



**République Algérienne Démocratique et
Populaire**



**Ministère de l'Enseignement Supérieure et
de la Recherche Scientifique**

Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued

FACULTE DE TECHNOLOGIE DEPARTEMENT DE

GÉNIE ÉLECTRIQUE

Projet de fin de cycle

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine: Technologie

Filière: Génie Électrique

Spécialité: Réseau Électrique

Thème

**Digital Twin et Détection de Défauts Basée sur l'IA
les Systèmes Photovoltaïques : Étude de Cas d'EL-
HADJIRA**

Présenté par:

Dr.Maamri Oussama

Président

Khadraoui Djamel Eddine

Dr.Toumi Djafer

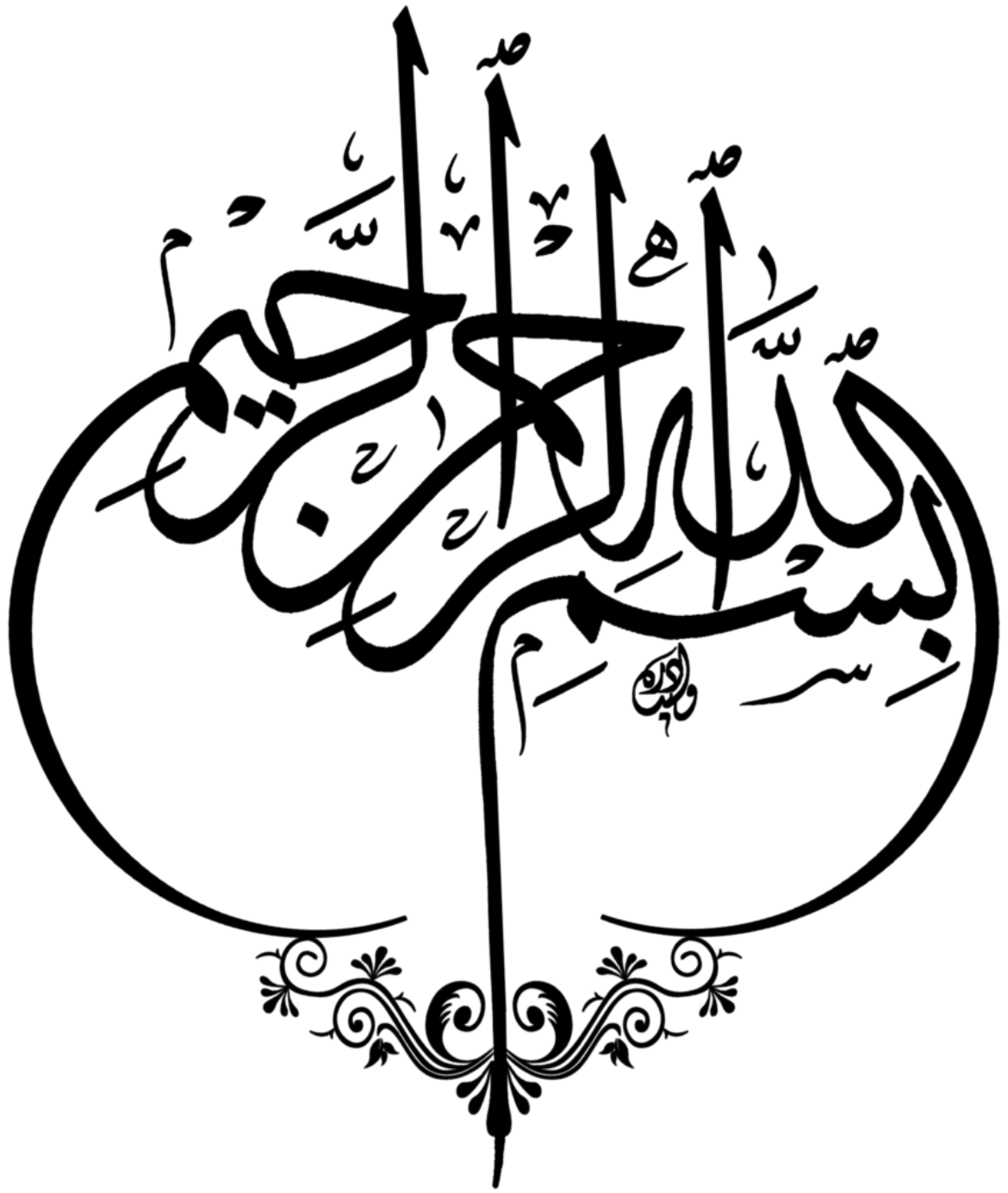
Examineur

-Ahmadi Brahim Khalifa

Dr.Kaid Imad Eddine

Encadreur

Année Académique 2025-2026





Remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier notre en cadreur **Dr. Kaid imad eddine** , pour son précieux conseil et son aide du rant toute la période du travail. Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'il sont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail

