PYR 1307 pour mesurer la radiation solaire globale, l'anémomètre AM-4206M pour mesurer la vitesse du vent, et un autre AM-4206M pour mesurer la température ambiante.

Pour la surveillance électrique, des multimètres numériques de type MX 20 (METRIX) et CT44053 (CROWN) ont été utilisés pour mesurer le courant électrique et la tension, respectivement (Tableau V.2).

V.4.3.2. Analyse des données

L'analyse des données de l'étude expérimentale a été réalisée pour déterminer l'angle d'inclinaison optimal des panneaux PV dans la région d'El-Oued en Algérie. Au cours de la saison du printemps.

Les données ont été acquises en utilisant deux panneaux PV de type RAGGIE, modèle RG-M165W, avec une capacité de 165 watts chacun.

Les équations de bilan énergétique du système photovoltaïque ont été utilisées pour calculer la puissance électrique produite et le rendement des panneaux PV sont les mêmes equations (V.1) et (V.2). Ces équations sont cruciales pour l'analyse des performances des panneaux PV et pour l'optimisation de leur angle d'inclinaison afin de maximiser l'efficacité et la productivité énergétique.

Les panneaux ont été soumis à des conditions expérimentales similaires, et leurs performances ont été mesurées lors de deux (02) jours spécifiques : le 21 mars 2023 et le 21 avril 2023. Les mesures ont été prises à différentes heures de la journée, de 06h00 à 17h00, pour évaluer l'impact des conditions climatiques changeantes sur l'efficacité et la productivité des panneaux.

Les résultats ont montré que l'angle d'inclinaison optimal pour le mois de mars était de 33° et de 28° pour le mois d'avril. La plus grande efficacité et productivité des panneaux ont été enregistrées le 21 avril 2023, avec une efficacité de 6.31 % et une puissance de 62.17 W. Ces valeurs ont été mesurées en fonction de l'intensité de la radiation solaire globale, qui a atteint son pic à 1001 W/m^2 à 11h00 ce jour-là.

L'étude a également conclu que la performance et la productivité des panneaux PV sont directement liées aux conditions climatiques changeantes, en particulier à la radiation solaire globale qui atteint son point le plus efficace.

Les résultats de cette étude sont importants pour l'installation correcte de systèmes PV dans la région d'El-Oued, en Algérie, et peuvent contribuer à l'amélioration de la conception et de l'installation de tels systèmes dans d'autres régions à travers le monde.

V.4.4. Etude 04: Détection de l'ombrage partiel par intelligence artificielle

L'efficacité du système photovoltaïque (PV) est principalement influencée par les niveaux de rayonnement, la configuration des panneaux et la température des modules. Comprendre l'impact de l'ombrage et sa corrélation avec la puissance de sortie des panneaux photovoltaïques est essentiel pour optimiser les performances du système PV [82]. L'ombrage partiel (OP) peut entraîner une dégradation prématurée des panneaux et constitue l'une des principales causes de l'apparition de points chauds [83]. De plus, les panneaux photovoltaïques fonctionnant dans des conditions d'ombrage partiel présentent :

- Plusieurs points de puissance maximale (MPP) locaux dans leurs caractéristiques courant-tension [84],
- Des distorsions du courant, de la tension et de la fréquence [85].

Dans cette étude, l'acquisition et l'analyse des données expérimentales se concentrent sur l'utilisation d'une base de données [86] dérivée d'un système photovoltaïque connecté au réseau, spécifiquement conçu pour détecter des défauts causés par des conditions d'ombrage partiel dans la région d'El-Oued en Algérie.

La méthode proposée repose sur une architecture optimisée de réseau de neurones convolutifs profonds (DCNN), en particulier MobileNet (Figure V.5), combinée à une SVM (Figure V.6) pour améliorer la précision de détection de l'ombrage.

La méthode de détection des pannes proposée dans l'étude repose sur l'utilisation d'une architecture MobileNet [87] pré-entraînée combinée à un classificateur SVM [88],[89].

V.4.4.1. Méthode de détection de défauts basée sur MobileNet optimisée

L'architecture MobileNet [90], développée par Google en 2017, est un réseau de neurones convolutif (CNN) léger. Conçue pour fonctionner sous contraintes matérielles (faible latence,

consommation énergétique réduite), elle utilise des convolutions séparables en profondeur, composées de deux couches :

- Les convolutions ponctuelles (*pointwise*),
- Les convolutions en profondeur (*depthwise*).

Ce réseau est optimisé pour la détection et la classification de défauts. Sa structure et ses paramètres sont détaillés respectivement dans la [Figure V.6](#) et le [Tableau V.3](#).

V.4.4.2. Méthode proposée de détection de défauts combinant SVM et MobileNet

Les SVM sont une technique d'apprentissage automatique développée par Vapnik [91], largement utilisée en classification et régression. Leur objectif est de définir une frontière de décision (*hyperplan*) maximisant la distance aux vecteurs de support (points de données les plus proches de chaque classe), comme illustré dans la [Figure V.6](#).

Les SVM sont particulièrement efficaces pour les tâches de classification lorsque les entrées sont des cartes de pixels, offrant une précision comparable aux réseaux de neurones pour les caractéristiques détaillées [92].

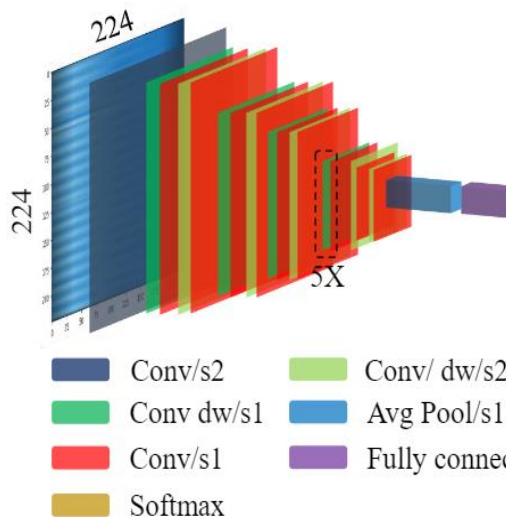


Fig. V.5. Architecture MobileNet.

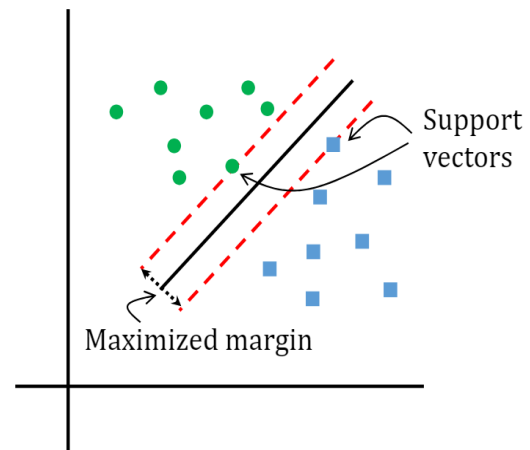


Fig. V.6. Représentation SVM.

Tableau V.3. Architecture MobileNet [90].

Couche	Foulée	Forme du filtre	Taille d'entrée
Conv	s2	3x3x3x32	224x224x3
Conv dw	s1	3x3x32 dw	112x112x32
Conv	s1	1x1x32x64	112x112x32
Conv dw	s2	3x3x64 dw	112x112x64
Conv	s1	1x1x64x128	56x56x64
Conv dw	s1	3x3x128 dw	56x56x128
Conv	s1	1x1x128x128	56x56x128
Conv dw	s2	3x3x128 dw	56x56x128
Conv	s1	1x1x128x256	28x28x128
Conv dw	s1	3x3x256 dw	28x28x256
Conv	s1	1x1x256x256	28x28x256
Conv dw	s2	3x3x256 dw	28x28x256
Conv	s1	1x1x256x512	14x14x256
5x Conv dw	s1	3x3x512 dw	14x14x512
5x Conv dw	s1	1x1x512x512	14x14x512
Conv dw	s2	3x3x512 dw	14x14x512
Conv	s1	1x1x512x1024	7x7x512
Conv dw	s2	3x3x1024 dw	7x7x1024
Conv	s1	1x1x1024x1024	7x7x1024
Average pooling	s1	Pool 7x7	7x7x1024
Fully connected	s1	1024x1000	1x1x1024
Softmax	s1	Classifieur	1x1x1000

V.4.4.3. Acquisition des données :

Les étapes expérimentales ont inclus l'acquisition des données à partir d'une base de données dérivé d'un système photovoltaïque connecté au réseau, connu sous le nom de GPVS-Faults [93]. Cette base de données a été essentielle pour valider et développer des algorithmes destinés à détecter, diagnostiquer et classer les défauts dans les systèmes photovoltaïques. L'accent a été mis sur deux états spécifiques des systèmes photovoltaïques : l'opération standard et l'opération affectée par des conditions d'ombrage partiel non uniformes, variant de 10% à 20%. Les échantillons de l'ensemble de données ont été représentés par des signaux de courant (I_{pv}), de tension (V_{pv}) et de tension de liaison CC (V_{dc}).

- **Mise à l'échelle** : Les données ont été mises à l'échelle à l'aide d'un scaler Min-Max pour réduire l'impact des canaux ayant des magnitudes plus élevées.
- **Segmentation** : Les données mises à l'échelle ont été segmentées en portions de 100 échantillons pour préserver les informations temporelles.
- **Mapping en niveaux de gris** : Les échantillons segmentés ont été convertis en images en niveaux de gris.

- **Mapping couleur** : Les images en niveaux de gris ont été transformées en images à trois canaux en appliquant une carte de couleurs.
- **Redimensionnement** : Les images colorées ont été redimensionnées à 224x224 pixels pour répondre aux exigences de l'architecture MobileNet (Figure V.5).

Le cadre global de prétraitement des données et de détection des pannes est illustré à la Figure V.7.

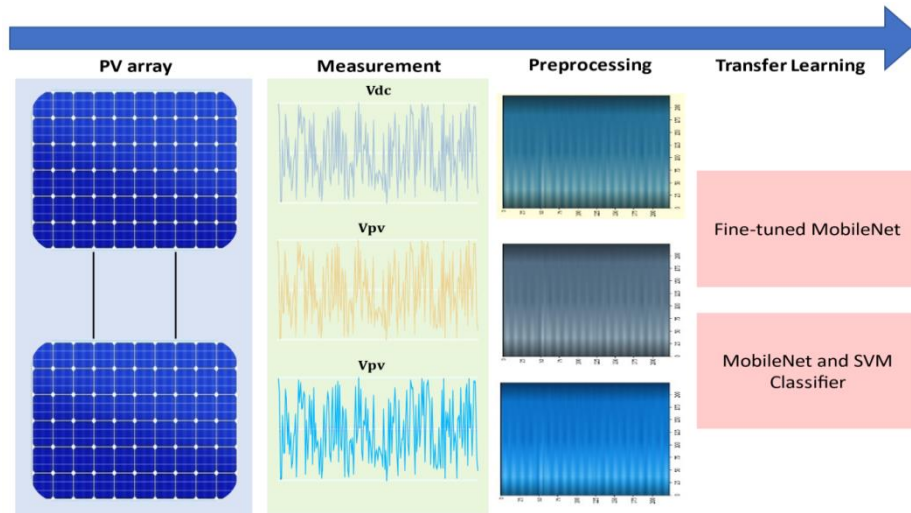


Fig. V.7. Étapes de détection d'ombrage partiel.

V.4.4.4. Analyse des données

L'analyse des données de l'étude expérimentale a été réalisée pour évaluer l'efficacité du modèle de détection d'ombrage partiel proposé, en le comparant à un modèle de référence basé sur MobileNet. Après le prétraitement des données, un total de 600 images 2D a été généré, dont 420 ont été utilisées pour l'entraînement, 90 pour la validation et 90 pour les tests. L'efficacité du modèle a été mesurée à l'aide de cinq métriques :

- **Précision (Pr)** : Mesure la proportion de vraies classifications positives parmi toutes les classifications positives.
- **Exactitude (Acc)** : Indique la proportion totale de classifications correctes (vraies positives et vraies négatives) par rapport au nombre total d'échantillons.
- **Spécificité (Sp)** : Évalue la capacité du modèle à identifier correctement les échantillons négatifs (vraies négatives).
- **Sensibilité (Se)** : Mesure la capacité du modèle à identifier correctement les échantillons positifs (vraies positives).
- **Score F1 (F1)** : Combine la précision et la sensibilité en une seule métrique, fournissant un équilibre entre les deux.

Ces métriques sont essentielles pour évaluer l'efficacité du modèle de détection d'ombrage partiel proposé dans l'étude et sont exprimées en pourcentage comme suit:

$$P_r = \frac{T_p}{T_p + F_p} \quad (V.7)$$

$$A_{cc} = \frac{T_p + T_n}{T_p + T_n + F_p + F_n} \quad (V.8)$$

$$S_p = \frac{T_n}{T_n + F_p} \quad (V.9)$$

$$S_e = \frac{T_p}{T_p + F_n} \quad (V.10)$$

$$F_1 = \frac{2 \times T_p}{2 \times T_p + F_p + F_n} \quad (V.11)$$

Où où T_p indique les vrais positifs, F_p désigne les faux positifs, F_n représente les faux négatifs et T_n représente les vrais négatifs.

Les résultats expérimentaux ont montré que le modèle MobileNet-SVM a atteint une précision de 98.88%, surpassant le modèle MobileNet seul, qui avait une précision de 88.88%. De plus, le temps d'entraînement du modèle proposé a été considérablement réduit, nécessitant seulement 20 secondes, contre 1116 secondes pour le modèle MobileNet affiné. Ces résultats soulignent l'efficacité du modèle proposé en termes de précision et de temps de calcul, ce qui le rend particulièrement adapté aux applications en temps réel.

V.5. Validation expérimentale des modèles de prédiction et de surveillance développés

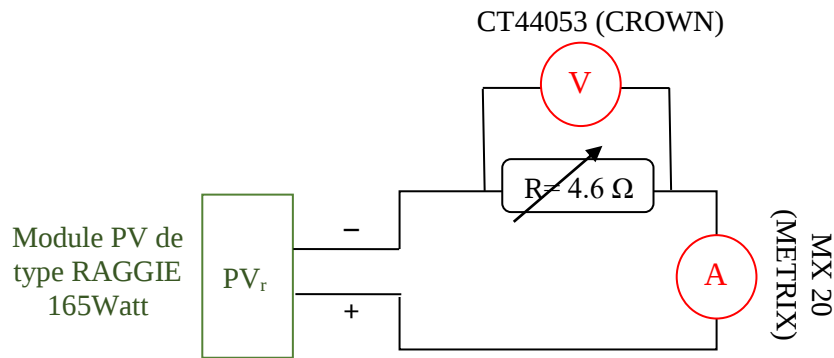
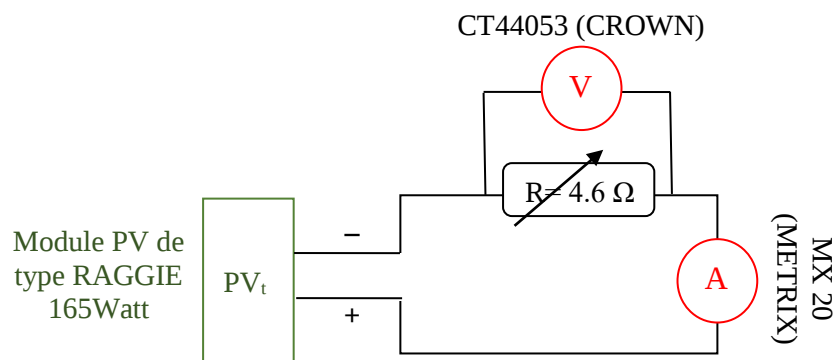
V.5.1. Etude 01

La validation expérimentale des modèles de prédiction et de surveillance développés pour évaluer l'impact de l'accumulation de poussière sur la performance des panneaux PV a été réalisée dans cette étude. Toutes les conditions expérimentales appliquées à l'étude 01 sont répertoriés dans le [Tableau V.4.](#)

Tableau V.4. Conditions expérimentales appliquées aux systèmes PV étudiés.

Date	PV _r			PV _t		
	Angle d'inclinaison (°)	Système de suivi	Condition d'ouverture effective.	Angle d'inclinaison (°)	Système de suivi	Condition d'ouverture effective.
04 mai 2022	33	Stationnaire et orienté vers le sud	Propre	33	Stationnaire et orienté vers le sud	Poussiéreux et sale
13 mai 2022	33	Stationnaire et orienté vers le sud	Propre	33	Stationnaire et orienté vers le sud	Poussiéreux et sale

Deux circuits électriques ont été étudiés pour évaluer la performance des panneaux : le circuit électrique de référence (RC) et le circuit électrique cible (TC) (Figure V.8).

**Le circuit électrique (RC)****Le circuit électrique (TC)****Fig. V.8.** Circuits électrique étudiés pour à l'étude 01.

Ces deux circuits ont été utilisés pour comparer les performances des panneaux PV_r et PV_t, l'un étant propre et l'autre recouvert de poussière, afin d'évaluer l'impact de l'accumulation de poussière sur l'efficacité des panneaux PV.

Figure V.9 présente les données météorologiques mesurées en fonction du temps pour les deux jours d'étude, le 4 et le 13 mai 2022. Cette figure illustre les variations des conditions climatiques qui ont influencé la performance des panneaux PV pendant la période expérimentale.

Les données météorologiques incluent généralement des paramètres tels que le rayonnement solaire global, la température ambiante, et la vitesse du vent. Ces facteurs sont cruciaux pour comprendre l'environnement dans lequel les panneaux PV opèrent et comment ils affectent la production d'énergie.

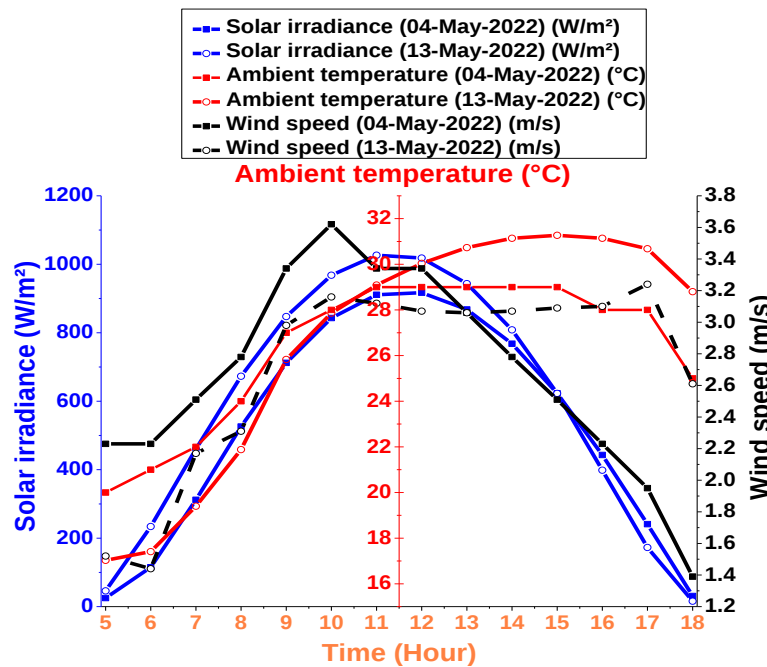


Fig. V.9. Données météorologiques mesurées en fonction du temps.

Le 4 mai 2022, le rayonnement solaire a varié de 25 W/m² à 05h00 à 917 W/m² à 12h00, indiquant une augmentation significative au cours de la journée.

Le 13 mai 2022, le rayonnement solaire a atteint un pic encore plus élevé de 1027 W/m² à 11h00, ce qui suggère des conditions climatiques plus favorables pour la production d'énergie solaire ce jour-là.

Figure V.9 est importante car elle fournit un contexte climatique pour les résultats de performance des panneaux PV. Elle aide à expliquer pourquoi la production d'énergie a été plus élevée le 13 mai en comparaison avec le 4 mai, en raison de conditions météorologiques plus favorables, notamment un rayonnement solaire plus intense.

Figure V.10 présente l'évolution du courant électrique en fonction du temps pour les panneaux PV étudiés. Cette figure illustre l'impact des conditions climatiques et de l'accumulation de

poussière sur l'intensité du courant généré par les panneaux PV pendant les deux jours d'étude.

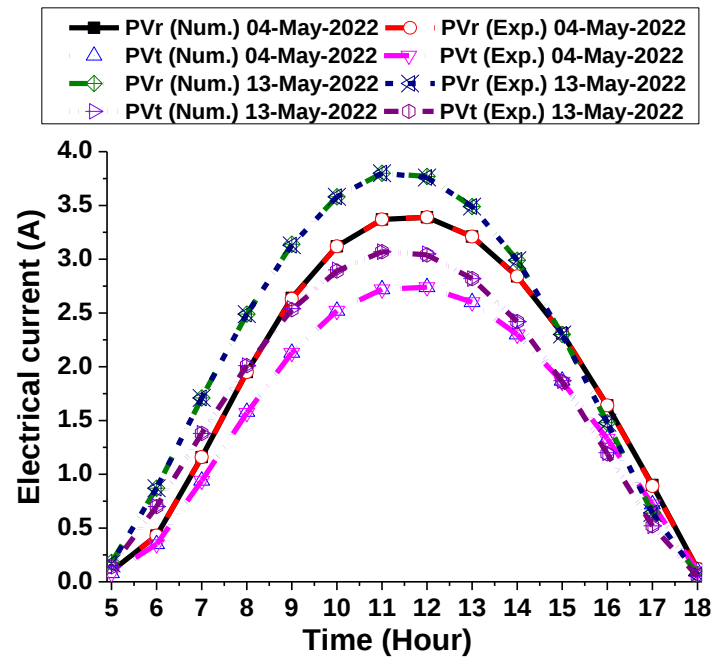


Fig. V.10. Variation du courant électrique en fonction du temps.

Le 4 mai 2022, le panneau de référence propre (PV_r) a montré une augmentation du courant électrique, de 0.1 A à 3.39 A, en corrélation directe avec l'augmentation du rayonnement solaire au cours de la journée, de 25 W/m² à 05h00 à 917 W/m² à 12h00. En revanche, pour le PV_t , recouvert de poussière et de saleté, l'intensité du courant électrique a été significativement plus faible, variant de 0.08 A à 2.74 A, reflétant l'impact négatif de la poussière sur la performance du PV_t .

Le 13 mai 2022, une tendance similaire a été observée, le PV_r voyant son courant électrique augmenter de 0.06 A à une intensité de rayonnement solaire de 16 W/m² à 3.8 A à une intensité de rayonnement solaire de 1027 W/m², avec une meilleure productivité grâce à des conditions climatiques plus favorables, notamment plus de rayonnement. Cependant, le PV_t a de nouveau montré une diminution notable de l'intensité du courant, avec des valeurs allant de 0.05 A à 3.07 A, malgré l'amélioration des conditions climatiques.

Ces résultats montrent que l'accumulation de poussière et de saleté sur la surface du PV_t réduit considérablement sa capacité à générer un courant électrique maximal, même lorsque les conditions climatiques sont optimales. La poussière agit comme une barrière partielle, limitant la quantité de rayonnement solaire atteignant les cellules PV, ce qui entraîne une réduction de la génération de courant. Cette réduction de l'efficacité du PV_t par rapport au panneau propre (PV_r) démontre l'importance d'un entretien régulier pour maintenir les

panneaux PV à leur performance optimale. Ces résultats illustrent également l'effet systématique de la saleté et soulignent l'importance des stratégies de gestion de la propreté pour assurer une production d'énergie efficace, en particulier dans des environnements poussiéreux comme celui d'El-Oued.

Figure V.11 présente l'évolution de la tension électrique en fonction du temps pour les panneaux PV étudiés. Cette figure illustre l'impact des conditions climatiques et de l'accumulation de poussière sur la tension électrique générée par les panneaux PV pendant les deux jours d'étude.

Le 4 mai 2022, la tension électrique du panneau de référence propre (PV_r) a augmenté de 0.53V à 15.58 V, suivant l'évolution du rayonnement solaire tout au long de la journée. En revanche, le panneau PV_t , recouvert de poussière, a montré une tension plus faible, variant de 0.43 V à 12.59 V, ce qui indique que la présence de poussière réduit la capacité du panneau à atteindre des tensions maximales.

Le 13 mai 2022, des conditions climatiques plus favorables ont permis au panneau de référence d'atteindre une tension encore plus élevée, de 0.28 V à 17.44 V. Cependant, le panneau PV_t a de nouveau montré une tension plus faible, allant de 0.22 V à 14.1 V, malgré l'augmentation du rayonnement solaire. Cette diminution de la tension sur le PV_t , même dans des conditions climatiques optimales, confirme que l'accumulation de poussière a un impact négatif notable sur la capacité du panneau à générer une tension électrique maximale.

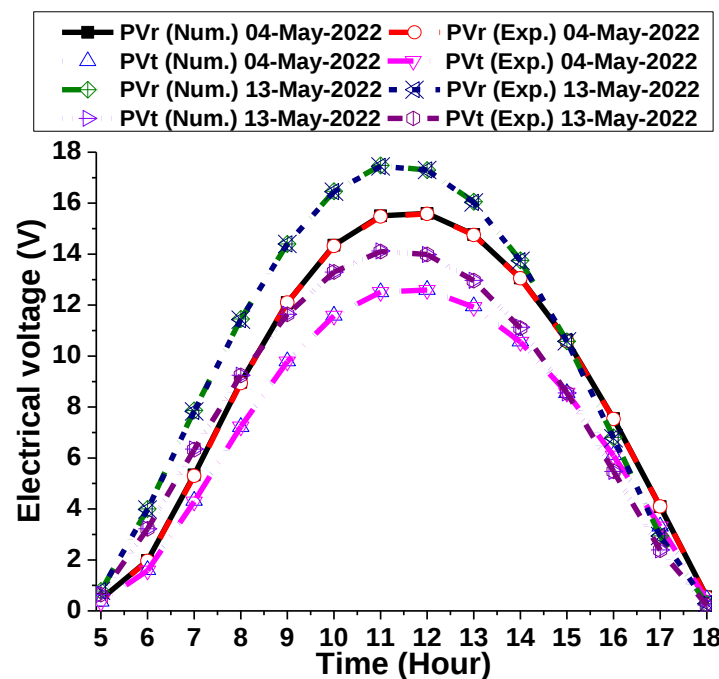


Fig. V.11. Variation de la tension électrique en fonction du temps.

Ces résultats indiquent que la poussière sur la surface du PV_t agit comme une barrière optique qui réduit non seulement l'intensité du courant, comme discuté précédemment, mais aussi la tension électrique. Par conséquent, la réduction de la tension est directement liée à la diminution de la quantité de lumière atteignant les cellules PV, ce qui limite leur capacité à générer la tension électrique nécessaire pour produire de l'électricité de manière efficace. Ces observations confirment que la saleté sur les panneaux PV_t non seulement diminue leur efficacité globale mais compromet également leur capacité à fonctionner de manière optimale, même dans des conditions de rayonnement solaire favorables. Cela souligne une fois de plus l'importance d'un entretien régulier des panneaux pour maximiser leurs performances et garantir une production d'énergie fiable, en particulier dans des environnements où l'accumulation de poussière est courante.

Figure V.12 présente l'évolution de la puissance électrique des panneaux PV en fonction du temps. Cette figure illustre l'impact des conditions climatiques et de l'accumulation de poussière sur la puissance électrique générée par les panneaux PV pendant les deux jours d'étude.

Le 4 mai 2022, la puissance électrique du panneau de référence propre (PV_r) a augmenté de manière significative, passant de 0.064 W à 52.82 W, en fonction de la variation du rayonnement solaire tout au long de la journée. En revanche, pour le PV_t, recouvert de poussière, la puissance a été notablement plus faible, variant de 0.043 W à 34.5 W. Cette réduction significative de la puissance électrique démontre que la présence de poussière sur le panneau photovoltaïque limite sa capacité à convertir le rayonnement solaire en énergie électrique de manière optimale.

Le 13 mai 2022, sous des conditions climatiques encore plus favorables, le PV_r a atteint une puissance maximale de 66.28 W, tandis que le PV_t, malgré une amélioration par rapport au premier jour (c'est-à-dire le 4 mai 2022), n'a produit qu'une puissance maximale de 43.29 W. Cette différence de performance, bien que les deux panneaux PV aient été soumis aux mêmes conditions climatiques, montre que la productivité du PV_t a diminué en raison de l'effet persistant de la poussière. L'analyse de ces résultats indique que la poussière et la saleté accumulées sur le PV_t réduisent non seulement l'intensité du courant et la tension, mais également la puissance électrique globale produite. Cette réduction de la puissance, observée de manière constante pendant les deux jours d'étude, reflète l'incapacité du panneau sale à exploiter pleinement le rayonnement solaire disponible, même lorsque celui-ci est à son maximum.

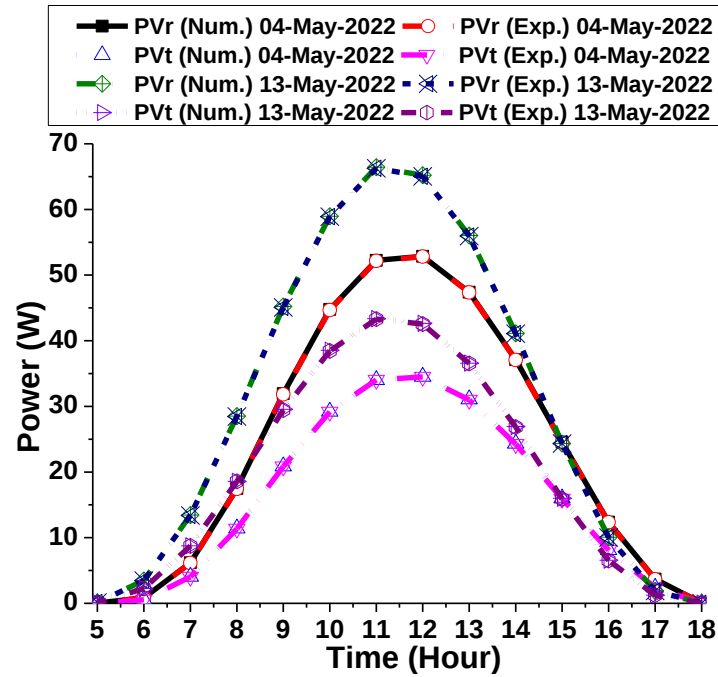


Fig. V.12. Variation de la puissance électrique en fonction du temps.

Figure V.12 montre clairement que l'accumulation de poussière sur les panneaux PV_t réduit considérablement leur capacité à générer de la puissance électrique, soulignant l'importance critique d'un entretien régulier des installations solaires pour maximiser leur performance et garantir une production d'énergie fiable et durable.

Figure V.13 présente l'évolution de la performance des panneaux PV en fonction du temps. Cette figure illustre l'impact des conditions climatiques et de l'accumulation de poussière sur l'efficacité énergétique des panneaux PV pendant les deux jours d'étude.

Le 4 mai 2022, la performance énergétique du panneau de référence propre (PV_r) a augmenté progressivement, de 0.175% à 5.85%, en corrélation avec l'évolution du rayonnement solaire au cours de la journée. En revanche, le PV_t , recouvert de poussière, a montré une performance énergétique significativement plus faible, variant de 0.12% à 3.82%. Cette différence notable démontre que la présence de poussière sur le PV_t réduit son efficacité énergétique, limitant ainsi sa capacité à convertir le rayonnement solaire en électricité.

Le 13 mai 2022, sous des conditions climatiques encore plus favorables, la performance énergétique du PV_r a atteint 6.57%, tandis que celle du PV_t n'a atteint que 4.29%. Malgré les meilleures conditions climatiques, la performance du PV_t est restée significativement inférieure à celle du panneau PV propre.

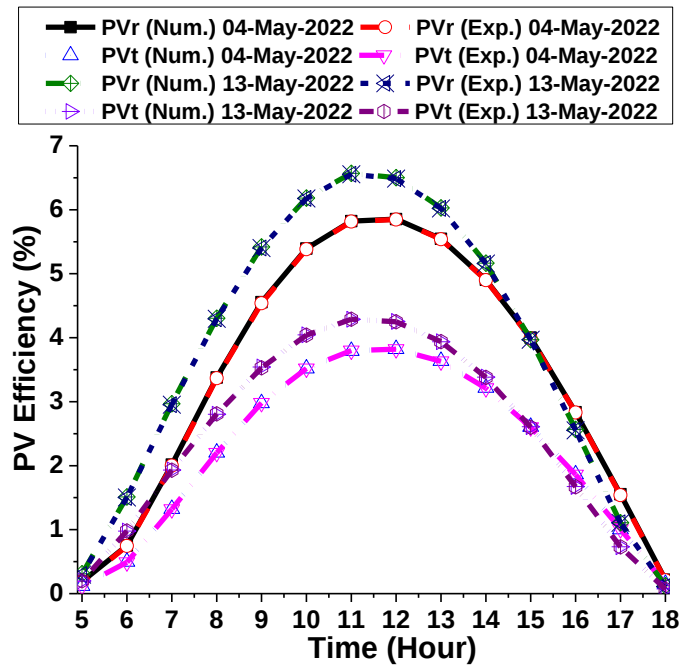


Fig. V.13. Variation des performances PV en fonction du temps.

Les résultats et la [Figure V.13](#) montrent clairement que l'accumulation de poussière sur les panneaux PV_t réduit considérablement leur capacité à convertir efficacement le rayonnement solaire en électricité, soulignant l'importance critique d'un entretien régulier des installations solaires pour maximiser leur performance et garantir une production d'énergie fiable et durable.

V.5.2. Etude 02

La validation expérimentale des modèles de prédiction et de surveillance développés pour les modules PV dans la région d'El-Oued en Algérie a été effectuée en comparant les résultats expérimentaux obtenus sur le terrain avec les résultats théoriques calculés à l'aide d'équations mathématiques. L'étude a été menée sur une période de six jours, du 7 au 13 mai 2022, sous des conditions climatiques variables.

Les paramètres climatiques, tels que l'irradiance solaire globale, la température ambiante et la vitesse du vent, ont été mesurés expérimentalement à l'aide d'équipements spécialisés. Les valeurs de l'irradiance solaire globale étaient similaires pour tous les jours d'étude, ce qui a permis une comparaison valide des résultats. Les modules PV ont été soumis à six scénarios opérationnels, y compris des variations d'angle d'inclinaison, la présence de poussière, et l'utilisation de systèmes de suivi solaire.

Le résumé des scénarios étudiés sont répertoriés dans le [Tableau V.4](#)

Tableau V.5. Résumé des scénarios étudiés.

Scénarios	Date	Module PV _r			Module PV _t		
		Angle d'inclinaison (β)	Système de suivi	La présence de dépôts de poussière sur la surface PV effective	Angle d'inclinaison (β)	Système de suivi	La présence de dépôts de poussière sur la surface PV effective
1 ^{er}	07 mai 2022	45°	Stationnaire et orienté vers le sud	Non	45°	Stationnaire et orienté vers le sud	Non
2 ^{ème}	08 mai 2022	45°		Non	45°	Le module PV est orienté vers le sud et suit le mouvement du soleil d'est en ouest grâce à un système HSAT	Non
3 ^{ème}	09 mai 2022	45°		Non	33°	Stationnaire et orienté vers le sud	Non
4 ^{ème}	10 mai 2022	45°		Non	0°	Fixé en position horizontale (Stationnaire)	Non
5 ^{ème}	12 mai 2022	45°		Non	45°	Stationnaire et orienté vers le sud	Oui
6 ^{ème}	13 mai 2022	33°		Non	33°	Stationnaire et orienté vers le sud	Oui

La performance des modules PV a été évaluée en termes de courant électrique, de tension électrique, de puissance de sortie directe, d'efficacité du système et du rapport de performance (PR_{PV}).

Les résultats expérimentaux ont été comparés aux résultats théoriques pour vérifier leur exactitude. Cette comparaison a été réalisée en utilisant des circuits électriques de référence et ciblés, équipés de modules PV, de résistances électriques variables, et de multimètres pour mesurer le courant et la tension.

Figure V.14 présentes les changements dans les conditions climatiques mesurées expérimentalement pendant la période de l'étude. Cette figure est composée de trois sous-graphiques (a-c) qui montrent respectivement l'évolution de l'irradiance solaire globale (MGI), de la température ambiante (T_{amb}) et de la vitesse du vent (Ws) au cours des jours d'étude.

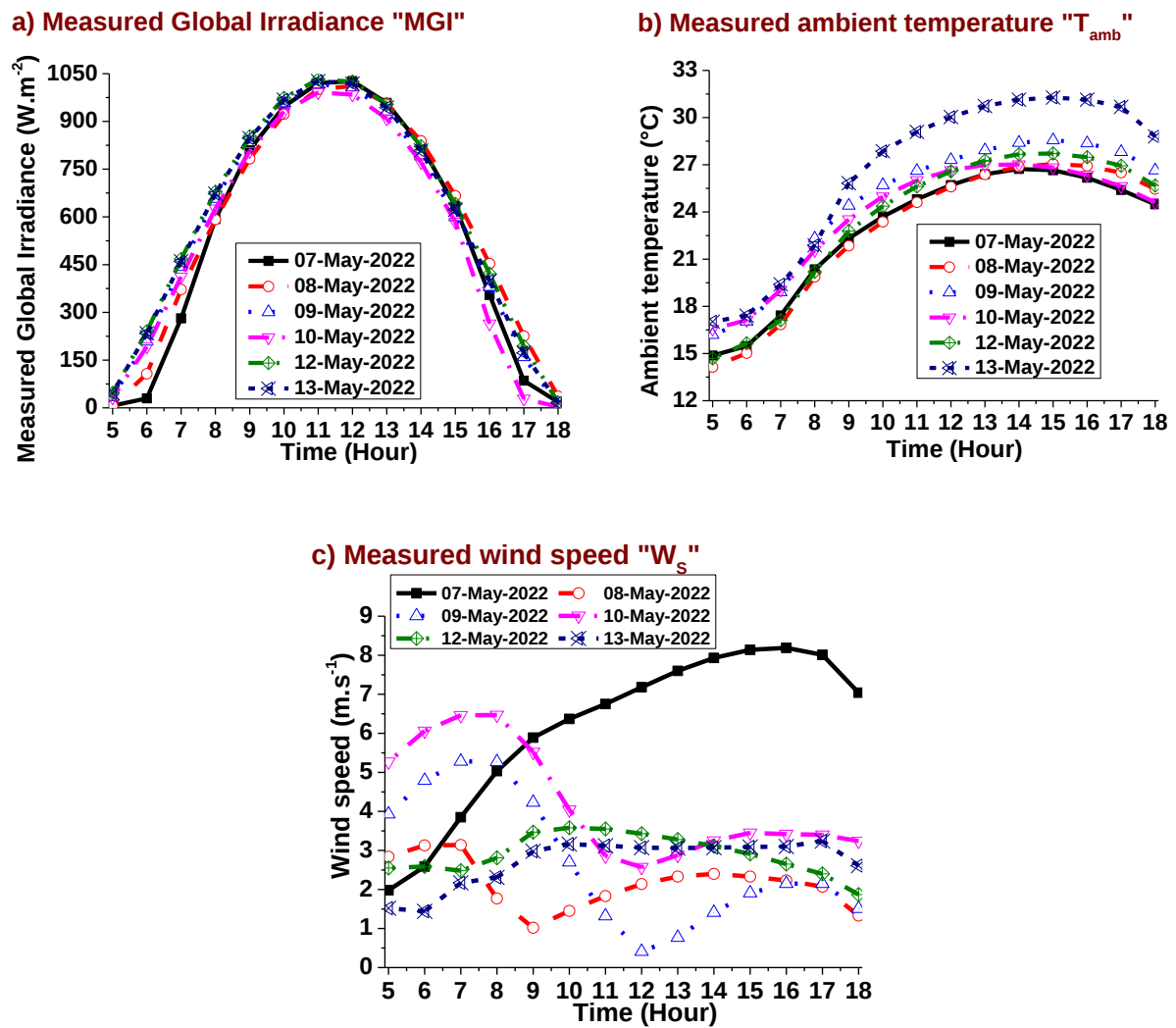


Fig. V.14. Changements des conditions climatiques mesurées:
a) MGI, b) T_{amb} , c) W_s .

Les résultats et la Figure V.14 peuvent être résumés comme suit :

Irradiance solaire globale (MGI) : Les valeurs de l'irradiance solaire globale mesurées sont similaires pour tous les jours d'étude, ce qui est un facteur positif pour comparer les résultats expérimentaux obtenus. Les valeurs les plus élevées ont été enregistrées le 12 mai 2022 à 11 heures, avec une valeur de 1032.49 W/m^2 , tandis que les valeurs les plus basses ont été observées le 10 mai 2022 à 18 heures, avec une valeur de 3.54 W/m^2 , ce qui correspond à la période proche du coucher du soleil.

Température ambiante (T_{amb}) : La température ambiante a varié au cours de la période d'étude. La valeur la plus élevée a été enregistrée le 13 mai 2022 à 15 heures, avec une température de 31.27°C , tandis que la valeur la plus basse a été observée le 8 mai 2022 à 5 heures, avec une température de 14.14°C .

Vitesse du vent (W_s) : La vitesse du vent a également varié. La vitesse la plus élevée a été mesurée le 7 mai 2022 à 16 heures, avec une valeur de 8.19 m/s, tandis que la vitesse la plus faible a été enregistrée le 9 mai 2022 à 12 heures, avec une valeur de 0.41m/s.

Ces données climatiques sont importantes car elles influencent directement la productivité des modules PV. L'irradiance solaire globale est un facteur clé pour la production d'énergie par les modules PV, tandis que la température ambiante et la vitesse du vent peuvent affecter l'efficacité des modules. Les conditions climatiques modérées du mois de mai dans la région d'El-Oued en Algérie se sont révélées appropriées pour l'installation de systèmes PV, comme le suggèrent les résultats de l'étude.

Scénarios expérimentaux :

L'étude a été menée sur six (06) jours différents, avec des scénarios spécifiques pour chaque jour, allant du lever au coucher du soleil. Les conditions climatiques et opérationnelles ont varié selon les scénarios définis dans le [Tableau V.5](#).

Premier scénario :

Dans cette étude, le premier scénario expérimental a été réalisé dans des conditions climatiques et opérationnelles similaires pour les deux circuits électriques. L'objectif principal était de vérifier que les modules photovoltaïques sélectionnés (PV_r et PV_t) sont identiques en termes de paramètres électriques, tels que le courant électrique et la tension, et que leur production énergétique sous les mêmes conditions climatiques et opérationnelles est comparable. Cela garantit la bonne conduite des scénarios restants présentés dans le [Tableau V.5](#) ainsi que la crédibilité des résultats obtenus.

Dans ce premier scénario, l'angle d'inclinaison (β) des deux modules PV (PV_r et PV_t) a été fixé à 45° . Les deux modules étaient propres, fixes (c'est-à-dire qu'ils ne suivaient pas le mouvement du soleil) et orientés vers le sud. Les résultats obtenus, à la fois expérimentalement et théoriquement, sont présentés dans la [Figure V.15\(a- e\)](#), menant aux conclusions suivantes :

- La variation des conditions climatiques, en particulier de l'irradiance solaire, a un impact direct sur la productivité des modules PV étudiés. Plus l'intensité du rayonnement solaire global est élevée, plus la puissance produite par les modules augmente. Par conséquent, le choix du site d'étude constitue un facteur clé dans

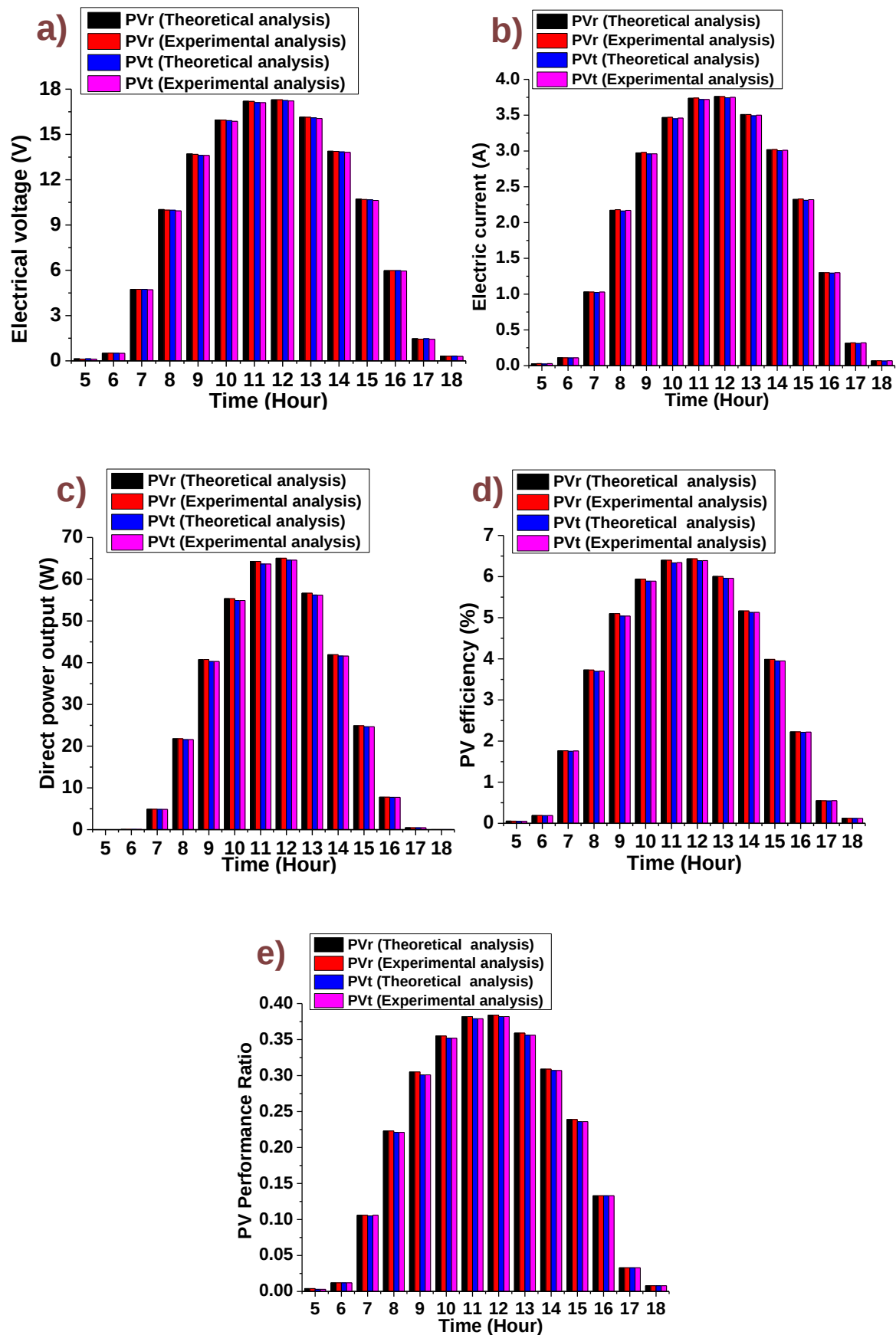


Fig. V.15. Résultats du premier scénario :

a) Tension électrique, b) Courant électrique, c) Puissance de sortie directe,
d) Efficacité du système photovoltaïque et e) Taux de performance photovoltaïque.

l'implantation d'une centrale électrique fonctionnant à l'énergie solaire. Il est à noter que ce constat s'est vérifié dans les six scénarios étudiés ;

- Expérimentalement, la production énergétique du module PV_r est de 383.91 Wh, contre une valeur théorique de 383.95 Wh ;
- Pour le module PV_t , la production énergétique est identique expérimentalement et théoriquement, soit 380.64 Wh.

On constate ainsi une forte convergence entre les valeurs expérimentales et théoriques des deux modules PV. Une différence de 0.011 % pour le PV_r et de 0.014 % pour le PV_t a été enregistrée entre les valeurs expérimentales et théoriques, ce qui démontre la précision des mesures expérimentales. De plus, en comparant les résultats expérimentaux des deux modules, il apparaît qu'ils ont produit des quantités d'énergie similaires sous les mêmes conditions climatiques et opérationnelles, avec une différence de seulement 0.87 %, valeur tout à fait acceptable.