Et de l'enrichir par leurs propositions. Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail





Remerciements

Dieu merci. Mon parcours universitaire a pris fin après l'épuisement et les épreuves. Et ici, je termine ma thèse de fin d'études avec toute la vigueur et l'activité. Je dédicace mon diplôme et ma joie à mon père, ma mère et tous les membres de ma famille. Je ne dois pas oublier, mes professeurs et tous ceux qui m'ont soutenu et encouragé dans ma vie et m'ont donné un coup de pouce. Merci

Djamel Eddine...





Remerciements

Dieu merci. Mon parcours universitaire a pris fin après l'épuisement et les épreuves. Et ici, je termine ma thèse de fin d'études avec toute la vigueur et l'activité. Je dédie mon diplôme et ma joie à mon père, ma mère et tous les membres de ma famille.

Je ne dois pas oublier mes amis, mes professeurs et tous ceux qui m'ont soutenu et encouragé dans ma vie et m'ont donné un coup de pouce. Merci

Brahim Khalifa



Résumé



Résumé:

Ce mémoire présente une approche innovante pour la surveillance et le diagnostic des défauts dans les systèmes photovoltaïques (PV) en exploitant la technologie du Jumeau Numérique (Digital Twin) associée à l'Intelligence Artificielle (IA). La problématique centrale réside dans la vulnérabilité des installations PV face aux anomalies électriques et environnementales, souvent difficiles à détecter par les méthodes conventionnelles.

À travers une étude de cas appliquée à la centrale d'EL-HADJIRA, un modèle numérique a été conçu pour simuler en temps réel le comportement de l'entité physique, en utilisant le langage Python et des algorithmes d'apprentissage automatique (Machine Learning).

Les résultats démontrent une forte capacité du modèle à prédire la production d'énergie avec une précision significative (coefficient de détermination ($R^2 \approx 0.88$) et à identifier efficacement les écarts liés aux défauts.

L'étude conclut que la synergie entre le Jumeau Numérique et l'IA constitue un levier performant pour optimiser les stratégies de maintenance, réduire les coûts opérationnels et garantir la pérennité de la production énergétique. Mots-clés : Énergie photovoltaïque, Jumeau Numérique, Intelligence Artificielle, Détection de défauts, Centrale d'El-Hadjira, Machine Learning.

Mots-clés : Énergie photovoltaïque, Jumeau Numérique, Intelligence Artificielle, Détection de défauts, Centrale d'El-Hadjira, Machine Learning.

Summary :

This thesis presents an innovative approach for the monitoring and fault diagnosis of photovoltaic (PV) systems by leveraging Digital Twin (DT) technology integrated with Artificial Intelligence (AI). The primary challenge addressed is the vulnerability of PV installations to various electrical and environmental faults, which significantly degrade energy yield and are often difficult to detect using conventional maintenance methods.

Through a practical case study of the EL-HADJIRA power plant, a digital model was developed to simulate the real-time behavior of the physical asset using Python and Machine Learning algorithms. The results demonstrate the model's high capability in predicting power generation with significant accuracy (Coefficient of Determination $R^2 \approx 0.88$) and effectively identifying deviations caused by system faults. The study concludes that the synergy between Digital Twin and AI serves as a powerful tool for optimizing maintenance strategies, reducing operational costs, and ensuring the long-term sustainability of renewable energy production.

Keywords: Photovoltaic Energy, Digital Twin, Artificial Intelligence, Fault Detection, El-Hadjira Plant, Machine Learning.