Concernant les paramètres électriques des deux circuits, leurs valeurs sont très proches aussi bien expérimentalement que théoriquement. À 12h00, le module PV_r a produit un courant électrique de 3.76 A et une tension de 17.3 V, soit une puissance de 65.048 W, une efficacité du système PV de 6.433 % et un ratio de performance (PRPV) de 0.384. De même, le module PV_t a donné des valeurs très proches, avec des maxima également enregistrés à 12h00 : un courant de 3.75 A, une tension de 17.22 V, une puissance de 64.575 W, une efficacité de 6.39 % et un PRPV de 0.382.

Les modules photovoltaïques de type RAGGIE (modèle RG-M165W), acquis pour les expérimentations pratiques, sont techniquement similaires. Les résultats du premier scénario ont démontré qu'ils produisent une énergie quasi identique lorsqu'ils sont testés sous les mêmes conditions climatiques et opérationnelles (écart de productivité d'environ 0.87 %), ce qui signifie qu'ils peuvent être utilisés avec confiance et fiabilité dans les scénarios suivants.

Deuxième scénario :

Comme mentionné précédemment, les supports métalliques des panneaux photovoltaïques (systèmes de montage PV) qui ont été fabriqués sont des supports à mouvement manuel de type DATS. Cependant, dans les travaux expérimentaux menés dans cette thèse, le mouvement a été utilisé uniquement à l'horizontale, d'est en ouest, en utilisant un axe de type HSATS.

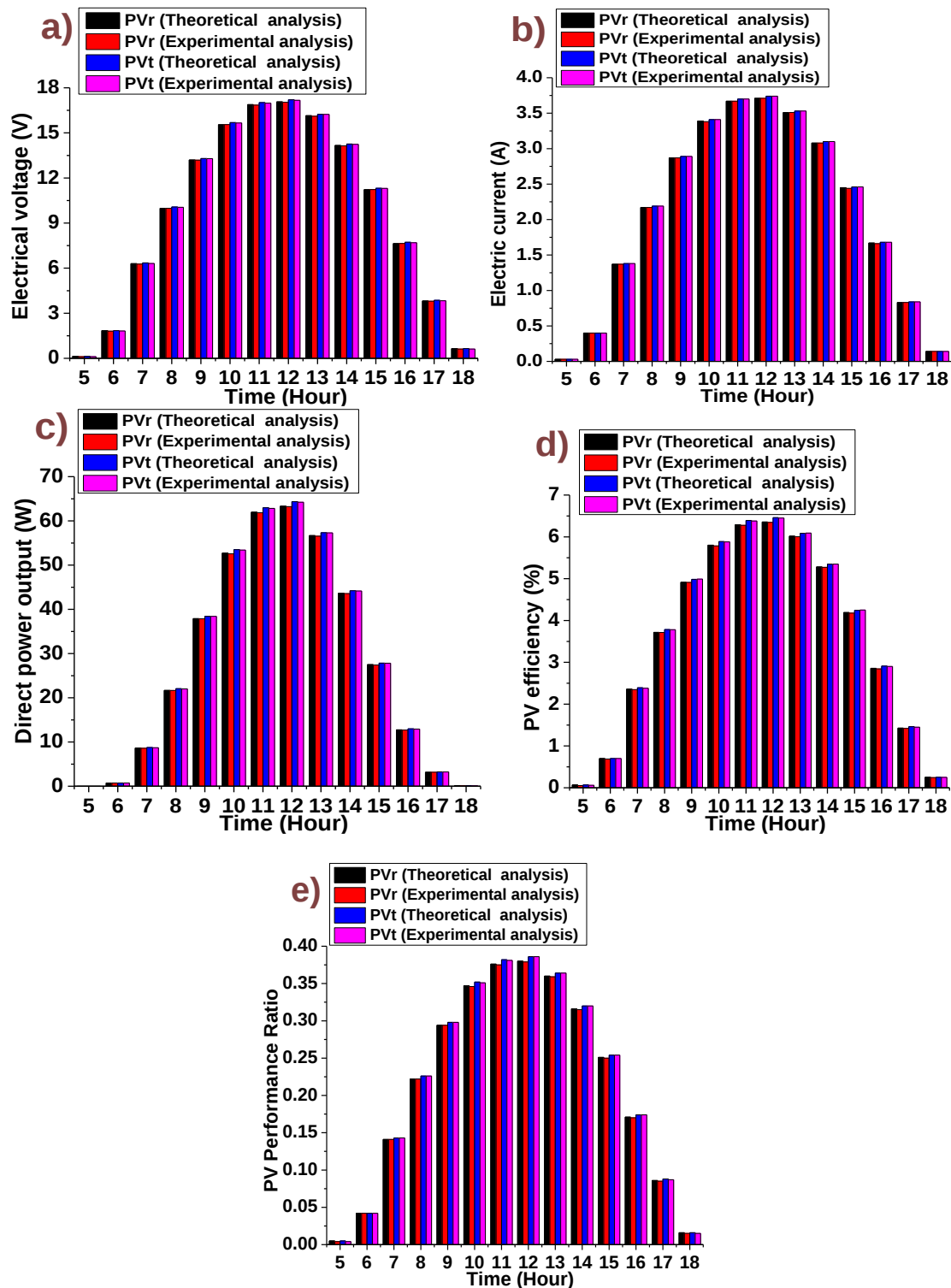


Fig. V.16. Résultats du deuxième scénario :

a) Tension électrique, b) Courant électrique, c) Puissance de sortie directe, d) Efficacité du système photovoltaïque et e) Taux de performance photovoltaïque.

Le système HSATS permet une rotation est-ouest pour aligner le module PV perpendiculairement au rayonnement solaire.

Dans le deuxième scénario, l'angle d'inclinaison (β) des deux modules PV est fixé à 45° , et ils sont complètement propres. Le module PV_r est fixe, orienté vers le sud, et ne suit pas le

mouvement du soleil, tandis que le module PV_t suit le mouvement du soleil en utilisant un système de suivi à un seul axe horizontal, déplacé manuellement d'est en ouest. L'objectif principal de ce scénario est de démontrer les effets de l'utilisation d'un système de suivi solaire sur la productivité d'un module PV comparé à un système fixe orienté plein sud.

Figure V.16(a-e) montrent les résultats du deuxième scénario, et les conclusions suivantes peuvent être tirées :

- Expérimentalement, l'énergie produite par le PV_r est de 389.79 Wh, tandis que l'énergie obtenue théoriquement est de 390.64 Wh, montrant une grande convergence entre les résultats expérimentaux et théoriques, avec une différence de 0.218 %.
- Expérimentalement, l'énergie produite par le PV_t est de 395.7 Wh, tandis que sa valeur théorique est de 396.39 Wh, les résultats expérimentaux et théoriques étant très proches, avec une différence de 0.175 %.

En comparant expérimentalement le PV_r avec le PV_t , il apparaît que le PV_t a produit 1.52 % d'énergie en plus que le PV_r , avec une production de 395.7 Wh. Le courant électrique le plus élevé (3.74 A) a été enregistré à 12h00, avec une tension électrique de 17.17 V, et l'efficacité du système PV a atteint 6.45 %. La puissance de sortie et le facteur de performance étaient respectivement de 64.22 W et 0.386. Ainsi, le module PV_t a démontré une efficacité 1.63 % supérieure à celle du module PV fixe (PV_r). Le système de suivi solaire a efficacement suivi le soleil avec une précision acceptable, maintenant la surface effective du module PV_t perpendiculaire au rayonnement solaire entrant.

Comme le montrent les Figure V.16(a-e), la productivité du système PV s'améliore lorsqu'on utilise un système de suivi solaire. Cependant, l'installation d'un système solaire fixe reste plus économique, car un système PV mobile est coûteux en termes d'installation et de maintenance, et nécessite une surveillance constante. Par conséquent, dans les grands projets commerciaux, il est souvent préférable d'installer un système PV fixe.

Troisième scénario :

Concernant le troisième scénario expérimental, les deux modules photovoltaïques sont propres et fixés, orientés plein sud, mais avec un angle d'inclinaison différent : le PV_r est incliné à 45° tandis que le PV_t est incliné à 33°. L'objectif principal de cette expérience est d'évaluer l'efficacité de l'angle d'inclinaison des panneaux photovoltaïques sur leur productivité. Il est bien connu que, pour maximiser les performances des modules PV, ils doivent être orientés de manière à recevoir la quantité maximale de rayonnement solaire, ce qui rend le choix de l'angle d'inclinaison un facteur crucial dans leur productivité.

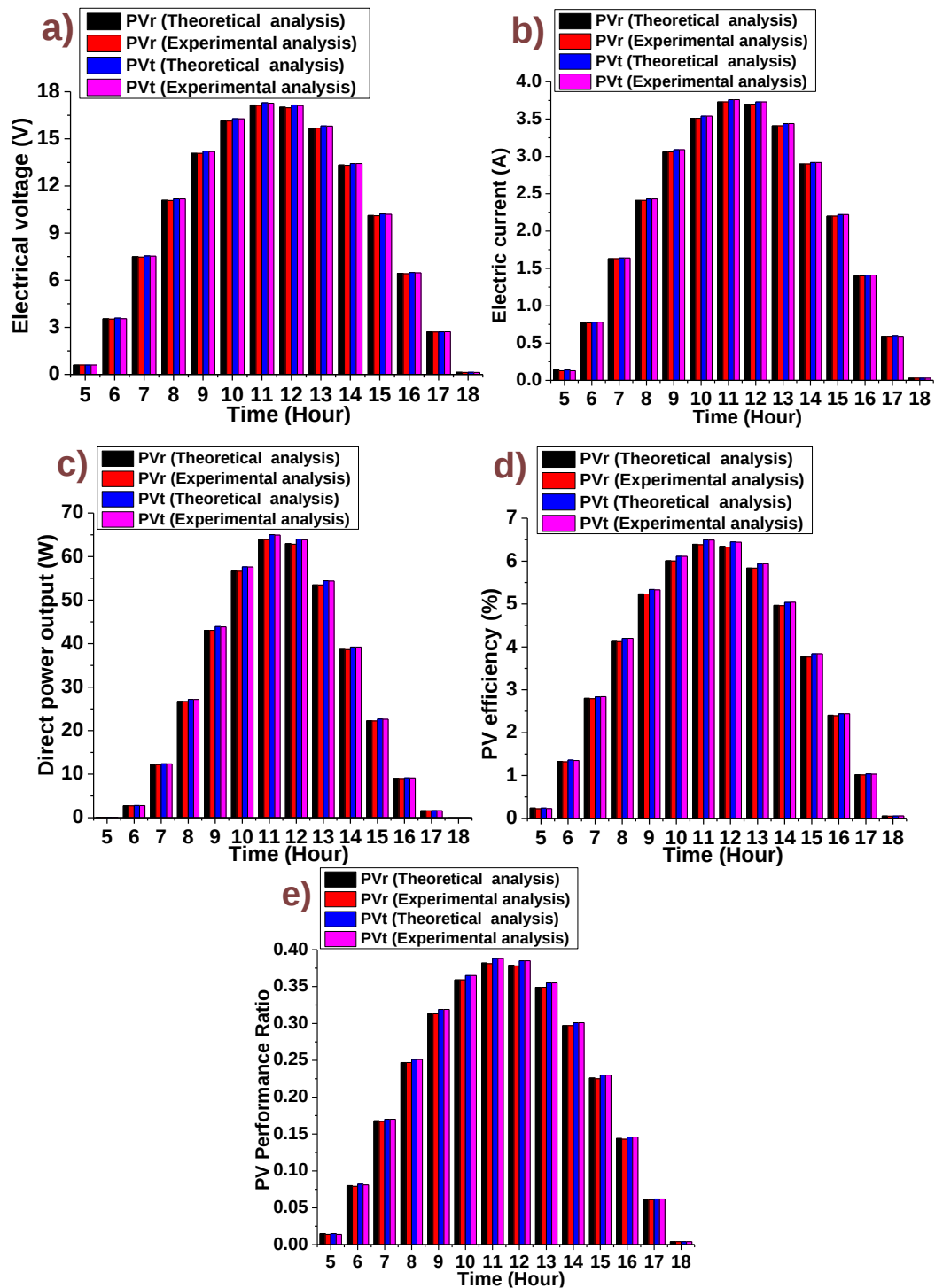


Fig. V.17. Résultats du troisième scénario :

- a) Tension électrique, b) Courant électrique, c) Puissance de sortie directe, d) Efficacité du système photovoltaïque, et e) Taux de performance photovoltaïque.

Les résultats de ce scénario, présentés dans les [Figure V.17\(a-e\)](#), indiquent que :

- Concernant le PV_r, la différence entre la production énergétique expérimentale et théorique est de 0.156 %, avec une production expérimentale de 392.92 Wh ;

- En ce qui concerne le PV_t , une différence de 0.148 % a été enregistrée entre la production énergétique expérimentale et théorique, avec une production expérimentale de 399.53 Wh.

Les résultats expérimentaux de ce scénario ont montré que le changement d'inclinaison du module PV de 45° à 33° a eu un effet positif sur l'efficacité du système PV, l'augmentant de 1.70 %, l'efficacité du PV_t atteignant 6.49 %. À 11h00, le module PV_t a produit les valeurs les plus élevées de caractéristiques électriques : un courant électrique de 3.76 A et une tension électrique de 17.27 V, ce qui donne une puissance de sortie de 64.94 W et un PRPV de 0.388. Par conséquent, on peut conclure que l'angle d'inclinaison optimal pour les panneaux PV le 9 mai 2022 dans la région d'El-Oued, en Algérie, est de 33° .

En comparant les résultats de deuxième et troisième scénarios, on peut conclure que le panneau fixe avec une inclinaison de 33° du troisième scénario est 1.01 % plus efficace que le panneau à suivi solaire du deuxième scénario. Cette augmentation d'efficacité est due au fait que le module photovoltaïque avec une inclinaison de 33° a reçu un rayonnement solaire plus important, les rayonnements solaires des 8 et 9 mai 2022 étant très similaires.

Afin d'approfondir l'étude de l'effet du changement d'angle d'inclinaison, une autre expérience a été réalisée le 10 mai 2022, avec un angle d'inclinaison du PV_t réglé à 0° . Les résultats de cette expérience sont présentés dans le quatrième scénario.

Quatrième scénario :

Dans ce scénario, les deux modules photovoltaïques sont propres. Le module PV_r est orienté vers le sud avec une inclinaison de 45° , tandis que le module PV_t est installé à l'horizontale (inclinaison de 0°). L'objectif est d'étudier l'impact de l'angle d'inclinaison sur la productivité des systèmes PV. Les résultats de ce quatrième scénario sont présentés dans la [Figure V.18\(a-e\)](#),

Les résultats indiquent une différence de 0,181 % et 0,164 % entre l'énergie produite expérimentalement et théoriquement pour le PV_r et le PV_t , respectivement. Les valeurs de l'énergie produite expérimentalement sont de 364.53 Wh pour le PV_r et de 293.33 Wh pour le PV_t , montrant une différence de 19.54 %, en faveur du PV_r .

À 11h00, coïncidant avec le pic de rayonnement solaire de cette journée ($MGI = 991.37 \text{ W/m}^2$), le PV_r a atteint expérimentalement les meilleurs paramètres électriques : un courant électrique de 3.63 A, une tension électrique de 16.7 V, une puissance de sortie de 60.621 W, un rendement du système PV_r de 6.209 %, et un facteur de performance (PRPV) de 0.371.

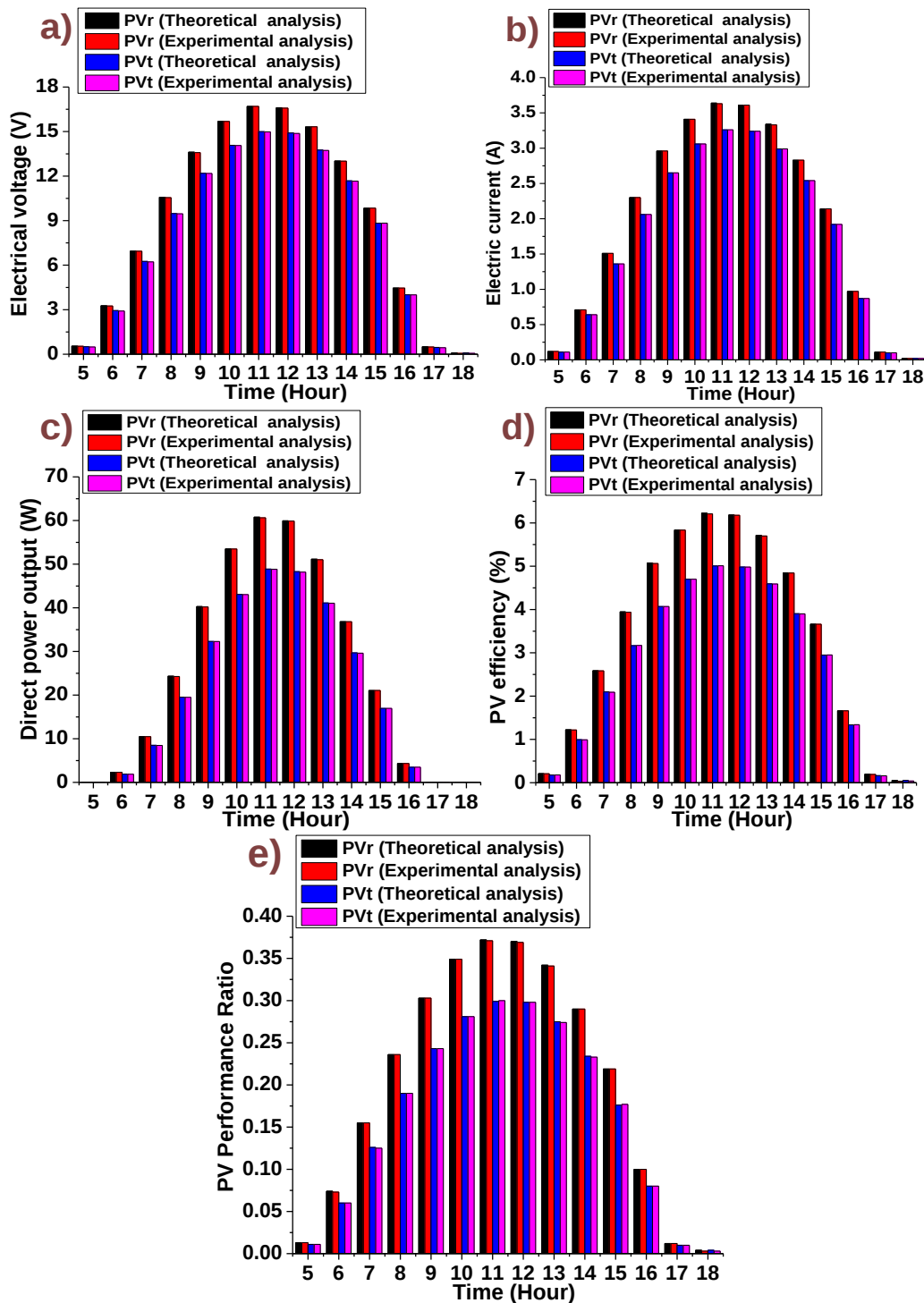


Fig. V.18. Résultats du quatrième scénario :

a) Tension électrique, b) Courant électrique, c) Puissance de sortie directe, d) Efficacité du système photovoltaïque et e) Taux de performance photovoltaïque.

Concernant le module PV_t, son angle d'inclinaison ($\beta = 0^\circ$) a entraîné une réduction de son rendement en raison de la diminution de ses propriétés électriques, car sa surface efficace n'a pas reçu la quantité maximale de rayonnement solaire. Par conséquent, un courant électrique de 3.26 A, une tension de 14.98 V et une puissance de 48.84 W ont été enregistrés à 11h00.

Cela indique qu'une quantité importante de rayonnement solaire a été perdue ou est parvenue au PV_t avec une faible concentration, car elle n'était pas perpendiculaire à la surface efficace. En ce qui concerne le rendement et le facteur de performance du PV_t , ils étaient respectivement de 5.01 % et 0.371. Ainsi, le choix d'un angle d'inclinaison de 0° pour le PV_t a réduit son rendement de 19.31 %.

Les résultats de ce scénario indiquent qu'un angle d'inclinaison de 45 degrés est plus adapté pour maximiser la production d'énergie photovoltaïque, notamment dans la région d'El-Oued. Cet angle permet une meilleure captation du rayonnement solaire, ce qui améliore les performances électriques du module PV, comparé à une installation horizontale (0°) qui limite l'efficacité du système.

En comparant les résultats dans les Figures V.17(a-e) et V.18(a-e), et compte tenu des conditions climatiques similaires les 9 et 10 mai 2022, on peut conclure qu'un angle de 33 degrés est l'angle optimal pour les modules PV pour les jours étudiés. Les résultats des scénarios troisième et quatrième fournissent des preuves concluantes de l'importance de choisir soigneusement l'angle d'inclinaison des modules PV pour assurer une productivité maximale.

Cinquième scénario :

Parmi les aspects importants sur lesquels cette thèse se concentre, il y a l'étude des changements de la productivité des modules photovoltaïques (PV) dus au dépôt de poussière et de salissures provenant de divers facteurs naturels et industriels (comme la pollution de l'air, l'accumulation de poussière due aux conditions climatiques changeantes, la graisse, les déjections d'oiseaux, etc.). Ainsi, le phénomène de dépôt de poussière et de salissures de différents types et causes est présenté dans les cinquième et sixième scénarios pour souligner l'importance de maintenir en permanence la propreté de la surface effective des modules PV de différentes manières.

Les conditions opérationnelles des premiers et deuxièmes modules PV sont complètement similaires ; l'angle d'inclinaison des deux modules PV est de 45° , et ils sont fixes et orientés vers le sud. Cependant, la surface effective du module PV_r est propre, tandis que celle du module PV_t ne l'est pas. Le module PV_t est contaminé en raison du dépôt de poussière sur sa surface effective à cause de conditions naturelles et industrielles, telles que la poussière soufflée par le vent et les émissions industrielles. L'accumulation de poussière sur la surface effective du PV_t est de 14.5 g/m^2 .

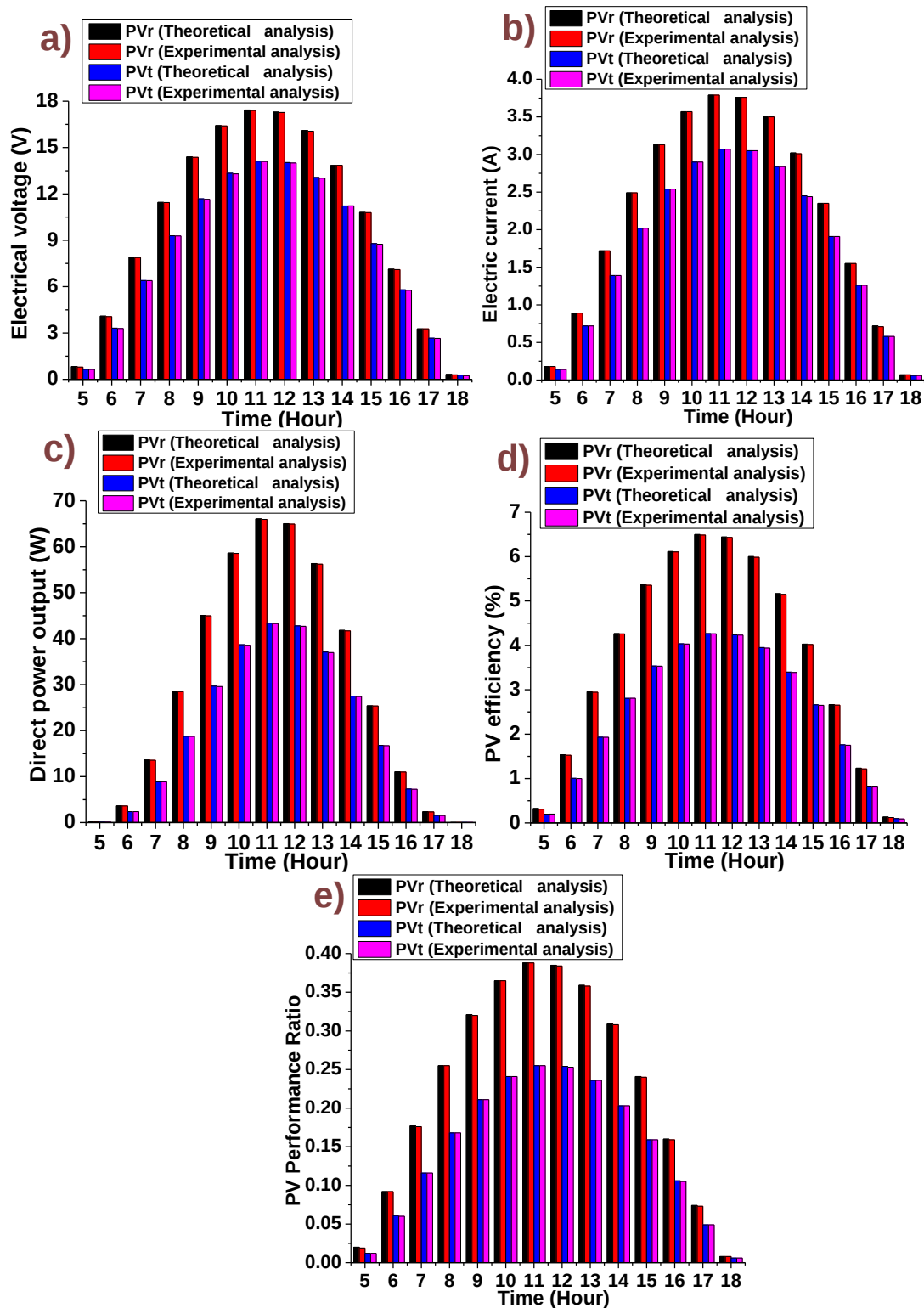


Fig. V.19. Résultats du cinquième scénario :

a) Tension électrique, b) Courant électrique, c) Puissance de sortie directe, d) Efficacité du système photovoltaïque, et e) Taux de performance photovoltaïque.