ملخص :

تتناول هذه المذكرة تطوير حل مبتكر لمراقبة وتشخيص الأعطال في الأنظمة الفوتوضوئية باستخدام تقنية التوأم الرقمي (Digital Twin) المدعومة بالذكاء الاصطناعي (AI). تكمن المشكلة الأساسية في تأثر مردودية المحطات الشمسية بالأعطال الكهربائية والبيئية، وصعوبة الكشف عنها بالطرق التقليدية. من خلال دراسة حالة تطبيقية على محطة "الحجيرة"، تم تصميم نموذج رقمي يحاكي سلوك المحطة الفيزيائية في الوقت الفعلي باستخدام لغة البرمجة Python وخوارزميات تعلم الآلة (Machine Learning). أظهرت النتائج قدرة النموذج على التنبؤ بإنتاج الطاقة بدقة عالية (معامل تحديد $R^2 \approx 0.88$) ، وتحديد الانحرافات الناتجة عن الأعطال بكفاءة.

تخلص الدراسة إلى أن دمج التوأم الرقمي مع الذكاء الاصطناعي يمثل أداة فعالة لتحسين استراتيجيات الصيانة، وتقليل التكاليف التشغيلية، وضمان استدامة إنتاج الطاقة المتجددة.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الفوتوضوئية، التوأم الرقمي، الذكاء الاصطناعي، كشف الأعطال، محطة

الحجيرة، تعلم الآلة.

Sommaire



Liste des Tableau

Tableau I -1: Caractéristiques majeures des commandes MPPT.....	18
Tableau III -1: Différence entre simulation classique et Digital Twin	47

Liste des Figure

Figure I-1: Schéma synoptique de l'effet photovoltaïque	5
Figure I-2: Types des cellules photovoltaïques	6
Figure I-3: Modèle idéal d'une cellule PV	6
Figure I-4: Modèle à une diode d'une cellule PV	7
Figure I-5: Modèle à deux diodes d'une cellule PV	8
Figure I-6: Caractéristiques électrique I-V et P-V d'un panneau photovoltaïque.	10
Figure I-7: Caractéristique courant tension de N_s cellule en série .	12
Figure I-8: Caractéristique courant tension de N_p cellule en parallèle .	12
Figure I-9: Schéma d'un champ photovoltaïque avec diodes by-pass et diode anti-retour	14
Figure I-10: influence de la température sur la tension de circuit ouvert (V_{co})	14
Figure I-11: influence de l'ensoleillement sur le point de puissance maximal (PPM)	15
Figure I-12: Organigramme de l'algorithme MPPT basé sur P&O.	16
Figure I-13: Organigramme de l'algorithme MPPT basé sur IncCond	17
Figure I-14: Installation photovoltaïque autonome .	19
Figure I-15: Installation photovoltaïque couplée au réseau	19
Figure I-16: Système hybride .	20
Figure II-1 : Décoloration sur la surface de la cellule	26
Figure II-2: Délemination auteur jeu de barre.....	26
Figure II-3: Corrosion dans les interconnexions de cellules de jeu de barre.....	27
Figure II-4 : Traces d'escargot	27
Figure II-5: Bris de verre	28
Figure II-6: Fissure sur un Panneau photovoltaïque.....	28
Figure II-7: Défaut de circuit ouvert.....	30
Figure II-8: Défaut ligne à ligne	30
Figure II-9: Court-circuit entre le module PV et la terre	31
Figure II-10: Défaut d'arc	31
Figure II-11: Défaut d'ombrage	33
Figure II-12: Défaut Points Chauds	33
Figure II-13: Défaut Hot Spot (Point chaud).	34
Figure II-14: Défaut Surchauffe des connexions électriques.....	34
Figure II-15: Défaut Surchauffe des diodes de dérivation (Bypass Diodes).	35
Figure II-16: Paramètres de la courbe IV	37
Figure II-17: EL Failure	39
Figure II-18: défaillance UVFL.....	39

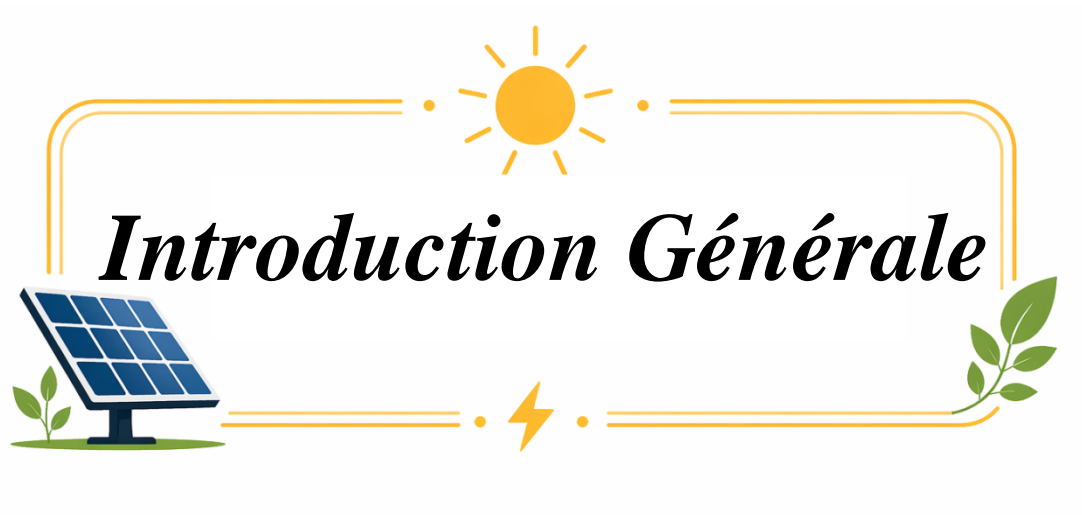
Figure III-1: Représentation du concept de Digital Twin et interaction entre système physique et virtuel.	47
Figure III-2: Modèles d'intelligence artificielle utilisés dans le Digital Twin. .	49
Figure IV-1 : Profil de l'irradiance solaire durant une journée normale (clear-sky).	57
Figure IV-2 : Profil de l'irradiance durant une journée anormale.....	57
Figure IV-3 : Comparaison entre la puissance réelle et estimée (journée normale).....	57
Figure IV-4: Comparaison entre la puissance réelle et estimée (journée anormale).	58
Figure IV-5: Score d'anomalie basé sur les résidus avec seuils 95% et 99%. ...	58
Figure IV-6 : Corrélation entre la puissance réelle et la puissance estimée.	59
Figure IV-7 : Distribution des résidus du modèle.	59
Figure IV-8: Relation entre la puissance et l'irradiance avec identification des anomalies.	60

 sommaire

<i>Remerciements</i>	3
<i>Remerciements</i>	4
Résumé:	7
Summary :	8
: ملخص.....	9
Liste des Tableau.....	XI
Liste des Figure	XII
sommaire	XIV
Introduction Générale.....	1
<i>Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïque</i>	
I-1- Introduction :	3
I-2- Historique :	4
I-3- L 'Effet photovoltaïque :	4
I-4- Différents types des cellules solaires :	5
I-5- Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque:	6
I-5-1- Modèle idéal d'une cellule PV :	6
I-5-2- Modèle à une diode:	7
I-5-3- Modèle à deux diodes:	8
I-6- Caractéristique électrique d'un panneau photovoltaïque:	9
I-7- Les paramètres d'un panneau photovoltaïque:	10
I-8- Regroupement des cellules:.....	11
I-8-1- Regroupement en série:	11
I-8-2- Regroupement en parallèle:.....	12
I-9- module photovoltaïque:	12
I-10- Générateur photovoltaïque:.....	13
I-10-1- Protections classiques d 'un GPV:	13
I-10-2- La poursuite du point de puissance maximal MPPT (Maximum Power Point Tracker) :	13
I-11- Les différents types de systèmes photovoltaïques:.....	18
I-11-1- Système PV autonome:	18