Les résultats du cinquième scénario, présentés dans les Figure V.19(a-e), montrent une différence de 0.218 % et 0.29 % entre la production d'énergie obtenue expérimentalement et théoriquement pour le PV_r et le PV_t, respectivement. Le PV_r a fourni une énergie électrique de

416.79 Wh, soit 34.24 % de plus que le PV_t. À 11h00, le PV_r a enregistré les meilleurs résultats avec un courant électrique de 3.79 A, une tension électrique de 17.4 V, une puissance électrique de 65.95 W, une efficacité du système de 6.486 % et un PRPV de 0.388. L'étude expérimentale du cinquième scénario a été réalisée le 12 mai 2022, lorsque les valeurs les plus élevées de rayonnement solaire (1032.49 W/m²) ont été enregistrées à 11h00. Malgré un rayonnement solaire élevé, une quantité significative de ce rayonnement solaire ce jour-là n'a pas été complètement convertie en énergie électrique par le PV_t en raison du dépôt de poussière et de salissures sur sa surface effective. Le PV_t a produit une puissance maximale de 43.267 W, avec un courant électrique de 3.05 A et une tension électrique de 14.08 V. Sa production d'énergie, son efficacité et son taux de performance étaient respectivement de 274.1 Wh, 4.26 % et 0.255. Le dépôt de poussière a réduit l'efficacité du PV_t de 34.33 %.

En raison de l'importance scientifique de comprendre l'influence du dépôt de poussière et de salissures provenant de facteurs naturels et industriels, une autre étude expérimentale a été menée sur ce sujet important, détaillé dans le sixième scénario.

Sixième scénario :

Dans le sixième scénario, afin d'obtenir une compréhension plus approfondie de l'effet de l'accumulation de poussière et de saleté provenant de sources naturelles et industrielles sur la surface effective des panneaux photovoltaïques (PV) et son impact sur la productivité des modules photovoltaïques, une autre étude expérimentale a été menée sur le PV_r et le PV_t. Ce scénario a été réalisé dans les mêmes conditions expérimentales que le cinquième scénario, sauf qu'il a été réalisé le 13 mai 2022, avec des modules PV inclinés à un angle de 33°. La surface effective du PV_t avait une accumulation de poussière de 14.5 g/m².

Les résultats de ce scénario sont présentés dans les [Figure V.20](#). Dans ce scénario, le travail expérimental a impliqué le PV_r, qui était propre, fixe et orienté vers le sud, avec un angle d'inclinaison de 33°. Dans ces conditions, une différence de 0.203 % a été observée entre les résultats expérimentaux et théoriques, avec une production d'énergie électrique de 414 Wh pour la journée d'étude. Les valeurs maximales du courant électrique, de la tension électrique et de la puissance électrique étaient respectivement de 3.8 A, 17.44 V et 66.272 W, enregistrées à 11h00. En conséquence, le PV_r a atteint le meilleur rendement et ratio de performance avec des valeurs de 6.555 % et 0.392, respectivement, surpassant le PV_t de 34.56 %. Concernant le PV_t, il est fixe, orienté vers le sud avec un angle d'inclinaison de 33°, mais il y a une accumulation de poussière sur sa surface effective, d'un montant de 14.5 g/m².

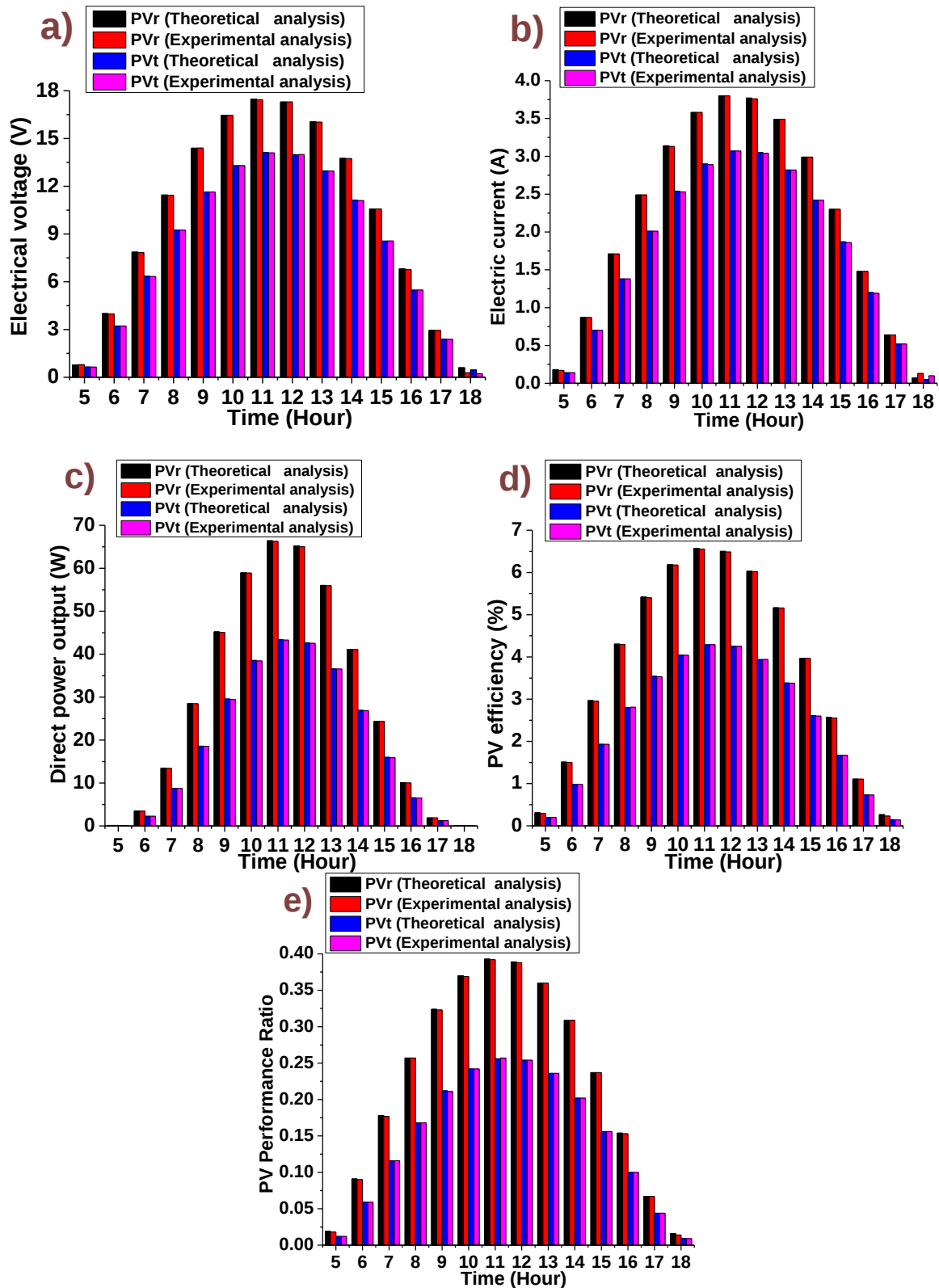


Fig. V.20. Résultats du sixième scénario :

- a) Tension électrique, b) Courant électrique, c) Puissance de sortie directe,
- d) Efficacité du système photovoltaïque et e) Taux de performance photovoltaïque.

Dans ces conditions expérimentales, une différence de 0.259 % a été observée entre les résultats expérimentaux et théoriques, avec une production d'énergie électrique de 270.45 Wh.

L'accumulation de poussière sur la surface effective du PV_t a réduit sa production d'énergie électrique de 34.68 %. À 11h00, le courant électrique, la tension électrique et la puissance électrique étaient respectivement de 3.07 A, 14.1 V et 43.287 W. En ce qui concerne le rendement et le ratio de performance du PV_t, ils étaient respectivement de 4.29 % et 0.257, ce qui indique que l'accumulation de poussière a réduit l'efficacité du PV_t de 34.56 %. Le phénomène de dépôt de poussière et de saleté sur la surface effective des panneaux photovoltaïques, en particulier dans les régions désertiques, impacte négativement l'efficacité du système photovoltaïque. Les particules de poussière sur la surface effective réduisent une quantité significative de radiations solaires, réduisant ainsi l'irradiation solaire nette reçue par le module photovoltaïque. De plus, la présence prolongée de poussière et de saleté sans nettoyage entraîne la formation de points chauds sur le module photovoltaïque, ce qui peut endommager les cellules photovoltaïques.

Les effets de la poussière et de la saleté accumulée sur la surface effective des panneaux photovoltaïques peuvent être atténués en utilisant un mécanisme de nettoyage des panneaux photovoltaïques. Par conséquent, les techniques de suppression de la poussière et de la saleté sont essentielles pour éliminer les dépôts de poussière et garantir un rendement de conversion plus élevé des panneaux photovoltaïques, améliorant ainsi la viabilité économique des centrales photovoltaïques.

Les facteurs naturels tels que la fonte de la neige, les précipitations, le vent et la gravité pour les panneaux photovoltaïques inclinés peuvent servir de méthodes de nettoyage gratuites, mais leur inconvénient est qu'elles ne peuvent pas être planifiées ou programmées. Toutes les formes de dépôts de saleté et de poussière peuvent être éliminées des panneaux photovoltaïques à l'aide de méthodes de nettoyage artificielles. Cependant, les options de nettoyage artificiel entraînent un coût qui dépend de la manière dont elles sont fabriquées et installées. Il existe trois principales catégories de nettoyage artificiel pour les panneaux photovoltaïques : les systèmes de nettoyage manuel, les systèmes de nettoyage automatisés et les systèmes de nettoyage autonettoyants. Par conséquent, un nettoyage opportun des modules photovoltaïques, qu'il soit naturel ou artificiel, est d'une grande priorité. Cela aide à maintenir l'efficacité des modules photovoltaïques, stabilise la productivité, réduit le coût nivelé de l'énergie, évite l'apparition de points chauds, prolonge la durée de vie des modules photovoltaïques et garantit leur apparence esthétique.

Figure V.21 présente une analyse de l'efficacité des modules PV en fonction des conditions climatiques mesurées pendant l'étude expérimentale. Cette figure est composée de trois sous-

graphiques (a-c) qui montrent respectivement l'efficacité du module PV en fonction de MGI, T_{amb} , et de W_s .

a) **Efficacité du module PV vs. MGI** : La Figure V.21(a) illustre la relation entre l'efficacité du module PV et l'irradiance solaire globale. On peut observer que l'efficacité du module PV augmente généralement avec l'augmentation de l'irradiance solaire, jusqu'à un certain point où l'efficacité peut commencer à diminuer en raison de l'augmentation de la température des cellules solaires.

b) **Efficacité du module PV vs. T_{amb}** : La Figure V.21(b) montre l'impact de la température ambiante sur l'efficacité du module PV. Une température ambiante élevée peut réduire l'efficacité des modules PV, car les cellules solaires deviennent moins efficaces à des températures plus élevées.

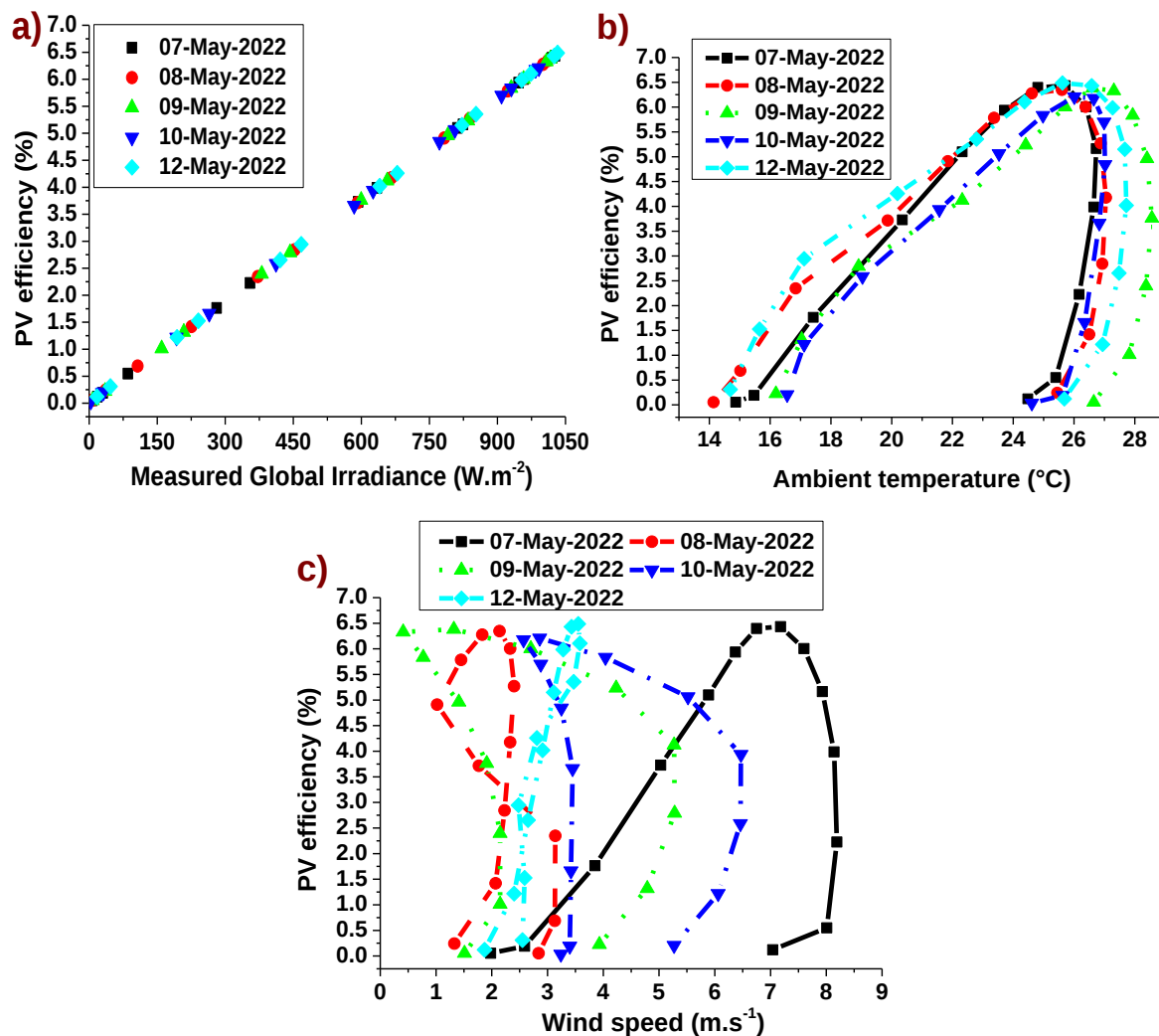


Fig. V.21. Évolution de l'efficacité du module PV en fonction des données météorologiques;

a) efficacité de PV vs. MGI, b) efficacité du de PV vs. T_{amb} , et c) efficacité du de PV vs. W_s .

c) **Efficacité du module PV vs. W_s** : La Figure V.21(c) illustre la relation entre l'efficacité du module PV et la vitesse du vent. La vitesse du vent peut avoir un effet sur la

température des cellules solaires et, par conséquent, sur l'efficacité du module PV. Un vent modéré peut aider à refroidir les cellules solaires, ce qui peut améliorer l'efficacité du module PV.

Figure V.21(a-c) met en évidence l'importance des conditions climatiques sur l'efficacité des modules photovoltaïques. Les variations de l'irradiance solaire, de la température ambiante, et de la vitesse du vent peuvent affecter significativement la performance des systèmes PV. Ces résultats sont essentiels pour comprendre comment optimiser l'installation et l'orientation des modules PV pour maximiser leur efficacité dans différentes conditions climatiques.

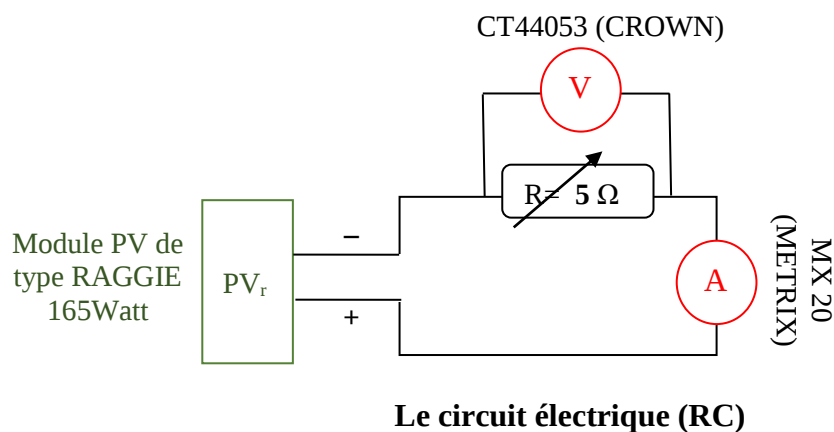
V.5.3. Etude 03

La validation expérimentale des modèles de prédiction et de surveillance développés pour déterminer l'angle d'inclinaison optimal des panneaux PV dans la région d'El-Oued en Algérie. L'étude expérimentale a été réalisée sur deux jours spécifiques : le 21 mars 2023 et le 21 avril 2023.

Toutes les conditions expérimentales de l'étude sont répertoriées dans le [Tableau V.6](#).

Tableau V.6. Conditions expérimentales de l'étude.

Date	PV _r			PV _{cv}		
	Angle d'inclinaison (°)	Système de suivi	Condition d'ouverture effective.	Angle d'inclinaison (°)	Système de suivi	Condition d'ouverture effective.
21 mars 2023	33	Stationnaire et orienté vers le sud	Propre	28	Stationnaire et orienté vers le sud	Propre
21 avril 2023	33	Stationnaire et orienté vers le sud	Propre	28	Stationnaire et orienté vers le sud	Propre



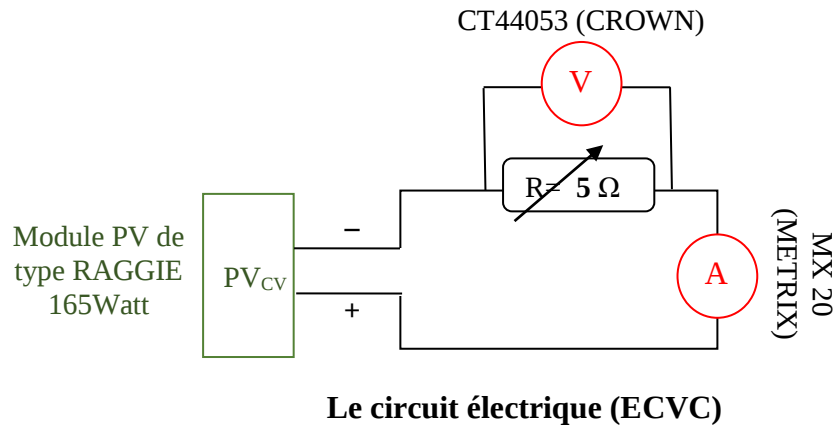


Fig. V.22. Circuits électrique étudiés pour l'étude 03.

Les panneaux PV ont été soumis à des conditions expérimentales contrôlées, et leurs performances ont été mesurées à l'aide d'équipements spécifiques, tels que des multimètres numériques de type MX 20 (METRIX) et CT44053 (CROWN) pour mesurer le courant et la tension électriques, respectivement (Tableau V.2). Deux circuits électriques ont été étudiés pour évaluer la performance des panneaux : le circuit électrique de référence (RC) et le circuit électrique à résistance variable (ECVC) (Figure V.22).

Le circuit électrique RC a été connecté au panneau PV_r et équipé d'un multimètre numérique MX 20 (METRIX-type) pour mesurer le courant, d'une résistance électrique ECODIME fixée à 5Ω , et d'un autre multimètre numérique CT44053 (CROWN-type) pour mesurer la tension électrique. Le circuit électrique ECVC a été connecté au panneau photovoltaïque à résistance variable (PV_{cv}) avec les mêmes composants, mais avec une résistance variable.

Figure V.23 présente les résultats de la mesure des conditions climatiques vs. temps. Les résultats montrés dans la Figure 3 indiquent que la radiation solaire globale le 21 avril 2023 a été supérieure à celle du 21 mars 2023, avec un pic de 1001 W/m^2 enregistré à 11h00. De plus, la température ambiante le 21 avril 2023 a été plus élevée que celle du 21 mars 2023, avec un maximum de 27.6°C enregistré à 16h00.

Ces données suggèrent que la performance et la productivité des panneaux PV seront meilleures le 21 avril 2023, car ce jour-là a été plus ensoleillé et a bénéficié d'une plus grande exposition à la radiation solaire globale. Cela est crucial pour l'installation et l'orientation correctes des systèmes PV, car il est important de les positionner de manière à ce qu'ils reçoivent le maximum de rayonnement solaire pour optimiser leur efficacité et leur productivité.

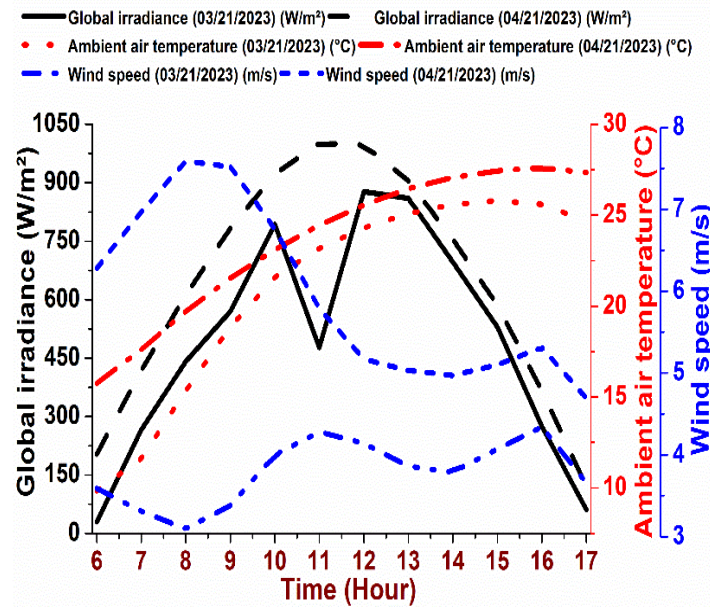


Fig. V.23. Données météorologiques mesurées en fonction du temps.

Figure V.24 présente les résultats de la mesure de l'efficacité et de la productivité des deux panneaux PV (PV_r et PV_{cv}) étudiés. Les courbes de la Figure V.24 montrent les variations de l'efficacité de sortie des panneaux PV en fonction des conditions climatiques et de l'angle d'inclinaison.