I-11-2- Systèmes couplés au réseau:	19
I-11-3- Systèmes hybrides:	20
I-12- Les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque:	20
I-12-1- Les avantages de l'énergie photovoltaïque:	20
I-12-2- Les inconvénients de l'énergie photovoltaïque:	21
I-13- Conclusion :	22
<i>Chapitre II: Diagnostic et défauts des systèmes photovoltaïques</i>	
II-1- Introduction :	24
II-2- Notions générales sur le diagnostic des systèmes PV:	25
II-3- Types de défauts dans les systèmes PV :	25
II-3- 1 Défauts physiques :	25
II-3-2 Défaut électrique :	28
II-3- 3 Défauts environnementaux :	32
II-3-4- Défauts thermiques :	33
II-5- Méthodes classiques de détection et de diagnostic des défauts:	36
II-5-1- Méthodes électriques :	36
II-5-2- Techniques statistiques et de traitement du signal :	37
II-5-3- Méthodes visuelle est thermiques(VTM):	38
II-6-Limites des approches traditionnelles dans les systèmes photovoltaïques (PV) :	40
II-6-1- Détection tardive des anomalies :	41
II-6-2- Faible précision dans la localisation des défauts :	41
II-6-3 Coûts élevés de maintenance et de main-d'œuvre :	41
II-6-4- Absence de surveillance continue :	42
II-6-5- Sensibilité aux conditions environnementales :	42
II-6-6 Difficulté à détecter les défauts internes :	42
II-7- Conclusion :	43
<i>Chapitre III:</i>	
<i>Digital Twin et intelligence artificielle pour la détection des défauts</i>	
III-1- Introduction:	45
III-2- Concept du Digital Twin :	46
III-2-1- Définition du Digital Twin :	46
III-2-2- Évolution du concept:	46

III-2-3- Objectifs du Digital Twin :	47
III-2-4- Différence entre simulation classique et Digital Twin:	47
III-3- Architecture et types de Digital Twin :	47
III- 3-1- Formulation mathématique :	48
III-3-2- Importance de l'architecture dans la détection des défauts : ...	48
III-3-3- Application du Digital Twin aux systèmes photovoltaïques : ...	49
III-4- Rôle du Digital Twin dans les systèmes photovoltaïques:	49
III-4-1- Exemple d'application:	49
III-4-2- Avantages de l'utilisation du Digital Twin dans les systèmes PV:	50
III-4-3- Limites et défis:	50
III-5- Rôle de l'intelligence artificielle dans le Digital Twin:	50
III-5-1- Importance de l'IA dans le Digital Twin:	50
III-6- Comparaison avec les méthodes basées uniquement sur l'intelligence artificielle:	51
III-6-1- Approche basée uniquement sur l'IA:	51
III-6-3- Comparaison globale:	52
III-6-4- Analyse critique:	52
III-7- Conclusion :	53
<i>Chapitre IV : Étude de cas – Digital Twin de la centrale photovoltaïque d'El Hadjira</i>	
IV-1- Introduction:	55
IV-2- Présentation de la centrale et des données:	56
IV-3- Prétraitement des données:	56
IV-4- Modélisation du Digital Twin:	56
IV-5- Détection des anomalies:	56
IV-6- Résultats et analyse:	57
IV-7- Le modèle présente une bonne performance avec un coefficient R^2 ≈ 0.88	60
IV-8- Conclusion:	61
Conclusion General	63
Références et bibliographiques	65



Introduction Générale :

Le monde assiste aujourd'hui à une transition énergétique majeure vers les sources renouvelables, où l'énergie photovoltaïque (PV) occupe une place prépondérante. Cependant, la performance et la fiabilité de ces systèmes sont souvent compromises par divers types de défauts. Pour pallier les limites des méthodes de maintenance traditionnelles, l'intégration du Jumeau Numérique (Digital Twin) et de l'Intelligence Artificielle (IA) s'impose comme une solution innovante pour la surveillance et le diagnostic en temps réel.

Ce travail de recherche, intitulé "Digital Twin and AI-Based Fault Detection for Photovoltaic Systems: Case Study of EL-HADJIRA", vise à développer une approche intelligente pour détecter et localiser les anomalies. Notre mémoire est structuré en quatre chapitres:

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur les systèmes photovoltaïques. Il présente les principes fondamentaux de la conversion de l'énergie solaire, les composants d'une installation PV et les facteurs influençant leur rendement.

Le deuxième chapitre traite du diagnostic et de l'étude des défauts (électriques, thermiques et environnementaux). Il analyse l'impact de ces pannes sur la production et souligne la nécessité d'outils de détection avancés.

Le troisième chapitre introduit le concept du Jumeau Numérique et de l'IA. Nous y explorons l'architecture de cette technologie ainsi que le rôle des algorithmes d'apprentissage (Machine Learning et Deep Learning) dans l'amélioration de la précision du diagnostic.