Les résultats indiquent que l'efficacité et la productivité des panneaux PV sont directement liées aux conditions climatiques changeantes, en particulier à la radiation solaire globale qui atteint son point le plus efficace.

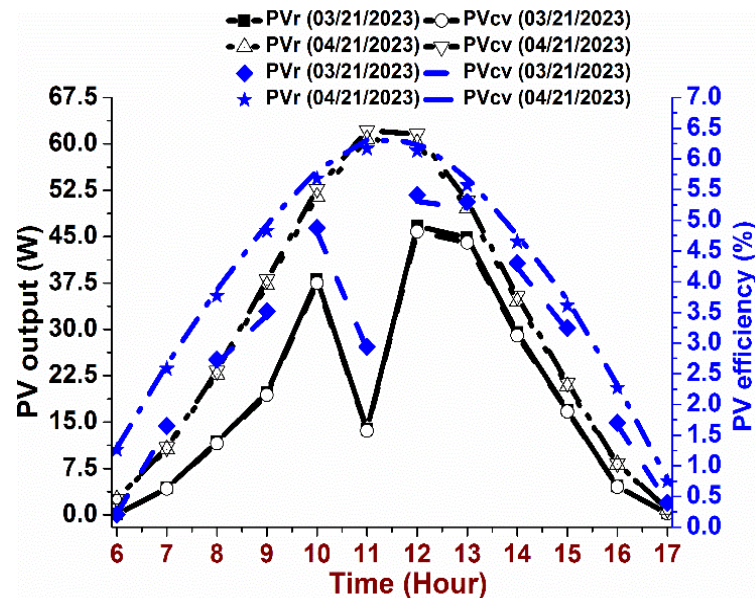


Fig. V.24 Rendement et efficacité des panneaux PV étudiés

La [Figure V.24](#) montre que l'efficacité et la productivité des panneaux ont été meilleures le 21 avril 2023, avec une efficacité de 6.31 % et une puissance de 62.17 W, par rapport au 21 mars 2023. Cette figure est essentielle pour comprendre comment l'angle d'inclinaison des panneaux PV et les conditions climatiques affectent leur performance.

Les résultats expérimentaux ont montré que l'angle d'inclinaison optimal pour maximiser l'efficacité et la productivité des panneaux PV était de 33° en mars et de 28° en avril. La productivité maximale et l'efficacité des panneaux ont été enregistrées le 21 avril 2023, avec une efficacité de 6.31 % et une puissance de 62.17 W.

La validation des modèles de prédiction et de surveillance a été confirmée par la convergence des résultats obtenus pour les deux panneaux PV testés, qui ont montré une similarité technique et pratique. La différence de puissance entre les deux panneaux a été minime (0.02869 watt), ce qui a prouvé l'exactitude des résultats et la validité des modèles de prédiction et de surveillance utilisés dans l'étude.

En conclusion, la validation expérimentale des modèles de prédiction et de surveillance a été réussie, démontrant la fiabilité des méthodes utilisées pour déterminer l'angle d'inclinaison optimal des panneaux PV dans la région d'El-Oued en Algérie.

V.5.4. Etude 04

La validation expérimentale des modèles de prédiction et de surveillance développés dans cette étude a été réalisée en utilisant un ensemble de données dérivé d'un système photovoltaïque connecté au réseau, spécifiquement le dataset GPVS-Faults.

Les conditions expérimentales de l'étude sont répertoriées dans le [Tableau V.7](#). Ce tableau présente les paramètres d'entraînement utilisés pour les modèles, notamment le nombre d'époques, la taille de lot, l'optimiseur, les itérations SVM et le langage de programmation.

Tableau V.7. Paramètres d'entraînement.

Nombre d'époques	Taille de lot	Optimiseur	Itérations SVM	Langage de programmation
50	32	Adam	4	Python

Où

- **Nombre d'époques** : Ce paramètre indique le nombre total de fois que l'algorithme d'apprentissage a parcouru l'ensemble de données d'entraînement. Dans ce cas, le modèle a été entraîné pendant 50 époques.

- **Taille de lot** : Cela fait référence au nombre d'échantillons traités avant que le modèle ne mette à jour ses poids. Ici, une taille de lot de 32 a été utilisée, ce qui signifie que 32 échantillons étaient traités à la fois.
- **Optimiseur** : L'optimiseur est l'algorithme utilisé pour ajuster les poids du modèle afin de minimiser la fonction de perte. Dans ce tableau, l'optimiseur utilisé est Adam, qui est populaire pour sa capacité à gérer des problèmes d'optimisation complexes.
- **Itérations SVM** : Ce paramètre indique le nombre d'itérations effectuées par le classificateur SVM lors de l'entraînement. Dans ce cas, 4 itérations ont été réalisées.
- **Langage de programmation** : Cela indique le langage utilisé pour implémenter le modèle. Dans ce tableau, le langage de programmation utilisé est Python.

Après le prétraitement des données, un total de 600 images 2D a été généré, dont 420 ont été utilisées pour l'entraînement, 90 pour la validation et 90 pour les tests. Les performances des modèles proposés, à savoir le modèle MobileNet-SVM et le modèle MobileNet affiné, ont été évaluées à l'aide de plusieurs métriques, notamment la précision, la spécificité, la sensibilité et le score F1. [Figure V.25](#) représente l'embedding t-distributed stochastic neighbor (t-SNE) des échantillons après l'application de l'architecture MobileNet pré-entraînée, avant la classification. La visualisation montre que les deux clusters correspondant aux conditions saines et partiellement ombragées sont clairement séparés, sans chevauchement observé. Cette séparation souligne l'efficacité de MobileNet dans l'extraction de caractéristiques.

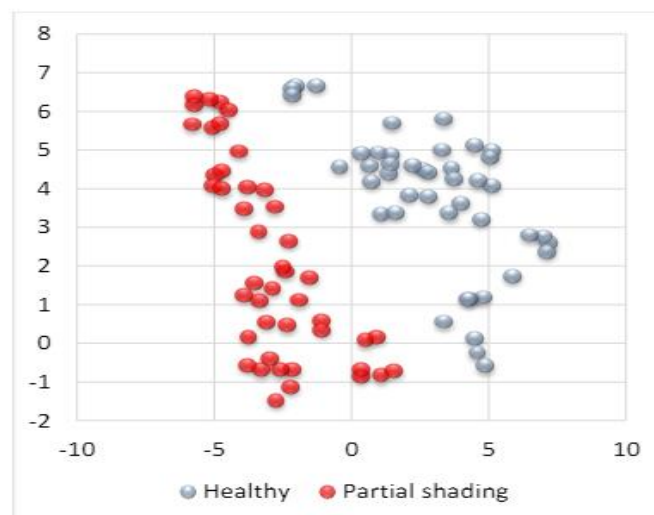


Fig. V.25. T-SNE des entités extraites.

Figure V.26 présente la matrice de confusion du modèle basé sur MobileNet affiné. Elle indique que le modèle a correctement classé 95.56 % des échantillons de la classe saine et 82.22 % des échantillons de la classe défectueuse.

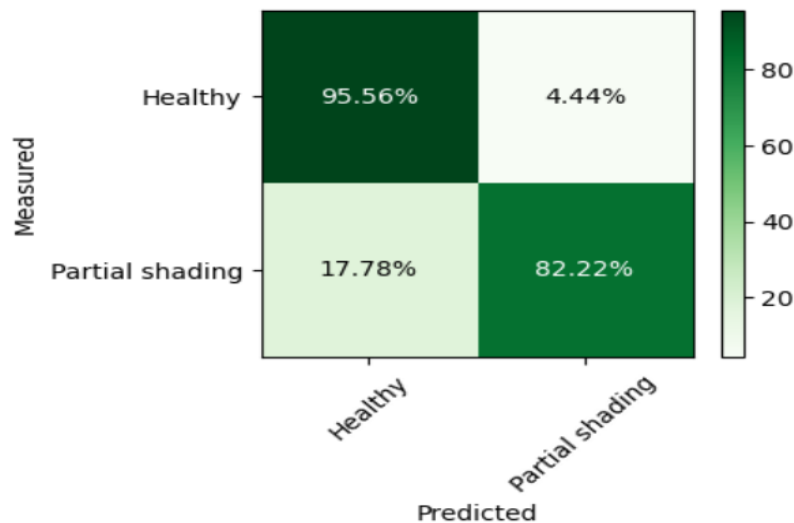


Fig. V.26. Matrice de confusion du MobileNet affiné.

Figure V.27 montre la matrice de confusion du modèle MobileNet et SVM. Dans ce modèle proposé, 100% des échantillons de la classe saine ont été classés avec précision, ainsi que 97.78 % des échantillons de la classe défectueuse.

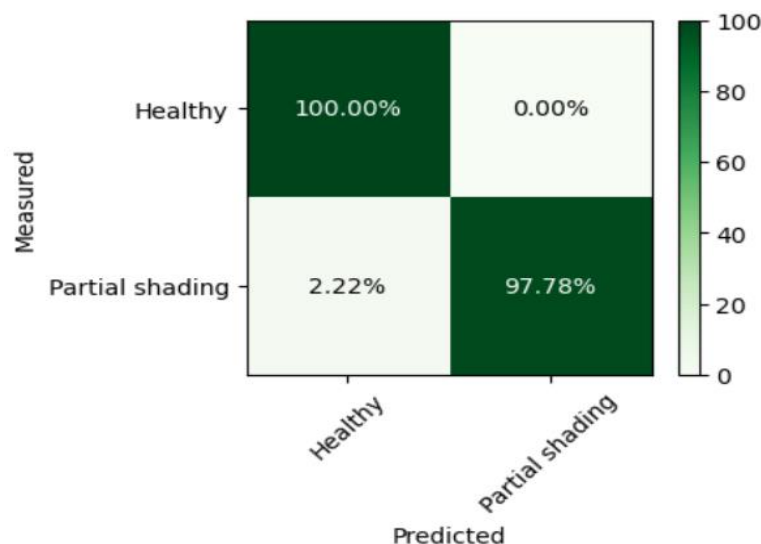


Fig. V.27. Matrice de confusion du classificateur SVM et MobileNet.

Tableau V.8 indique que le modèle MobileNet-SVM qui a été entraîné avec 50 époques, une taille de lot de 32, et a utilisé l'optimiseur *Adam*, nécessitant seulement 20 secondes pour l'entraînement, tandis que le modèle MobileNet affiné a pris 1116 secondes. Ces informations

sont essentielles pour comprendre les configurations expérimentales et les performances des modèles développés.

Tableau V.8. Comparaison des performances.

Modèle	Acc	Pr	Se	Sp	F1	Temps d'entraînement (s)
MobileNet affiné	88.88	89.59	88.88	88.88	88.88	1116
Classificateur MobileNet-SVM	98.88	98.91	98.88	98.88	98.88	20

Le modèle MobileNet-SVM a démontré une performance exceptionnelle avec une précision de 98.88%, surpassant le modèle MobileNet classique à 88.88%. De plus, son temps d'entraînement a été considérablement réduit à seulement 20 secondes, comparé à 1116 secondes pour le modèle MobileNet affiné. Ces résultats mettent en évidence l'efficacité du MobileNet-SVM, tant en termes de précision que de rapidité de calcul, ce qui le rend particulièrement adapté aux applications en temps réel.

V.6. Comparaison des résultats

Une comparaison approfondie est réalisée entre les résultats expérimentaux et les simulations numériques. Les simulations sont effectuées à l'aide de logiciel Excel qui prennent en compte divers paramètres, tels que l'irradiation solaire, la température ambiante et les caractéristiques des matériaux. Les résultats sont analysés pour déterminer les écarts entre les données expérimentales et les simulations, ce qui permet d'identifier les limites des modèles numériques et d'apporter des améliorations.

V.6.1. Etude 01

La comparaison des résultats expérimentaux avec les simulations numériques, montre une concordance étroite entre les deux ensembles de données. Les résultats expérimentaux obtenus les 4 et 13 mai 2022 pour les panneaux PV_r et cible (PV_t) sont très proches des valeurs prédites par les simulations numériques.

Par exemple, le 4 mai 2022, le PV_r a produit 330.89 Wh d'énergie électrique, ce qui ne représente qu'une différence de 0.69 Wh par rapport à la prévision numérique. De même, le 13 mai 2022, le PV_r a généré 414.01 Wh, avec une déviation de seulement 0.85 Wh par rapport à l'estimation numérique. Pour le PV_t , les résultats expérimentaux ont également

montré une forte corrélation avec les données numériques, avec des écarts minimes de 0.51 Wh et 0.7 Wh par rapport aux prévisions numériques pour les 4 et 13 mai, respectivement.

Cette concordance étroite entre les résultats expérimentaux et les simulations numériques confirme non seulement la fiabilité des instruments de mesure utilisés dans l'étude, mais également la précision des modèles de simulation. Elle démontre également l'impact direct des conditions climatiques, en particulier l'augmentation du rayonnement solaire, sur la performance des panneaux PV.

En résumé, la comparaison entre les résultats expérimentaux et les simulations numériques dans cette étude valide la précision des mesures expérimentales et l'exactitude des modèles de simulation, tout en soulignant l'importance des facteurs climatiques dans la performance des systèmes PV.

V.6.2. Etude 02

La comparaison des résultats expérimentaux avec les simulations numériques dans cette étude est un aspect crucial pour valider les modèles de prédiction et de surveillance utilisés. L'étude a été menée dans la région d'El-Oued en Algérie, sur une période de six jours en mai 2022, sous des conditions climatiques variables, en utilisant des modules PV de type RAGGIE modèle RG-M165W.

Nous avons effectué une analyse théorique de l'efficacité du système PV en utilisant des équations mathématiques pour calculer le rendement des modules PV sous des STCs et en comparant ces résultats avec les données expérimentales obtenues sur le terrain. Le rapport de performance (PR_{PV}) a été utilisé comme paramètre sans dimension pour évaluer la productivité des panneaux PV.

Les résultats expérimentaux ont montré que la différence entre la production d'énergie mesurée expérimentalement et celle prédite théoriquement est très faible, avec seulement 0.156 % pour le module PV de référence (PV_r) et 0.148 % pour le module PV cible (PV_t). Cela indique une très bonne concordance entre les résultats expérimentaux et les simulations numériques, ce qui valide la précision des modèles de prédiction utilisés dans l'étude.

Les [Figures A3](#) et [A4](#) de [l'annexe A](#) présentent une comparaison entre les tensions électriques mesurées expérimentalement et celles calculées théoriquement pour les modules PV_r et PV_t , respectivement. Cette comparaison visuelle permet de confirmer la similarité entre les courbes expérimentales et théoriques, renforçant ainsi la validation des modèles numériques.

La comparaison entre les résultats expérimentaux et théoriques a montré une très bonne convergence, avec des différences minimales entre les valeurs mesurées et prédites. Par exemple, dans le premier scénario, la différence entre la production d'énergie mesurée expérimentalement et celle prédite théoriquement était de seulement 0.87 % pour le module PV_r et de 0.148 % pour le module PV_t .

V.6.3. Etude 03

La comparaison des résultats expérimentaux avec les simulations numériques dans cette étude est un aspect crucial pour valider les modèles de prédiction et de surveillance développés pour déterminer l'angle d'inclinaison optimal des panneaux PV dans la région d'El-Oued en Algérie. Les simulations numériques sont utilisées pour modéliser et prédire le comportement des systèmes énergétiques, tandis que les résultats expérimentaux sont obtenus à partir de mesures réelles sur le terrain. La concordance entre les résultats des simulations et ceux des expériences est essentielle pour confirmer la précision des modèles et des hypothèses utilisées dans les simulations.

Dans le contexte de cette étude, les résultats expérimentaux ont montré que l'angle d'inclinaison optimal pour maximiser l'efficacité et la productivité des panneaux PV était de 33° en mars et de 28° en avril. La productivité maximale et l'efficacité des panneaux ont été enregistrées le 21 avril 2023, avec une efficacité de 6.31 % et une puissance de 62.17 W. Si les simulations numériques prédisaient des résultats similaires, cela renforcerait la confiance dans les modèles utilisés et permettrait de les appliquer avec plus de certitude pour l'installation et l'orientation correctes des systèmes PV dans la région d'El-Oued en Algérie.

Les résultats expérimentaux ont montré que l'angle d'inclinaison optimal pour maximiser l'efficacité et la productivité des panneaux PV était de 33° en mars et de 28° en avril. Ces résultats ont été obtenus à partir de mesures réelles et ont contribué à la validation des modèles de prédiction et de surveillance utilisés dans l'étude.

V.6.4. Etude 04

La comparaison des résultats expérimentaux et des simulations numériques est essentielle pour évaluer l'efficacité des modèles de détection des pannes. Dans cette étude, les résultats expérimentaux obtenus à partir du modèle MobileNet-SVM ont montré une précision impressionnante de 98.88 %, surpassant le modèle MobileNet affiné qui a atteint une précision de 88.88 %.

Résultats expérimentaux :

- **MobileNet-SVM :**
 - Précision (Acc) : 98.88 %
 - Précision (Pr) : 98.91 %
 - Sensibilité (Se) : 98.88 %
 - Spécificité (Sp) : 98.88 %
 - Score F1 (F1) : 98.88 %
 - Temps d'entraînement : 20 secondes
- **MobileNet affiné :**
 - Précision (Acc) : 88.88 %
 - Précision (Pr) : 89.59 %
 - Sensibilité (Se) : 88.88 %
 - Spécificité (Sp) : 88.88 %
 - Score F1 (F1) : 88.88 %
 - Temps d'entraînement : 1116 secondes

Simulations numériques :

Les simulations numériques ont été réalisées pour évaluer les performances des modèles en utilisant des métriques similaires. Les résultats des simulations ont montré que le modèle MobileNet-SVM non seulement a atteint des performances supérieures en termes de précision, mais a également réduit le temps d'entraînement de manière significative, ce qui le rend adapté aux applications en temps réel.

La comparaison entre les résultats expérimentaux et les simulations numériques indique que le modèle MobileNet-SVM est non seulement plus précis, mais également beaucoup plus efficace en termes de temps d'entraînement par rapport au modèle MobileNet affiné. Cela souligne l'importance de l'approche proposée pour la détection des pannes dans les systèmes photovoltaïques, en particulier dans des environnements à ressources limitées.

V.7. Conclusion

Les études expérimentales menées dans la région d'El-Oued ont révélé des informations cruciales pour optimiser la productivité des modules photovoltaïques. Premièrement,

l'accumulation de poussière sur les panneaux PV a un impact significatif sur leur efficacité, soulignant la nécessité d'un entretien régulier. Deuxièmement, l'angle d'inclinaison optimal des panneaux varie selon les mois, avec des angles de 33° en mars et 28° en avril, pour maximiser la productivité énergétique.

Les résultats ont également montré que la performance des modules PV est influencée par l'irradiance solaire globale et la température ambiante. La région d'El-Oued, bénéficiant d'une forte irradiation solaire, est idéale pour l'installation de systèmes PV, à condition que les panneaux ne deviennent pas excessivement chauds. La plus grande efficacité et productivité des panneaux ont été enregistrées le 21 avril 2023, avec une efficacité de 6.31 % et une puissance de 62.17 W, lors d'une intensité de radiation solaire globale de 1001 W/m^2 .

Le modèle MobileNet-SVM a démontré une précision de 98.88%, surpassant le modèle MobileNet seul, et a réduit considérablement le temps d'entraînement à 20 secondes. Ces résultats confirment l'efficacité du modèle proposé pour les applications en temps réel.

La comparaison entre les résultats expérimentaux et les simulations numériques a confirmé la précision des modèles de prédiction utilisés, ce qui est crucial pour la planification et la mise en œuvre de systèmes PV efficaces dans des conditions réelles d'exploitation. En résumé, ce chapitre a fourni des informations précieuses pour l'installation et l'orientation optimales des systèmes PV dans la région d'El-Oued, en Algérie, et a mis en évidence l'importance des conditions climatiques et de l'entretien des modules PV pour maintenir une efficacité énergétique maximale.

Chapitre VI

Application et Perspectives

Sommaire

VI.1.	Introduction	114
VI.2.	Application des méthodes développées à des systèmes PVs réels ou à grande échelle	114
VI.2.1.	Etude 01	114
VI.2.2.	Etude 02	115
VI.2.3.	Etude 03	116
VI.2.4.	Etude 04	117
VI.3.	Analyse des résultats obtenus et discussion des performances	118
VI.3.1.	Etude 01	118
VI.3.2.	Etude 02	119
VI.3.3.	Etude 03	121
VI.3.4.	Etude 04	121
VI.4.	Exploration des limitations des méthodes et propositions d'améliorations	122
VI.4.1.	Etude 01	122
VI.4.2.	Etude 02	124
VI.4.3.	Etude 03	125
VI.4.4.	Etude 04	127
VI.5.	Perspectives pour des travaux futurs dans le domaine de la surveillance des systèmes PVs et au-delà	128
VI.5.1.	Etude 01	128
VI.5.2.	Etude 02	129
VI.5.3.	Etude 03	131
VI.5.4.	Etude 04	132
VI.6.	Conclusion	133

Application et Perspectives

VI.1. Introduction

Ce chapitre se consacre à l'analyse des applications et des perspectives relatives aux méthodes élaborées pour les systèmes PV à grande échelle ou réels. L'objectif de ce chapitre est d'évaluer l'influence des conditions environnementales et opérationnelles sur la productivité des modules photovoltaïques, en mettant un accent particulier sur la région d'El-Oued en Algérie. Nous aborderons les stratégies d'optimisation de la performance, la réduction des pertes énergétiques, l'amélioration de la rentabilité, ainsi que la contribution à la durabilité. Par ailleurs, nous soulignerons l'importance du nettoyage régulier des panneaux PV.

Les résultats expérimentaux seront confrontés aux prévisions théoriques afin de valider les modèles utilisés. En conclusion, nous esquisserons des orientations de recherche futures visant à améliorer la conception, l'installation et la maintenance des systèmes PV autonomes résidentiels en Algérie.

VI.2. Application des méthodes développées à des systèmes PVs réels ou à grande échelle

L'application des méthodes proposées dans ces études à des systèmes PV réels présente plusieurs avantages et considérations importantes :

VI.2.1. Etude 01

- a) **Optimisation de la performance:** Les résultats expérimentaux et les simulations numériques ont démontré l'impact négatif de l'accumulation de poussière sur l'efficacité des panneaux PV. En appliquant ces méthodes à des systèmes réels, les opérateurs peuvent optimiser la performance de leurs installations en mettant en place des stratégies de nettoyage régulier pour maintenir les panneaux propres.
- b) **Réduction des pertes d'énergie:** L'étude a quantifié la réduction de l'efficacité énergétique due à la poussière, ce qui est crucial pour les systèmes PV à grande échelle. En comprenant l'ampleur de ces pertes, les gestionnaires de ces systèmes peuvent

prendre des mesures pour minimiser les pertes d'énergie et ainsi augmenter la production globale.

- c) **Amélioration de la rentabilité:** Des systèmes PV plus efficaces sont également plus rentables. En appliquant les méthodes de cette étude, les propriétaires de systèmes PV peuvent améliorer la rentabilité de leurs installations en réduisant les coûts opérationnels liés à la perte d'efficacité et en maximisant la production d'énergie.
- d) **Contribution à la durabilité:** L'entretien régulier des panneaux PV pour éviter l'accumulation de poussière contribue à la durabilité des systèmes solaires. Cela assure une longue durée de vie des panneaux et une production d'énergie stable et prévisible.
- e) **Adaptation aux conditions locales:** Les méthodes développées dans cette étude sont particulièrement pertinentes pour les régions arides comme El-Oued, où l'accumulation de poussière est un problème majeur. Ces méthodes peuvent être adaptées à d'autres environnements similaires pour améliorer l'efficacité des systèmes PV dans des conditions climatiques extrêmes.
- f) **Développement de solutions solaires robustes :** En intégrant les leçons tirées de cette recherche, les concepteurs et les fabricants de systèmes PV peuvent développer des solutions solaires plus robustes et efficaces, capables de résister aux défis environnementaux spécifiques des régions désertiques.

En conclusion, l'application des méthodes proposées dans cette étude à des systèmes PV réels est essentielle pour maximiser l'efficacité, la rentabilité, et la durabilité des installations solaires, en particulier dans les régions où l'accumulation de poussière est un facteur limitant significatif.

VI.2.2. Etude 02

1) Avantages :

- a) **Optimisation de l'Efficacité :** Les méthodes expérimentales et théoriques utilisées pour analyser l'efficacité des modules PV peuvent être appliquées pour optimiser la performance des systèmes PV à grande échelle. Cela inclut l'ajustement de l'angle d'inclinaison et l'utilisation de systèmes de suivi solaire pour maximiser l'exposition au soleil.
- b) **Réduction des Coûts :** L'analyse économique, y compris le calcul du coût nivelé de l'énergie, peut aider à réduire les coûts d'installation et d'exploitation des systèmes PV

à grande échelle, rendant l'énergie solaire plus compétitive par rapport aux sources d'énergie traditionnelles.

- c) **Impact Environnemental** : L'étude montre que l'utilisation de systèmes PV réduit significativement les émissions de CO₂. À grande échelle, cela pourrait contribuer de manière substantielle à la réduction des émissions globales de gaz à effet de serre.

2) Considérations :

- a) **Durabilité et Maintenance** : Les systèmes PV à grande échelle nécessitent une planification minutieuse pour assurer la durabilité et minimiser les coûts de maintenance. Les méthodes développées pour les systèmes résidentiels peuvent être adaptées pour gérer les défis spécifiques des installations à grande échelle.
- b) **Intégration avec d'Autres Sources d'Énergie** : L'étude suggère l'exploration de l'intégration des systèmes PV avec d'autres sources d'énergie renouvelable ou conventionnelle pour améliorer l'efficacité énergétique globale et la fiabilité du système.
- c) **Adaptation aux Conditions Locales** : Les résultats expérimentaux obtenus dans la région d'El-Oued peuvent être adaptés à d'autres régions en tenant compte des variations climatiques locales, ce qui est crucial pour la mise en œuvre réussie de systèmes PV à grande échelle.

En résumé, les méthodes développées dans cette étude offrent un cadre solide pour améliorer la performance et la viabilité économique des systèmes PV à grande échelle, tout en contribuant à des objectifs environnementaux plus larges.

VI.2.3. Etude 03

- 1) **Optimisation de l'efficacité énergétique** : Les résultats de l'étude montrent que l'angle d'inclinaison optimal des panneaux PV varie en fonction de la saison, avec 33° en mars et 28° en avril pour la région d'El-Oued en Algérie. L'application de ces angles d'inclinaison optimaux dans des systèmes PV réels peut améliorer l'efficacité énergétique des installations en maximisant l'exposition des panneaux au rayonnement solaire.
- 2) **Amélioration de la productivité** : La productivité des panneaux PV, mesurée en termes de puissance électrique produite, a été maximale le 21 avril 2023, avec une efficacité de

6.31 % et une puissance de 62.17 W. L'installation de panneaux PV avec les angles d'inclinaison recommandés peut donc augmenter la productivité des systèmes PV.

- 3) **Considérations saisonnières** : L'étude souligne la nécessité d'ajuster l'angle d'inclinaison des panneaux PV en fonction des changements saisonniers. Pour des systèmes PV à grande échelle, cela implique la mise en place de mécanismes d'ajustement de l'angle d'inclinaison de systèmes de suivi solaire à double axe pour maintenir l'optimalité tout au long de l'année.
- 4) **Intégration des énergies renouvelables** : L'application des résultats de cette étude à des systèmes PV réels contribue à l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique Algérien, en alignement avec les objectifs du gouvernement Algérien en matière d'exploitation de l'énergie solaire.
- 5) **Considérations pratiques** : La mise en œuvre des angles d'inclinaison optimaux dans des systèmes PV réels doit tenir compte de facteurs pratiques tels que la topographie du site, l'orientation des panneaux, les contraintes d'espace, et les conditions météorologiques locales.
- 6) **Économies de coûts** : À long terme, l'optimisation de l'angle d'inclinaison des panneaux PV peut entraîner des économies de coûts en augmentant la production d'énergie et en réduisant les besoins en maintenance et en remplacement des panneaux.

En conclusion, l'application des méthodes développées dans l'étude de Soulef Largot et al. à des systèmes PV réels ou à grande échelle peut améliorer l'efficacité et la productivité des installations photovoltaïques, contribuer à la réalisation des objectifs énergétiques nationaux, et favoriser l'utilisation durable des énergies renouvelables.

VI.2.4. Etude 04

- 1) **Amélioration de l'efficacité énergétique** : Les méthodes de détection de l'ombrage partiel, comme la détection en utilisant le modèle MobileNet combiné à un classificateur SVM, peuvent permettre de rapidement identifier les conditions d'ombrage pouvant affecter la performance du système PV, permettant ainsi des actions correctives (comme le nettoyage des panneaux ou l'ajustement de l'orientation) et une maximisation de la production d'énergie.

- 2) **Réduction des coûts de maintenance** : En intégrant une technique de détection d'ombrage partiel à un système PV, les exploitants de systèmes PV peuvent réduire les coûts de maintenance. La détection précoce des problèmes peut permettre d'éviter des réparations coûteuses et prolonger la durée de vie des équipements.
- 3) **Adaptabilité aux conditions locales** : Les méthodes décrites se peuvent être adaptées aux conditions climatiques spécifiques de chaque région. Par exemple, dans une zone où l'accumulation de poussière est un problème, les modèles d'ombrage partiel peuvent être adaptés pour tenir compte de ces conditions.
- 4) **Scalabilité** : Les approches légères, comme celle utilisant MobileNet, sont particulièrement adaptées aux systèmes à grande échelle, car elles nécessitent moins de ressources computationnelles tout en maintenant une haute précision. Cela permet une mise en œuvre efficace dans des installations PV de grande taille.
- 5) **Intégration avec des systèmes de gestion d'énergie** : Les résultats de ces méthodes peuvent être intégrés dans des systèmes de gestion d'énergie pour optimiser la production et la consommation d'énergie, contribuant ainsi à une meilleure gestion des ressources renouvelables.
- 6) **Validation continue** : L'utilisation de données en temps réel pour valider et affiner les modèles de détection permet d'améliorer continuellement la précision et l'efficacité des systèmes PV, garantissant ainsi une performance optimale au fil du temps.

En conclusion, l'application des méthodes développées dans cette étude à des systèmes PV réels ou à grande échelle peut considérablement améliorer l'efficacité, réduire les coûts de maintenance et s'adapter aux conditions locales, tout en étant suffisamment légères pour être mises en œuvre à grande échelle.

VI.3. Analyse des résultats obtenus et discussion des performances

VI.3.1. Etude 01

Les résultats expérimentaux présentés dans cette étude montrent clairement que l'accumulation de poussière a un impact significatif sur la performance des panneaux PVs. Les données collectées les 4 et 13 mai 2022 révèlent que le panneau PV propre (PV_r) a généré une énergie électrique supérieure à celle du panneau PV sale (PV_t) recouvert d'une densité de poussière de $14,5 \text{ g/m}^2$.

Le 4 mai 2022, le PV_r a produit 330.89 Wh d'énergie électrique, tandis que le PV_t n'a produit que 216.72 Wh, soit une réduction de 34.65%. De même, le 13 mai 2022, sous des conditions climatiques plus favorables, le PV_r a généré 414.01 Wh, comparé aux 271.16 Wh du PV_t, représentant une réduction presque identique de 34.67%. Ces résultats illustrent que malgré des conditions climatiques optimales, la présence de poussière sur le PV_t réduit considérablement son efficacité énergétique.

En termes de puissance électrique, le PV_r a atteint des valeurs de pointe de 52.82W et 66.28W les 4 et 13 mai, respectivement, tandis que le PV_t n'a atteint que 34.5 W et 43.29 W. La performance globale du PV_r a varié entre 5.85% et 6.56%, tandis que celle du PV_t a été limitée à 3.82% et 4.29%. Ces chiffres confirment que la poussière réduit l'intensité du courant, la tension, la puissance et la performance globale des panneaux PV.

La discussion des performances met en évidence l'importance critique de maintenir les panneaux PV propres, en particulier dans des environnements désertiques comme El-Oued, où l'accumulation de poussière est fréquente. L'étude souligne que pour garantir une production d'énergie optimale et durable, il est essentiel de mettre en place des stratégies de nettoyage et d'entretien régulier des installations solaires.

En conclusion, l'analyse des résultats obtenus dans cette étude démontre que l'accumulation de poussière sur les panneaux PV peut sérieusement réduire leur efficacité et que des mesures de nettoyage régulier sont essentielles pour maintenir une production d'énergie solaire efficace.

VI.3.2. Etude 02

Dans ce travail, l'étude expérimentale a examiné l'impact des conditions opérationnelles et environnementales sur la productivité des modules PV dans la région d'El-Oued en Algérie. Les résultats obtenus et la discussion des performances peuvent être résumés comme suit :

- 1) Scénarios expérimentaux :** Plusieurs scénarios ont été testés pour évaluer l'effet du système de suivi solaire, de l'angle d'inclinaison des modules PV, et de la propreté de leur surface sur la productivité.
- 2) Comparaison expérimentale vs. théorique :** Les résultats expérimentaux ont été comparés avec les résultats théoriques prédits par des équations mathématiques. Une très bonne convergence a été observée, avec des différences minimales entre les valeurs mesurées et prédites. Par exemple, dans le premier scénario, la différence entre la

production d'énergie mesurée expérimentalement et celle prédite théoriquement était de seulement 0.87 % pour le module PV cible (PV_t), ce qui est un écart très acceptable. De même, dans le deuxième scénario, où le module PV_t suivait le mouvement du soleil à l'aide d'un système de suivi solaire à axe unique horizontal, la différence entre les résultats expérimentaux et théoriques était de 0.175 %, ce qui confirme la précision des modèles de prédiction utilisés.

- 3) Efficacité du système PV :** L'efficacité du système PV est affectée par l'MGI, la T_{amb} , et la vitesse du vent (W_s). L'étude a montré que l'efficacité est optimale lorsque l'irradiance solaire est élevée et que la température ambiante reste acceptable.
- 4) Ratio de performance (PR_{PV}) :** Le rapport de performance a été calculé pour évaluer la productivité des modules PV. Ce rapport a montré que les modules PV sont performants dans les conditions climatiques de la région d'El-Oued.
- 5) Analyse économique :** L'analyse économique a révélé que l'investissement dans l'installation de systèmes PV est encourageant, notamment en raison des importantes quantités de rayonnement solaire dans la région. Cela permet de réduire les factures d'électricité et offre une solution viable pour électrifier les zones isolées.
- 6) Limites de l'étude :** La durée relativement courte de l'étude (six jours) ne permet pas de suivre les changements saisonniers ou annuels. De plus, l'étude n'a pas examiné l'intégration des systèmes PV avec d'autres sources d'énergie, ce qui pourrait affecter l'optimisation de l'efficacité énergétique et la fiabilité du système.
- 7) Suggestions pour la recherche future :** La recherche future pourrait s'étendre sur une plus longue période pour obtenir une perspective plus complète de la performance des modules PV tout au long de l'année. Elle pourrait également explorer l'intégration des systèmes PV avec d'autres technologies renouvelables ou conventionnelles.

En conclusion, l'étude a démontré que les modules PV sont une solution idéale pour les besoins énergétiques futurs dans divers secteurs en Algérie, en raison de leur productivité et de leur viabilité économique, surtout dans une région comme El-Oued qui bénéficie d'un ensoleillement abondant.

VI.3.3. Etude 03

Dans ce travail, l'étude expérimentale a pour objectif de déterminer l'angle d'inclinaison optimal des panneaux PV au printemps dans la région d'El-Oued en Algérie. Les résultats de cette étude, ont montré que l'angle d'inclinaison optimal pour maximiser l'efficacité et la productivité des panneaux PV était de 33° en mars et de 28° en avril.

Les performances des panneaux PV ont été évaluées en fonction de la radiation solaire globale et de la température ambiante. Le 21 avril 2023, les valeurs les plus élevées de radiation solaire globale (1001 W/m² à 11h00) et de température ambiante (27.6°C à 16h00) ont été enregistrées, ce qui a correspondu aux meilleures performances des panneaux PV avec une efficacité de 6.31 % et une puissance de 62.17 W.

Ces résultats sont essentiels pour l'installation correcte de systèmes PV dans la région d'El-Oued, en particulier si les panneaux sont équipés de systèmes de suivi solaire à double axe. L'étude a également mis en évidence la nécessité d'ajuster l'angle d'inclinaison des panneaux PV en fonction des changements saisonniers pour maintenir une efficacité et une productivité optimales.

En conclusion, la recherche que nous avons effectuée a révélé des connaissances significatives concernant l'angle d'inclinaison idéal des panneaux PV durant la saison printanière dans la région d'El-Oued. Ces résultats jouent un rôle essentiel dans l'optimisation de l'efficacité énergétique et de la performance des systèmes PV au sein de cette localité.

VI.3.4. Etude 04

Les résultats de cette étude montrent que le modèle proposé pour la détection de l'ombrage partiel dans les systèmes PV a atteint une précision impressionnante de 98.88 %. Ce résultat est significativement supérieur à celui du modèle MobileNet affiné, qui a obtenu une précision de 88.88 %. Cette amélioration des performances peut être attribuée à l'intégration du classificateur SVM avec l'architecture MobileNet, permettant une extraction plus efficace des caractéristiques pertinentes à partir des représentations visuelles des données.

- **Métriques de performance**

Les performances des modèles ont été évaluées à l'aide de plusieurs métriques, notamment :

- **Précision (Pr)** : 98.91 % pour le modèle MobileNet-SVM, indiquant une très faible proportion de faux positifs.

- **Sensibilité (Se)** : 98.88 %, ce qui montre que le modèle est très efficace pour détecter les cas d'ombrage partiel.
- **Spécificité (Sp)** : 98.88 %, soulignant la capacité du modèle à identifier correctement les échantillons sains.
- **Score F1 (F1)** : 98.88 %, qui combine la précision et le rappel, indiquant un bon équilibre entre les deux.

- **Temps d'entraînement**

Un autre aspect notable des résultats est la réduction significative du temps d'entraînement. Le modèle MobileNet-SVM a nécessité seulement 20 secondes pour l'entraînement, comparé à 1116 secondes pour le modèle MobileNet affiné. Cette efficacité en termes de temps de calcul est cruciale pour les applications en temps réel, rendant le modèle particulièrement adapté aux environnements à ressources limitées.

- **Discussion des résultats**

Les résultats expérimentaux confirment l'efficacité de l'approche proposée pour la détection de l'ombrage partiel. La transformation des signaux 1D en représentations visuelles 2D a permis au modèle de mieux extraire les caractéristiques discriminantes, ce qui est essentiel pour une détection précise. De plus, la séparation claire des clusters correspondant aux états sains et partiellement ombragés, comme le montre l'analyse t-SNE, renforce la validité de la méthode.

En conclusion, cette étude démontre que l'intégration de MobileNet avec un classificateur SVM offre une solution robuste et efficace pour la détection de l'ombrage partiel dans les systèmes photovoltaïques, avec des performances supérieures et une réduction significative du temps d'entraînement, ce qui est essentiel pour une mise en œuvre pratique dans des systèmes réels.

VI.4. Exploration des limitations des méthodes et propositions d'améliorations

VI.4.1. Etude 01

Cette étude présente une analyse approfondie de l'impact de l'accumulation de poussière sur la performance des panneaux PV dans la région d'El-Oued en Algérie. Bien que l'étude fournisse

des résultats expérimentaux et des simulations numériques robustes, il est important d'explorer les limitations potentielles des méthodes utilisées et de proposer des améliorations pour des recherches futures.

1) Limitations des méthodes:

- a) **Échantillonnage limité:** L'étude s'est basée sur des observations effectuées sur deux jours spécifiques (4 et 13 mai 2022). Un échantillonnage plus large sur une
- b) période plus longue permettrait de capturer une variété plus grande de conditions climatiques et de mieux comprendre les effets saisonniers de la poussière.
- c) **Localisation spécifique :** Les résultats sont spécifiques à la région d'El-Oued. Des études similaires dans d'autres régions climatiques au sein de l'Algérie ou dans d'autres pays désertiques pourraient fournir des données comparatives et des insights plus généraux.
- d) **Méthodes de nettoyage :** L'étude n'a pas exploré les méthodes de nettoyage des panneaux PV. Des recherches supplémentaires sur les techniques de nettoyage efficaces et durables pourraient être bénéfiques pour l'entretien des panneaux dans des environnements poussiéreux.
- e) **Variabilité des conditions de poussière :** La quantité et la composition de la poussière peuvent varier considérablement. Des analyses plus détaillées de la poussière elle-même pourraient améliorer la compréhension de son impact sur les panneaux PV.

2) Propositions d'améliorations :

- a) **Étude longitudinale :** Une étude s'étendant sur une période plus longue permettrait de collecter des données plus représentatives et de tenir compte de la variabilité saisonnière.
- b) **Étude comparative :** Des recherches dans d'autres régions avec des conditions climatiques similaires ou différentes pourraient permettre de comparer les effets de la poussière et de développer des solutions adaptées à des contextes variés.

- c) **Recherche sur les méthodes de nettoyage** : Des expériences sur différentes techniques de nettoyage des panneaux PV pourraient identifier les méthodes les plus efficaces et les plus respectueuses de l'environnement.
- d) **Analyse de la composition de la poussière** : Une analyse chimique et physique de la poussière pourrait fournir des informations sur son impact spécifique sur les panneaux PV et guider le développement de revêtements protecteurs ou de stratégies de nettoyage ciblées.
- e) **Modélisation avancée** : Le développement de modèles plus sophistiqués tenant compte de la variabilité de la poussière et des conditions climatiques pourrait améliorer les prévisions de performance des panneaux PV.

En conclusion, bien que l'analyse que nous avons réalisée ait offert des perspectives significatives concernant l'effet de la poussière sur les panneaux PV, il est impératif de mener des recherches complémentaires afin d'examiner les limites des méthodologies actuelles et de suggérer des améliorations pour développer des solutions plus exhaustives et efficaces.

VI.4.2. Etude 02

L'étude expérimentale de ce travail sur la productivité des modules PV dans la région d'El-Oued en Algérie a identifié plusieurs limitations et proposé des améliorations pour des recherches futures:

- 1) **Limitation de l'échantillonnage** : L'étude s'est concentrée sur un type spécifique de module PV (RAGGIE RG-M165W) et une seule région (El-Oued). Les conclusions ne peuvent donc pas être généralisées à tous les types de modules PV ou à toutes les régions d'Algérie. Une future recherche pourrait élargir l'échantillonnage pour inclure une plus grande variété de modules PV et de lieux à travers l'Algérie.
- 2) **Durée de l'étude** : La durée de l'étude (six jours) est relativement courte, ce qui ne permet pas de suivre les changements saisonniers ou annuels. Une étude à plus long terme serait nécessaire pour obtenir une perspective plus complète de la performance des modules PV tout au long de l'année.
- 3) **Intégration avec d'autres sources d'énergie** : L'étude n'a pas examiné l'intégration des systèmes PV avec d'autres sources d'énergie renouvelables ou conventionnelles. Cette

intégration pourrait améliorer l'efficacité énergétique et la fiabilité du système. Une recherche future pourrait explorer les opportunités d'intégration avec des systèmes de stockage d'énergie, des éoliennes ou d'autres technologies pour maximiser les bénéfices des installations solaires résidentielles en Algérie.

4) Maintenance des systèmes PV autonomes : Les systèmes PV autonomes résidentiels sont conçus pour résister aux conditions environnementales typiques, réduisant ainsi la fréquence des remplacements ou des réparations de composants. Cela les rend attractifs en termes de coûts initiaux et de coûts d'exploitation et de maintenance à long terme.

5) Analyse économique : L'analyse économique a montré que l'investissement dans l'installation de systèmes PV est encourageant, en particulier dans la région d'El-Oued qui reçoit une importante quantité de rayonnement solaire. Cela réduit les factures d'électricité et offre une solution viable pour électrifier les zones isolées.

En conclusion, en examinant ces limitations et en prenant en compte ces recommandations pour les recherches future, les études portant sur l'impact des conditions climatiques et opérationnelles sur la performance des modules photovoltaïques pourraient générer des connaissances significatives. Cela contribuerait à optimiser la conception, l'installation et l'entretien des systèmes PV autonomes résidentiels en Algérie.

VI.4.3. Etude 03

L'étude expérimentale de ce travail a permis de déterminer l'angle d'inclinaison optimal pour les panneaux PV dans la région d'El-Oued en Algérie au printemps. Les résultats ont montré que l'angle d'inclinaison optimal varie en fonction du mois, avec 33° en mars et 28° en avril. Cependant, l'étude présente certaines limitations et des améliorations peuvent être proposées:

1) Limitation saisonnière : L'étude s'est concentrée sur la saison du printemps. Les angles d'inclinaison optimaux pourraient varier en fonction des saisons, et une étude plus approfondie sur l'ensemble de l'année serait nécessaire pour obtenir des résultats plus complets.

2) Variabilité climatique : Les conditions climatiques peuvent varier considérablement d'une année à l'autre. Il serait utile de réaliser des mesures sur plusieurs années pour prendre en compte la variabilité climatique à long terme.

- 3) **Précision des mesures** : L'étude dépend de la précision des instruments de mesure utilisés. Des améliorations dans la précision des capteurs et des équipements de mesure pourraient réduire les incertitudes et améliorer la fiabilité des résultats.
- 4) **Modélisation et simulation** : Bien que l'étude soit expérimentale, la combinaison de résultats expérimentaux avec des simulations numériques pourrait fournir une meilleure compréhension des facteurs influençant l'efficacité des panneaux PV.
- 5) **Considérations pratiques** : L'étude propose des angles d'inclinaison optimaux, mais des facteurs pratiques tels que l'espace disponible, l'orientation et l'accessibilité pour l'entretien doivent également être pris en compte lors de l'installation des panneaux PV.
- 6) **Suivi solaire** : L'étude mentionne l'utilisation potentielle de systèmes de suivi solaire à double axe. Une exploration plus approfondie des avantages et des coûts de tels systèmes par rapport à des panneaux fixes avec des angles d'inclinaison optimaux serait bénéfique.
- 7) **Économie d'échelle** : L'étude pourrait être élargie pour examiner l'impact de l'échelle des installations PV sur l'efficacité et la productivité, ainsi que sur les coûts d'installation et de maintenance.
- 8) **Intégration des énergies renouvelables** : L'étude pourrait être étendue pour examiner comment les résultats obtenus s'intègrent dans le mix énergétique global de la région et du pays, et quelles politiques ou incitations pourraient encourager l'adoption des énergies renouvelables.
- 9) **Économie d'échelle** : L'étude pourrait être élargie pour examiner l'impact de l'échelle des installations PV sur l'efficacité et la productivité, ainsi que sur les coûts d'installation et de maintenance.
- 10) **Intégration des énergies renouvelables** : L'étude pourrait être étendue pour examiner comment les résultats obtenus s'intègrent dans le mix énergétique global de la région et du pays, et quelles politiques ou incitations pourraient encourager l'adoption des énergies renouvelables.

En conclusion, bien que l'étude réalisée ait offert des informations significatives concernant l'angle d'inclinaison optimal des panneaux PV dans la région d'El-Oued au printemps, il reste crucial de mener des améliorations ainsi que des recherches supplémentaires. Cela est nécessaire afin d'acquérir une compréhension plus approfondie et d'optimiser l'efficacité des systèmes PV dans cette région.

VI.4.4. Etude 04

Bien que les méthodes développées dans cette étude pour la détection de l'ombrage partiel dans les systèmes PV aient montré des performances impressionnantes, plusieurs limitations peuvent être identifiées, ainsi que des propositions d'améliorations :

1) Dépendance aux données d'entraînement :

- **Limitation** : La performance du modèle est fortement dépendante de la qualité et de la diversité des données d'entraînement. Si les données ne couvrent pas une large gamme de scénarios d'ombrage, le modèle peut ne pas généraliser efficacement à des conditions réelles.
- **Amélioration proposée** : Augmenter la taille et la diversité du jeu de données en incluant des échantillons provenant de différentes conditions environnementales et de types d'ombrage. L'utilisation de techniques de synthèse de données, comme la génération d'images par des réseaux antagonistes génératifs (GAN), pourrait également être bénéfique.

2) Complexité des conditions réelles :

- **Limitation** : Les conditions d'ombrage dans des environnements réels peuvent être plus complexes que celles simulées dans le jeu de données, incluant des variations dynamiques dues à des nuages, des mouvements d'objets, ou des changements saisonniers.
- **Amélioration proposée** : Intégrer des capteurs en temps réel pour collecter des données sur les conditions d'ombrage et ajuster le modèle en conséquence. Cela pourrait inclure l'utilisation de systèmes de vision par ordinateur pour surveiller les panneaux PV en temps réel.

3) Interprétabilité du modèle :

- **Limitation** : Les modèles basés sur des réseaux de neurones profonds, comme MobileNet, peuvent être perçus comme des "boîtes noires", rendant difficile l'interprétation des décisions prises par le modèle.
- **Amélioration proposée** : Utiliser des techniques d'interprétabilité des modèles, telles que LIME (Local Interpretable Model-agnostic Explanations) ou SHAP (SHapley Additive exPlanations), pour fournir des explications sur les prédictions du modèle et améliorer la confiance des utilisateurs.

4) Scalabilité et déploiement :

- **Limitation** : Bien que le modèle ait montré une réduction significative du temps d'entraînement, le déploiement à grande échelle dans des systèmes PV variés peut poser des défis en termes de ressources et d'infrastructure.
- **Amélioration proposée** : Développer des versions optimisées du modèle pour des plateformes spécifiques, comme des microcontrôleurs ou des systèmes embarqués, afin de faciliter le déploiement dans des environnements à ressources limitées.

5) Évaluation continue et mise à jour du modèle :

- **Limitation** : Une fois le modèle déployé, il peut devenir obsolète si les conditions d'exploitation changent ou si de nouvelles formes d'ombrage apparaissent.
- **Amélioration proposée** : Mettre en place un système de mise à jour continue du modèle basé sur des retours d'expérience et des données collectées après le déploiement, permettant ainsi d'adapter le modèle aux nouvelles conditions.

En conclusion, bien que les méthodes développées soient prometteuses, il est essentiel d'aborder ces limitations pour améliorer leur efficacité et leur applicabilité dans des scénarios réels.

VI.5. Perspectives pour des travaux futurs dans le domaine de la surveillance des systèmes PVs et au-delà

Les perspectives pour des travaux futurs dans le domaine de la surveillance des systèmes PV et au-delà, telles qu'elles peuvent être déduites de l'étude que nous avons menée, sont multiples et prometteuses. Voici quelques directions potentielles pour la recherche future:

VI.5.1. Etude 01

- 1) **Systèmes de surveillance avancés** : Le développement de systèmes de surveillance sophistiqués pour les installations PV est crucial. Ces systèmes pourraient utiliser des capteurs et des algorithmes intelligents pour détecter en temps réel l'accumulation de poussière et d'autres facteurs affectant la performance des panneaux, permettant ainsi une maintenance proactive.
- 2) **Techniques de nettoyage automatisées** : Des recherches pourraient être menées sur des méthodes de nettoyage automatisées ou semi-automatisées pour les panneaux PV,

réduisant la main-d'œuvre et améliorant l'efficacité opérationnelle, particulièrement dans les zones à accès difficile ou dans les grandes installations solaires.

- 3) **Matériaux et revêtements résistants à la poussière** : L'étude de nouveaux matériaux et revêtements pour les panneaux PV qui résistent à l'accumulation de poussière ou qui la repoussent facilement pourrait être une avenue intéressante pour réduire la fréquence de nettoyage nécessaire.
- 4) **Modélisation et simulation améliorées** : Des modèles plus précis et des simulations plus détaillées pourraient être développés pour prédire l'impact de la poussière et d'autres conditions environnementales sur la performance des systèmes PV, aidant ainsi à optimiser la conception et l'exploitation des installations solaires.
- 5) **Intégration des données météorologiques** : L'intégration des données météorologiques en temps réel dans les systèmes de gestion des installations PV pourrait permettre d'adapter dynamiquement l'entretien et l'exploitation en fonction des conditions climatiques prévues.
- 6) **Études à long terme** : Des études longitudinales sur l'accumulation de poussière et son impact sur les panneaux PV dans différentes régions et climats fourniraient des données précieuses pour comprendre les tendances à long terme et les effets saisonniers.
- 7) **Économie et viabilité** : Des recherches sur l'aspect économique de la surveillance et de l'entretien des systèmes PV, y compris l'analyse coût-bénéfice de différentes stratégies de maintenance, aideraient à déterminer les approches les plus rentables.
- 8) **Études comparatives internationales** : Des études comparatives entre différentes régions du monde, notamment entre climats désertiques et non désertiques, pourraient fournir des insights sur les meilleures pratiques de surveillance et d'entretien des systèmes PV à l'échelle mondiale.
- 9) **Impact environnemental** : L'évaluation de l'impact environnemental des méthodes de nettoyage et de maintenance des systèmes PV est essentielle pour garantir que les pratiques utilisées sont durables et respectueuses de l'environnement.

VI.5.2. Etude 02

- 1) **Surveillance avancée** : La mise en place de systèmes de surveillance avancés pour les installations PV permettrait de collecter des données en temps réel sur la performance des

modules, ce qui faciliterait l'identification précoce des problèmes et l'optimisation de l'efficacité.

- 2) **Intégration des données météorologiques** : L'intégration de données météorologiques précises dans les systèmes de surveillance PV pourrait améliorer la prédiction de la performance des modules en fonction des conditions climatiques changeantes.
- 3) **Analyse prédictive et maintenance préventive** : Le développement d'algorithmes d'analyse prédictive pourrait permettre de prévoir les défaillances des composants PV avant qu'elles ne se produisent, ce qui justifierait une maintenance préventive et réduirait les temps d'arrêt.
- 4) **Systèmes autonomes et connectés** : La recherche pourrait se concentrer sur la création de systèmes PV autonomes et connectés qui s'auto-diagnostiquent et s'auto-corrigent, réduisant ainsi la nécessité d'interventions humaines.
- 5) **Intégration avec d'autres sources d'énergie** : L'étude suggère d'explorer l'intégration des systèmes PV avec d'autres sources d'énergie renouvelables ou conventionnelles pour améliorer l'efficacité énergétique globale et la fiabilité du système.
- 6) **Stockage de l'énergie** : La recherche sur les solutions de stockage de l'énergie pour les systèmes PV deviendrait cruciale pour gérer la production d'énergie intermittente et optimiser l'utilisation de l'énergie solaire.
- 7) **Durabilité et longévité** : Des études approfondies sur la durabilité et la longévité des modules PV dans des conditions climatiques variées sont nécessaires pour améliorer la conception des systèmes et prolonger leur durée de vie.
- 8) **Économie circulaire** : La fin de vie des modules PV et la gestion des déchets deviendront des sujets de recherche importants dans le cadre de l'économie circulaire, visant à réduire l'impact environnemental des systèmes PV.
- 9) **Études à long terme** : Des études à plus long terme seraient nécessaires pour suivre les changements saisonniers ou annuels et obtenir une perspective plus complète de la performance des modules PV tout au long de l'année.
- 10) **Études comparatives** : Des études comparatives entre différents types de modules PV, différentes technologies et différentes régions géographiques pourraient fournir des informations précieuses pour la sélection et la mise en œuvre des systèmes PV.

VI.5.3. Etude 03

- 1) **Surveillance avancée des systèmes PV** : Développer des systèmes de surveillance plus sophistiqués qui pourraient utiliser des capteurs à haute résolution, des algorithmes d'apprentissage automatique et des technologies IoT pour surveiller en temps réel l'efficacité et la productivité des panneaux PV.
- 2) **Optimisation dynamique de l'angle d'inclinaison** : Étudier la faisabilité de systèmes de suivi solaire à double axe qui ajustent dynamiquement l'angle d'inclinaison des panneaux PV en fonction des conditions météorologiques changeantes, optimisant ainsi l'exposition au soleil tout au long de la journée et de l'année.
- 3) **Intégration des énergies renouvelables** : Examiner comment les données de surveillance des systèmes PV peuvent être intégrées dans les réseaux électriques intelligents pour une gestion plus efficace de l'énergie et une meilleure prévision de la production d'énergie renouvelable.
- 4) **Études saisonnières et annuelles** : Étendre l'étude expérimentale à d'autres saisons et sur une année complète pour obtenir une compréhension plus globale des variations de l'angle d'inclinaison optimal et de leur impact sur la performance des panneaux PV.
- 5) **Analyse comparative des technologies PV** : Comparer les performances de différents types de technologies PV (monocristallin, polycristallin, amorphe) dans des conditions similaires pour déterminer la meilleure option pour la région d'El-Oued.
- 6) **Impact climatique et environnemental** : Étudier l'impact du changement climatique sur la performance des systèmes PV et évaluer les stratégies d'adaptation pour maintenir une production d'énergie efficace.
- 7) **Économie d'échelle et viabilité financière** : Analyser la viabilité économique des systèmes PV à grande échelle en tenant compte des coûts d'installation, de maintenance et de l'évolution des prix de l'énergie.
- 8) **Éducation et sensibilisation** : Développer des programmes éducatifs pour sensibiliser le public et les décideurs à l'importance de l'énergie solaire et à la manière dont la

surveillance et l'optimisation des systèmes PV peuvent contribuer à la transition énergétique.

VI.5.4. Etude 04

- 1) **Amélioration des algorithmes de détection** : Les recherches futures pourraient se concentrer sur l'amélioration des algorithmes de détection d'ombrage partiel en intégrant des techniques d'apprentissage en profondeur plus avancées, telles que les réseaux de neurones convolutifs plus profonds ou les architectures hybrides qui combinent plusieurs modèles pour une meilleure précision.
- 2) **Utilisation de données en temps réel** : L'intégration de capteurs pour collecter des données en temps réel sur les conditions environnementales et de fonctionnement des systèmes PV pourrait permettre une détection plus dynamique et précise des problèmes, en adaptant les modèles de prédiction aux variations des conditions climatiques.
- 3) **Développement de systèmes de maintenance prédictive** : En utilisant les données collectées et les résultats des modèles de détection, il serait possible de développer des systèmes de maintenance prédictive qui anticipent les pannes avant qu'elles ne se produisent, réduisant ainsi les coûts de maintenance et améliorant la fiabilité des systèmes PV.
- 4) **Extension à d'autres types de systèmes énergétiques** : Les méthodes développées pour la détection d'ombrage dans les systèmes PV pourraient être adaptées à d'autres systèmes énergétiques renouvelables, tels que les éoliennes ou les systèmes de stockage d'énergie, permettant une surveillance et une optimisation similaires.
- 5) **Optimisation des performances en conditions extrêmes** : Les recherches futures pourraient explorer comment optimiser les performances des systèmes PV dans des conditions climatiques extrêmes, en tenant compte des effets de la chaleur, de l'humidité et des tempêtes de poussière, particulièrement dans des régions comme El-Oued.
- 6) **Intégration avec des systèmes de gestion d'énergie** : L'intégration des modèles de détection avec des systèmes de gestion d'énergie intelligents pourrait permettre une optimisation en temps réel de la production et de la consommation d'énergie, contribuant ainsi à une meilleure efficacité énergétique globale.

7) Évaluation de l'impact environnemental : Des études futures pourraient également se concentrer sur l'évaluation de l'impact environnemental des systèmes PV, en analysant comment les méthodes de détection et de maintenance peuvent contribuer à réduire l'empreinte carbone des installations photovoltaïques.

Les perspectives pour des travaux futurs dans le domaine de la surveillance des systèmes photovoltaïques sont vastes et prometteuses, offrant de nombreuses opportunités pour améliorer l'efficacité, la fiabilité et la durabilité des systèmes énergétiques renouvelables.

VI.6. Conclusion

En conclusion, notre recherche a apporté des contributions significatives à la compréhension de l'optimisation des performances des systèmes PV dans la région d'El-Oued, en Algérie. Nous avons établi l'angle d'inclinaison idéal pour les panneaux photovoltaïques durant la saison printanière, mis en lumière l'impact délétère de l'accumulation de poussière sur l'efficacité énergétique, et souligné l'importance de la mise en œuvre de stratégies de nettoyage régulier. Les résultats expérimentaux obtenus ont révélé une concordance étroite avec les prévisions théoriques, attestant ainsi de la fiabilité de nos modèles. De plus, nous avons relevé des limitations inhérentes à notre étude, telles que la durée de celle-ci et le caractère restreint de l'échantillonnage, et avons suggéré des pistes d'amélioration pour des recherches futures. En tenant compte de ces éléments, nous sommes persuadés que les approches développées dans cette étude peuvent favoriser une amélioration de l'efficacité énergétique, de la viabilité économique et de la durabilité des systèmes PV, tout en soutenant l'intégration des énergies renouvelables dans le paysage énergétique Algérien.

Conclusion générale

Les travaux présentés dans cette thèse de Doctorat apportent des contributions aux problèmes de durabilité et de performance des systèmes PV en Algérie, en particulier dans la région d'El-Oued. La thèse vise à améliorer la gestion et la maintenance de ces systèmes en développant des méthodes innovantes pour la prédiction et la surveillance des défaillances dans les systèmes électriques, notamment photovoltaïques, ce qui est crucial pour la transition énergétique durable en Algérie.

Dans cette thèse, nous nous sommes particulièrement intéressés aux systèmes PV. La thèse était structurée en plusieurs chapitres qui abordaient différents aspects des systèmes PV, notamment leur modélisation, l'analyse des défauts, et les applications à grande échelle.

Le chapitre II offrait une introduction générale aux systèmes PV, leur fonctionnement, et leur importance dans la production d'énergie. Il présentait une revue de la littérature existante, identifiait les lacunes de recherche, et soulignait le rôle crucial des systèmes PV dans la transition énergétique mondiale.

Le chapitre III se concentrait sur la modélisation et l'analyse des défauts dans les systèmes PV. Il décrivait les différents types de défauts qui pouvaient affecter ces systèmes, leur impact sur les performances, et les méthodes de diagnostic et de simulation. L'objectif était de fournir une compréhension approfondie des défis associés à la détection et à la gestion des défauts dans les systèmes PV.

Le chapitre IV visait principalement à présenter les méthodes et les techniques utilisées pour prévoir et surveiller les défauts dans les systèmes PV. Il détaillait les stratégies mises en place pour anticiper et détecter les problèmes avant qu'ils n'affectent la performance des systèmes PV. Il exposait les différentes approches, y compris les modèles statistiques et les méthodes basées sur l'intelligence artificielle, qui étaient essentielles pour la gestion et la maintenance efficaces des systèmes PV.

Le chapitre V se concentrait sur les applications pratiques des méthodes de prédiction et de surveillance des défauts proposées dans les chapitres précédents. Ce chapitre explorait les

implications des résultats de recherche pour l'industrie photovoltaïque et proposait des orientations pour des travaux futurs. Il discutait également de la manière dont les systèmes PV pouvaient être optimisés en termes de productivité et d'efficacité énergétique, en tenant compte des conditions climatiques et des besoins en entretien.

Le chapitre VI était consacré à l'application des méthodes élaborées pour les systèmes PV à grande échelle ou réels. Il évaluait l'influence des conditions environnementales et opérationnelles sur la productivité des modules photovoltaïques, avec un accent particulier sur la région d'El-Oued en Algérie. Il abordait les stratégies d'optimisation de la performance, la réduction des pertes énergétiques, l'amélioration de la rentabilité, et la contribution à la durabilité. Il soulignait également l'importance du nettoyage régulier des panneaux PV.

Cette thèse avait démontré que l'accumulation de poussière et les conditions opérationnelles et environnementales jouaient un rôle crucial dans la productivité des modules photovoltaïques dans la région d'El-Oued, en Algérie. Les résultats expérimentaux et théoriques convergents avaient montré que l'angle d'inclinaison optimal pour les modules PV dans cette région était de 33 degrés, avec une perte d'efficacité de 19.31 % en cas de sélection incorrecte de cet angle. Le suivi manuel du soleil avait amélioré l'efficacité du module PV de 1.63 %. Économiquement, une baisse de productivité énergétique de 34.68 % avait été enregistrée en raison du dépôt de poussière de 14.5 g/m².

L'étude avait également révélé que l'angle d'inclinaison optimal pour maximiser l'efficacité et la productivité des panneaux PV était de 33° en mars et de 28° en avril. La productivité maximale avait été enregistrée le 21 avril 2023, avec une efficacité de 6.31 % et une puissance de 62.17 W. Ces résultats étaient cruciaux pour l'installation correcte de systèmes PV dans la région d'El-Oued, en particulier ceux équipés de systèmes de suivi solaire à deux axes.

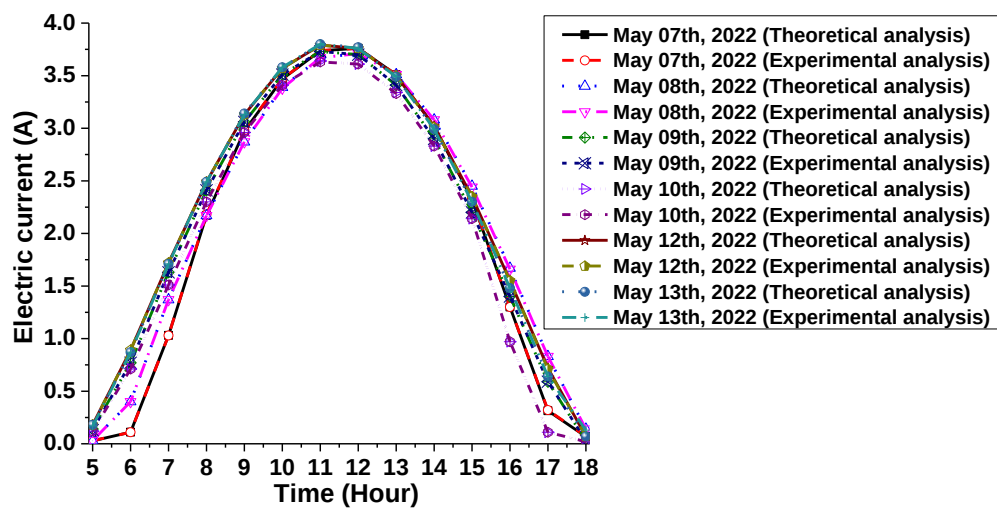
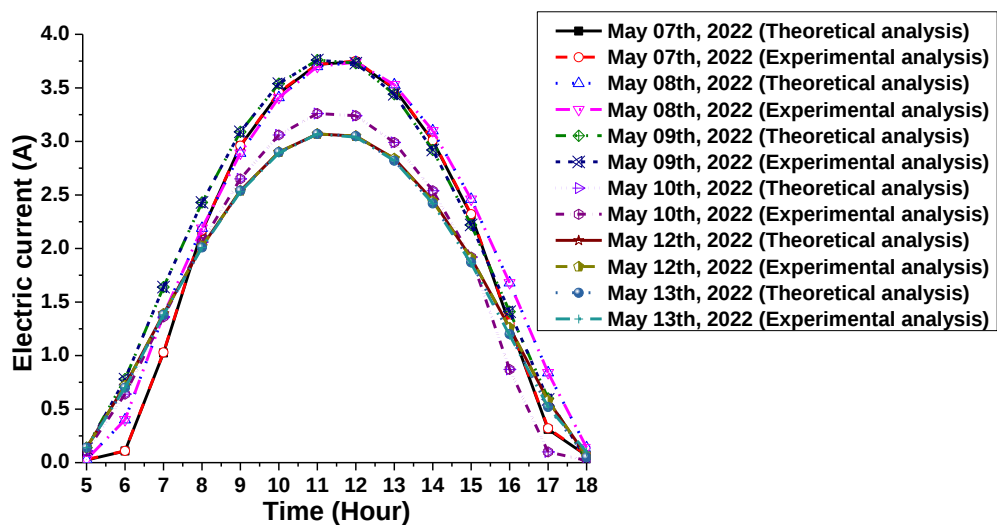
La détection précise de l'ombrage partiel est essentielle pour maintenir la fiabilité et l'efficacité des systèmes photovoltaïques (PV). Nous avons proposé un modèle de détection novateur qui tire parti d'une architecture MobileNet pré-entraînée combinée à un classificateur SVM pour améliorer les performances de détection. Pour optimiser la compatibilité avec l'architecture MobileNet, les signaux 1D d'origine sont convertis en représentations visuelles à l'aide d'un cadre simple mais efficace, permettant au modèle d'extraire des caractéristiques significatives de manière plus efficace. Notre approche proposée a atteint une précision impressionnante de 98.88 %, tout en réduisant considérablement le temps d'entraînement par rapport à un modèle MobileNet affiné. Cette combinaison de haute précision et d'efficacité

computationnelle rend le modèle particulièrement adapté à un déploiement dans des environnements à ressources limitées.

En conclusion, cette thèse avait apporté une contribution significative à l'installation efficace de panneaux PV dans la région d'El-Oued en Algérie, en identifiant les angles d'inclinaison optimaux pour la saison du printemps et en soulignant l'importance de l'énergie solaire dans la production d'électricité. Les résultats pouvaient être utilisés pour améliorer la conception et l'installation de systèmes PV dans d'autres régions à travers le monde. Cette recherche avait contribué également à une meilleure compréhension des conditions environnementales uniques du climat saharien et à l'optimisation des systèmes d'énergie solaire dans la région, soutenant ainsi les efforts du gouvernement Algérien pour accroître le rôle des énergies renouvelables dans le mix énergétique national.

Annexe A.

Evolution du courant de la tension électrique du panneau PV

Fig. A1. Evolution du courant électrique du panneau PV de référence (PV_r).Fig. A2. Evolution du courant électrique du panneau PV ciblé (PV_c).

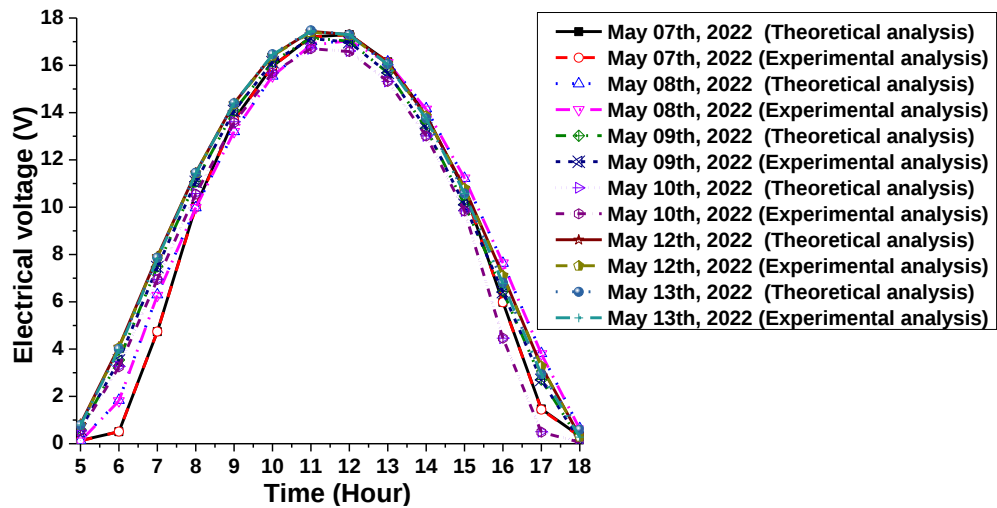


Fig. A3. Evolution de la tension électrique du panneau PV de référence (PV_r).

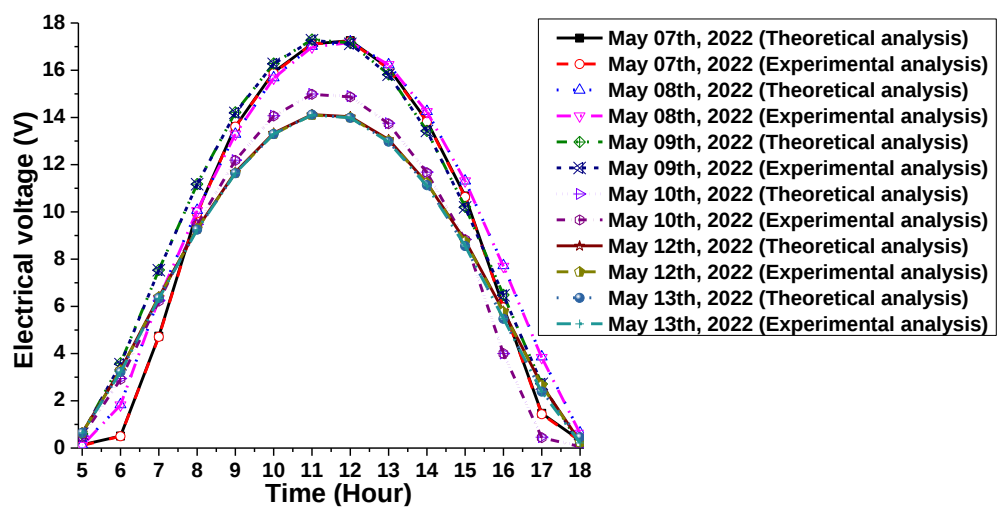


Fig. A4. Evolution de la tension électrique du panneau PV ciblé (PV_t).

Bibliographie

Bibliographies

- [1] Nature Energy, “Global and regional trends in renewable energy investment”, *Nature Energy*, vol. 8, pp. 215-227, 2023.
- [2] IRENA and ILO (2023), Renewable energy and jobs: Annual review 2023, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi and International Labour Organization, Geneva. ISBN: 978-92-9260-552-0.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Sep/IRENA_Renewable_energy_and_jobs_2023.pdf
- [3] UNEP (2023). “Emissions Gap Report 2023”, United Nations Environment Programme. ISBN: 978-92-807-4098-1, doi: 10.59117/20.500.11822/43922
- [4] G.R. Timilsina, K.U. Shah, “Economics of renewable energy: a comparison of electricity production costs across technologies”, Oxford Research Encyclopedia of Environmental Science, 2022, doi: 10.1093/acrefore/9780199389414.013.693
- [5] K. Altıntaş, T. Turk, and Ö. Vayvay, “Renewable Energy for a Sustainable Future”, *Marmara Journal of Pure and Applied Sciences (MAJPAS)*, vol. 28, pp. 7–13, 2016, doi: 10.7240/mufbed.97723.
- [6] IEA (2023). “Renewables 2023: Analysis and Forecast to 2028.” International Energy Agency.
https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf
- [7] IRENA, (31 March 2020). “Renewable capacity highlights”, International Renewable Energy Agency.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2020.pdf
- [8] CEREFÉ (2020), Transition Energétique en Algérie, Edition 2020, EISSN/ISSN 2716-8654.
https://www.cerefe.gov.dz/wp-content/uploads/2022/02/Rapport_CEREFÉ_TE-2020-4.pdf
- [9] Future of solar photovoltaic : Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects, IRENA,
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf
- [10] Marie-Alix DT. Photovoltaic and wind energy potential in Europe – A systematic review. *Renew Sustain Energy Rev* 2023;179:113189, doi: 10.1016/j.rser.2023.113189.
- [11] Kuczynski W, Chliszcz K. Energy and exergy analysis of photovoltaic panels in northern Poland. *Renew Sustain Energy Rev* 2023;174:113138. doi: 10.1016/j.rser.2022.113138.
- [12] Gómez-Calvet R, Martínez-Duart JM, Gómez-Calvet AR. The 2030 power sector transition in Spain: Too little storage for so many planned solar photovoltaics? *Renew Sustain Energy Rev* 2023;174:113094, doi: 10.1016/j.rser.2022.113094.
- [13] Sohani A, et al. Building integrated photovoltaic/thermal technologies in Middle Eastern and North African countries: Current trends and future perspectives. *Renew Sustain Energy Rev* 2023;182:113370, doi: 10.1016/j.rser.2023.113370.
- [14] Costoya X, et al. Assessing the complementarity of future hybrid wind and solar photovoltaic energy resources for North America. *Renew Sustain Energy Rev* 2023; 173:113101, doi: 10.1016/j.rser.2022.113101.
- [15] Vargas Gil GM, et al. Photovoltaic energy in South America: Current state and grid

- regulation for large-scale and distributed photovoltaic systems. *Renew Energy* 2020;162:1307–20, doi: 10.1016/j.renene.2020.08.022.
- [16] C. Park et al. What determines future changes in photovoltaic potential over East Asia? *Renew Energy* 2022;185:338–47, doi: 10.1016/j.renene.2021.12.029.
- [17] Beuse M, et al. Profitability of commercial and industrial photovoltaics and battery projects in South-East-Asia. *Appl Energy* 2020;271:115218, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115218.
- [18] Bockelmann F, et al. Renewable energy in Antarctica - Photovoltaic for Neumayer Station III. *Solar Energy Advances* 2022;2:100026, doi: 10.1016/j.seja.2022.100026.
- [19] Khan S, et al. Roof integrated photovoltaic for electric vehicle charging towards net zero residential buildings in Australia. *Energy Sustain Dev* 2023;73:340–54, doi: 10.1016/j.esd.2023.02.005.
- [20] Yang RJ, et al. Digitalizing building integrated photovoltaic (BIPV) conceptual design: A framework and an example platform. *Build Environ* 2023;243:110675, doi: 10.1016/j.buildenv.2023.110675.
- [21] Ghodbane M, Boumeddane B, Said N. A linear Fresnel reflector as a solar system for heating water: theoretical and experimental study. *Case Studies in Thermal Engineering* 2016;8(C):176–86, doi: 10.1016/j.csite.2016.06.006.
- [22] Z. Said, et al. "Optical performance assessment of a small experimental prototype of linear Fresnel reflector". *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 16, 100541, 2019, doi: 10.1016/j.csite.2019.100541.
- [23a] A. Khechekhouche *et al.* "Polluted groundwater treatment in southeastern Algeria by solar distillation," *Algerian Journal of Environmental Science and Technology*, vol. 6, 2020. Available at: <https://www.aljest.net/index.php/aljest/article/view/269/260>.
- [23b] A. Khechekhouche *et al.* "Impact of Solar Energy and Energy Storage on a Still's Nocturnal Output," *Journal of Testing and Evaluation*, vol. 51, 2023, pp. 20220701, doi: 10.1520/JTE20220701.
- [24] Z. Said, M. Ghodbane, A.K. Tiwari, H.M. Ali, B. Boumeddane, Z.M. Ali, "4E (Energy, Exergy, Economic, and Environment) examination of a small LFR solar water heater: An experimental and numerical study," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 27, 2021, pp. 101277, doi: 10.1016/j.csite.2021.101277.
- [25] Z. Said, M. Ghodbane, L.S. Sundar, A.K. Tiwari, M. Sheikholeslami, B. Boumeddane, "Heat transfer, entropy generation, economic and environmental analyses of linear Fresnel reflector using novel rGO-Co3O4 hybrid nanofluids," *Renewable Energy*, vol. 165, 2021, pp. 420-437, doi: 10.1016/j.renene.2020.101154.
- [26] M. Ghodbane, E. Bellos, Z. Said, B. Boumeddane, A.K. Hussein, L. Kolsi, "Evaluating energy efficiency and economic effect of heat transfer in copper tube for small solar linear Fresnel reflector," *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, vol. 143, 2021, pp. 4197-4215, doi: 10.1007/s10973-020-09384-6.
- [27] Z. Said, M. Ghodbane, B. Boumeddane, A.K. Tiwari, L.S. Sundar, C. Li, N. Aslfattahi, E. Bellos, "Energy, exergy, economic and environmental (4E) analysis of a parabolic trough solar collector using MXene-based silicone oil nanofluids," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 239, 2022, pp. 111633, doi: 10.1016/j.solmat.2022.111633.
- [28] A.K. Hussein *et al.* "The effect of the baffle length on the natural convection in an enclosure filled with different nanofluids," *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, vol. 147, 2022, pp. 791-813, doi: 10.1007/s10973-020-10300-1.
- [29] M. Ghodbane, Z. Said, A.K. Tiwari, L.S. Sundar, C. Li, B. Boumeddane, "4E (energy, exergy, economic and environmental) investigation of LFR using MXene-based silicone oil nanofluids," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 49, 2022, pp. 101715, doi: 10.1016/j.seta.2021.101715.
- [30] M. Ghodbane, Z. Said, O. Ketfi, B. Boumeddane, A.T. Hoang, M. Sheikholeslami, M.E.H. Assad, M. Hossein Ahmadi, V.N. Nguyen, V.D. Tran, T.H. Truong, "Thermal performance assessment of an ejector air-conditioning system with parabolic trough collector using R718 as a refrigerant: A case study in Algerian desert region," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 53, 2022, pp. 102513, doi: 10.1016/j.seta.2022.102513.
- [31] M. Ghodbane, B. Boumeddane, A. Khechekhouche, S. Largot, "Study of the effect of the

- position and metal of the receiver tube on the performance of a parabolic trough solar collector," *Materials Today: Proceedings*, vol. 51, 2022, pp. 2144-2151, doi: 10.1016/j.matpr.2021.12.2497.
- [32] M. Ghodbane, D. Benmenine, A. Khechekhouché, B. Boumeddane, "Brief on Solar Concentrators: Differences and Applications," *Instrumentation Measure Metrologie*, vol. 19, 2020, pp. 371-378, doi: 10.18280/im.190507.
- [33] M. Ghodbane, M. Majdak, B. Boumeddane, "The efficiency of linear Fresnel reflectors in producing superheated steam for power plant drive," *E3S Web Conf.*, vol. 323, 2021, article 00011, doi: 10.1051/e3sconf/202132300011.
- [34] M. Teggat, A. Elbar, A. Laouer *et al.*, "Challenges and prospects of concentrated solar power deployment in Algeria," *European Journal of Sustainable Development Research*, vol. 8, no. 4, 2024, em0269, doi: 10.29333/ejosdr/15137
- [35] Sathyamurthy, "Impact of Solar Energy and Energy Storage on a Still's Nocturnal Output," *Journal of Testing and Evaluation*, vol. 51, 2023, pp. 20220701, doi: 10.20220701.20221520/JTE20220701.
- [36] Z. Said *et al.* "Energy, exergy, economic and environmental (4E) analysis of a parabolic trough solar collector using MXene based silicone oil nanofluids," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 239, 2022, 111633, doi: 10.1016/j.solmat.2022.111633.
- [37] S. Largot *et al.* "Experimental study on the effect of operational and environmental conditions on photovoltaic modules productivity in El-Oued region, Algeria," *Energy Conversion and Management: X*, vol. 23, 2024, 100655, doi: 10.1016/j.ecmx.2024.100655
- [38] AfDB (2023). "The Renewable Energy and Energy Efficiency Strategy for Algeria", African Development Bank.
<https://afdb.africa-newsroom.com/press/tag/renewable-energy>
- [39] R. Ihaddadene, M.E.H. Jed, N. Ihaddadene, "Assessing the effectiveness of a PV power plant and its subfields in Algeria: Case study Tamanrasset," *Energy for Sustainable Development*, vol. 77, pp. 101348, 2023, doi: 10.1016/j.esd.2023.101348.
- [40] P. Díaz-Cuevas, B. Haddad, and M. Fernandez-Nunez, "Energy for the future: Planning and mapping renewable energy. The case of Algeria," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 47, 2021, 101445, doi: 10.1016/j.seta.2021.101445.
- [41] A. Zafar & D. Khelif, "Solar Energy Potential and Deployment Challenges in Algeria," *Renewable Energy*, vol. 197, pp. 120-130, 2023.
- [42] P. Díaz-Cuevas, B. Haddad, M. Fernandez-Nunez, "Energy for the future: Planning and mapping renewable energy. The case of Algeria", *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 47, art. no. 101445, 2021.
- [43] R. Ihaddadene, M.-E.-H. Jed, and N. Ihaddadene, "Assessing the effectiveness of a PV power plant and its subfields in Algeria: Case study Tamanrasset," *Energy for Sustainable Development*, vol. 77, 2023, 101348, doi: 10.1016/j.esd.2023.101348.
- [44] A. Bendaas, K. Bouchouicha, S. Semaoui, A. Razagui, S. Bouchakour, and S. Boulahchiche, "Performance evaluation of large-scale photovoltaic power plant in Saharan climate of Algeria based on real data," *Energy for Sustainable Development*, vol. 76, 2023, 101293, doi: 10.1016/j.esd.2023.101293.
- [45] J.A. Fernández-Rubiera *et al.* "Sawtooth V-trough cavity for low concentration photovoltaic systems based on small-scale linear Fresnel reflectors: Optimal design, verification and construction," *Electronics*, vol. 12, 2023, 2770, doi: 10.3390/electronics12132770.
- [46] A. Nakhaei Zadeh, M. Ameri, A. Shojaei, I. Baniasad Askari, "Optical Efficiency of Linear Fresnel Reflectors in Fixed, Variable and Optimal Distance between Mirrors: Theoretical and Experimental Studies," *International Journal of Engineering, Transactions B: Applications*, vol. 37, no. 02, pp. 283-97, 2024.
- [47] A. Barbón *et al.* "A general algorithm for the optimization of photovoltaic modules layout on irregular rooftop shapes," *Journal of Cleaner Production*, vol. 365, 2022, 132774, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.132774.
- [48] P. Marocco, M. Gandiglio, M. Santarelli, "Optimal design of PV-based grid-connected

- hydrogen production systems,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 434, pp. 140007, 2024, doi: 10.1016/j.jclepro.2023.140007.
- [49] P. Asigri, F. Effah, D. Opoku, D. Kwegyir, A. Eshun, B. Owiredo, M. Shafiyu, and S. Ekow, "Technical Performance of Grid-Connected Rooftop Solar PVs," *International Journal of Energetica*, vol. 8, 2023, pp. 20-29, doi: 10.47238/ijeca.v47238i47232.47223.
- [50] M. Danoune, A. Djafour, Y. Rehouma, A. Degla, and Z. Dress, "Effective Modeling of Photovoltaic Modules Using Sailfish Optimizer," *International Journal of Energetica*, vol. 7, 2023, pp. 26-32, doi: 10.47238/ijeca.v47237i47232.47209.
- [51] CEREFEE, Bilan des capacités d'énergies renouvelables installées en Algérie à fin 2023. <https://www.cerefe.gov.dz/fr/2024/09/10/le-cerefe-publie-le-bilan-des-realisations-en-energies-renouvelables-en-algerie-2023>
- [52] Energies renouvelables en Algérie. [Online] Available: <https://www.algerie-eco.com/2023/09/06/energies-renouvelables-en-algerie-pres-de-590-mw-de-puissance-installee-a-fin-2022/>, Accessed 24th Jun 2024
- [53] A. Smets, K. Jäger, O. Isabella, R.V. Swaaij, M. Zeman, *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems*, Bloomsbury USA, 2016, ISBN: 1906860327
- [54] N. Khadidja, Commande de la charge et la décharge de la batterie d'une installation photovoltaïque isolée. 2022, University center of abdalhafid boussouf, Mila, Algeria.
- [55] M.A. Green et al. "Solar Cell Efficiency Tables (Version 54)." *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 28, no. 1, pp. 3-15, 2020.
- [56] S.S. Panagoda, G. Tilanka, I. Sandunika, S. Alwis "Advancements In Photovoltaic (Pv) Technology for Solar Energy Generation " *Journal of Research Technology & Engineering*, vol. 4, no. 3, pp. 30-72, 2023.
- [57] R. Chenni, M. Makhlouf, T. Kerbach, and A. Bouzid, "A detailed modeling method for photovoltaic cells," *Energy*, vol. 32, no. 9, pp. 1724–1730, 2007, doi: 10.1016/j.energy.2006.12.006.
- [58] M. Premkumar, C. Kumar & R. Sowmya, "Mathematical Modelling of Solar Photovoltaic Cell/Panel/Array based on the Physical Parameters from the Manufacturer's Datasheet," *International Journal of Renewable Energy Development*, vol. 9, no. 1, pp. 7-22, 2020, doi: 10.14710/ijred.9.1.7-22
- [59] A.B. learreta "Réalisation de commandes MPPT Numériques," Rapport de stage Projet Fin d'Etudes, Universtat Rovira, Virgili 2006.
- [60] A. M. Zaki, S. I. Amer, M. Mostafa, "Maximum power point tracking for PV system using advanced neural networks technique", *Electronics Research Institute (ERI), Dokki, Cairo, Egypt, International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, vol. 2, Iss. 12, 2012.
- [61] A. S. H. van der Heide, A. Schönecker, J. H. Bultman, and W. C. Sinke, "Explanation of high solar cell diode factors by nonuniform contact resistance," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 13, no. 1, pp. 3–16, Jan. 2005, doi: 10.1002/pip.556.
- [62] K. Ranabhat, L. Patrikeev, A. Antal'evna-Revina, K. Andrianov, V. Lapshinsky, and E. Sofronova, "An introduction to solar cell technology," *Istraz. i Proj. za privredu*, vol. 14, no. 4, pp. 481–491, 2016, doi: 10.5937/jaes14-10879.
- [63] S. Bader, X. Ma, et B. Oelmann, "One-diode photovoltaic model parameters at indoor illumination levels – A comparison ", *Solar Energy*, vol. 180, pp. 707-716, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.01.048.
- [64] T. Boutaba, "Contribution à la modélisation et à la commande d'un système de génération hybride Solaire-Eolien". Thèse de Doctorat, Université abbès laghrour –khenchela, Algérie, 2018.
- [65] R. Corkish, M. A. Green, M. E. Watt, and S. R. Wenham, *Applied Photovoltaics*. Routledge, 2013.
- [66] X. H. Nguyen and M. P. Nguyen, "Mathematical modeling of photovoltaic cell/module/arrays with tags in Matlab/Simulink," *Environ. Syst. Res.*, vol. 4, no. 1, pp. 24, 2015, doi: 10.1186/s40068-015-0047-9.
- [67] L. A. Hecktheuer, A. Krenzinger, and C. W. M. Prieb, "Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis," *J. Brazilian Soc. Mech. Sci.*, vol.

- 24, no. 1, pp. 26–32, Mar. 2002, doi: 10.1590/S0100-73862002000100004.
- [68] Krismadinata, N. A. Rahim, H. W. Ping, and J. Selvaraj, "Photovoltaic Module Modeling using Simulink/Matlab," *Procedia Environ. Sci.*, vol. 17, pp. 537–546, 2013, doi: 10.1016/j.proenv.2013.02.069.
- [69] R. Corkish, M. A. Green, M. E. Watt, and S. R. Wenham, *Applied Photovoltaics*. Routledge, 2013.
- [70] H. Bellia, R. Youcef, and M. Fatima, "A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB," *NRIAG J. Astron. Geophys.*, vol. 3, no. 1, pp. 53–61, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.nrjag.2014.04.001.
- [71] J-M, Cottier, A, Mermoud, M, Villos, J. Graf. Centrales photovoltaïques Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets A l'usage des bureaux d'ingénieurs. Programme d'action PACER – Energies renouvelables. Office fédéral des questions conjoncturelles; 1996.
- [72] Ressources naturelles CANADA. Introduction aux systèmes photovoltaïques. 2001. <https://www.habiter-autrement.org/12.energies/contributions-12/Intoduction-aux-systemes-photovoltaïques.pdf>
- [73] Y. Himri, A. B. Stambouli, B. Draoui & S. Himri. "Techno-economical study of hybrid power system for a remote village in Algeria," *Energy*, 33(7), 1128-1136, 2008.
- [74] A. Asnil, K. Krismadinata, I. Husnaini, H. Hazman, E. Astrid. "Real-Time Monitoring System Using IoT for Photovoltaic Parameters". *TEM Journal*, vol. 12, pp. 1316-1322, 2023. doi: 10.18421/TEM123-11.
- [75] D. S. Vanaja, A. A. Stonier, "A Real-Time Implementation of Performance Monitoring in Solar Photovoltaics Using Internet of Things". In: *Suhag, S. Mahanta, C. Mishra, S. (eds) Control and Measurement Applications for Smart Grid. Lecture Notes in Electrical Engineering*, vol. 822. Springer, Singapore, 2022, doi: 10.1007/978-981-16-7664-2_8
- [76] Y. Zhu, W. Xiao, "A comprehensive review of topologies for photovoltaic I–V curve tracer", *Solar Energy*, vol. 196, pp. 346-357, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2019.12.020.
- [77] D. F. U. Putra, A. A. Firdaus, R. T. Yunardi, M. Ali, A. P. Rosalino and N. P. U. Putra, "Real-Time Monitoring of Dual-Axis PV System Based on Internet of Things," *2021 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA)*, Surabaya, Indonesia, 2021, pp. 349-353, doi: 10.1109/ISITIA52817.2021.9502207.
- [78] D. E. Zegtouf, "Surveillance et détection de défauts d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique," *Mémoire. Trois-Rivières, Université du Québec à Trois-Rivières*, 2020.
- [79] Monitoring Platforms for Solar Photovoltaic Systems. [Online] Available: <https://www.energy.gov/femp/monitoring-platforms-solar-photovoltaic-systems>, Accessed 24th Août 2024
- [80] M. S. Khan, H. Sharma and A. Haque, "IoT Enabled Real-Time Energy Monitoring for Photovoltaic Systems," *2019 International Conference on Machine Learning, Big Data, Cloud and Parallel Computing (COMITCon)*, Faridabad, India, 2019, pp. 323-327. doi: 10.1109/COMITCon.2019.8862246.
- [81] A. K. Tossa, et al. "Energy performance of different silicon photovoltaic technologies under hot and harsh climate," *Energy*, vol. 103, pp. 261–270, 2016. doi: 10.1016/j.energy.2016.02.133
- [82] A. Djalab, N. Bessous, M. M. Rezaoui, I. Merzouk, "Study of the effects of partial shading on PV array". In 2018 international conference on communications and electrical engineering (ICCEE), El Oued, Algeria, 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/CCEE.2018.8634512.
- [83] S. Fadhel, D. Diallo, C. Delpha, A. Migan, I. Bahri, M. Trabelsi, M. F. Mimouni, "Maximum power point analysis for partial shading detection and identification in photovoltaic systems". *Energy Conversion and Management*, vol. 224, 113374, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113374..
- [84] E. Koutroulis and F. Blaabjerg, "A New Technique for Tracking the Global Maximum Power Point of PV Arrays Operating Under Partial-Shading Conditions," in *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 2, no. 2, pp. 184-190, April 2012, doi: 10.1109/JPHOTOV.2012.2183578.
- [85] A. Teta, A. Kouzou, M. M. Rezaoui and H. Abu-Rub, "Interactive PV-Shunt Active Power Filter based on Impedance Source Inverter Controlled by SRF-MVF," *2021 18th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD)*, Monastir, Tunisia,

- 2021, pp. 306-311, doi: 10.1109/SSD52085.2021.9429460
- [86] A. Chennana, A. Teta, A. Soulef Largot, E.O. Belabbaci, A. Cheknane, "Efficient Partial Shading Detection in Photovoltaic Systems Using a Lightweight MobileNet and SVM Classifier" *2024 1st International Conference on Applications and Technologies of Renewable Energy Systems (ICATRES)*, 2024.
- [87] A. G. Howard, "Mobilenets: Efficient convolutional neural networks for mobile vision applications," *arXiv preprint arXiv:1704.04861*, 2017, doi: 10.48550/arXiv.1704.04861.
- [88] V. N. Vapnik, (2013). *The nature of statistical learning theory*, 2nd ed. (Applied Information Science and Statistics (ISS)). Springer New York, NY, 2013, pp. 267-290, doi :10.1007/978-1-4757-3264-1.
- [89] V. Jakkula, "Tutorial on support vector machine (svm)," *School of EECS, Washington State University*, vol. 37, no. 2.5, p. 3, 2006
- [90] A. G. Howard, M. Zhu, B. Chen, D. Kalenichenko, W. Wang, T. Weyand, M. Andreetto, and H. Adam, "Mobilenets: Efficient convolutional neural networks for mobile vision applications," *arXiv preprint arXiv:1704.04861*, 2017.
- [91] V. N. Vapnik, "The nature of statistical learning theory" vol. 8, no. 6. New York, New York, USA: Springer, 1995.
- [92] V. Jakkula, "Tutorial on support vector machine (svm)," *School of EECS, Washington State University*, vol. 37, no. 2.5, p. 3, 2006.
- [93] A. Bakdi, A. Guichi, S. Mekhilef, and W. Bounoua, "Gpvs-faults: Experimental data for fault scenarios in grid-connected pv systems under mppt and ippt modes," *Mendeley Data*, vol. 1, p. 78, 2020.