Le quatrième chapitre constitue la partie pratique de notre étude. Il est dédié à l'application du modèle de Jumeau Numérique sur la centrale photovoltaïque d'El-Hadjira. Nous y détaillons le prétraitement des données, la conception du modèle sous Python et l'analyse des résultats obtenus.



*Chapitre I : Généralités sur les
systèmes photovoltaïques*



I-1- Introduction :

La production d'énergie à partir de sources renouvelables constitue une réponse essentielle aux enjeux énergétiques et environnementaux contemporains. Dans ce contexte, l'énergie solaire photovoltaïque (PV) est devenue l'une des technologies les plus prometteuses pour la conversion directe de la lumière du soleil en électricité, grâce à son caractère propre, modulable et économiquement compétitif.

Un système photovoltaïque regroupe un ensemble d'éléments permettant de capter l'énergie solaire, de la convertir en courant électrique continu, puis de l'adapter aux besoins des utilisateurs ou du réseau électrique. Ces systèmes peuvent être installés à différentes échelles, depuis de petites installations résidentielles jusqu'à de vastes centrales solaires, ce qui en fait une solution flexible pour divers contextes d'application.

Cependant, pour maximiser la production d'énergie et garantir une fiabilité optimale, il est indispensable de comprendre en profondeur les composants, les principes de fonctionnement et les facteurs qui influencent les performances de ces systèmes PV. Cette compréhension permet également d'identifier les défis liés à l'exploitation, à la maintenance et à l'intégration des technologies avancées de surveillance et de diagnostic.

Ce chapitre vise donc à fournir une base solide sur les systèmes photovoltaïques, en abordant leurs concepts fondamentaux, les différents types de configurations possibles et les principaux composants qui les constituent. Il introduit également le principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques et les facteurs clés influençant les performances globales des installations PV.

I-2- Historique :

L'origine de la Cellule solaire remonte à l'année 1839, lorsque le physicien français Edmond Becquerel mit en évidence l'effet photovoltaïque au cours d'expériences menées sur une cellule composée d'électrodes métalliques permettant la circulation d'un courant électrique. Il constata que la production d'électricité augmentait lorsque la cellule était exposée à la lumière solaire.

En 1873, Willoughby Smith découvrit que le sélénium possédait des propriétés photoconductrices. Trois ans plus tard, William Grylls Adams et Richard Evans Day combinèrent ces deux découvertes en démontrant qu'il était faisable de générer de l'électricité à partir de l'énergie solaire. En 1883, l'inventeur américain Charles Fritts conçut la première cellule solaire opérationnelle à base de sélénium. Aujourd'hui, bien que le silicium soit l'élément le plus couramment utilisé dans les cellules photovoltaïques modernes, les dispositifs à base de sélénium ont constitué le prototype des technologies actuelles. De nombreux autres physiciens ont également contribué au développement de cette technologie, mais Edmond Becquerel et Charles Fritts sont généralement reconnus comme les pionniers de la cellule photovoltaïque. Leur travail préliminaire a jeté les bases de l'évolution technologique qui a mené à la conception actuelle des panneaux solaires, largement présents sur les toitures résidentielles. Des exemples de panneaux photovoltaïques modernes installés sur des toits d'habitations sont illustrés ci-dessous [1].

I-3- L 'Effet photovoltaïque :

Du fait de l'organisation des cellules photovoltaïques, la rencontre entre les photons du rayonnement lumineux incident et le matériau semi-conducteur entraîne un transfert d'énergie, ce qui provoque l'effet photovoltaïque. Une cellule photovoltaïque se compose principalement de deux couches de silicium dopées de manière distincte, créant ainsi une jonction P-N. La structure et le fonctionnement d'une cellule solaire sont illustrés dans la figure I-1. La couche en contact avec la lumière est dopée de manière négative avec un semi-conducteur de type N, tel que le phosphore (P), alors que la couche située en dessous est dopée de manière positive avec un semi-conducteur de type P, tel que le bore (Br). Cette disposition engendre un champ électrique à l'interface P-N, favorisant ainsi la dissociation des porteurs de charge (électrons et trous) produits dans le semi-conducteur suite à l'exposition au rayonnement photonique. Lorsque des paires électron-trou sont générées dans la barrière de potentiel, elles sont séparées par le champ électrique : les électrons se dirigent vers la zone de type N, tandis que les trous se déplacent vers la zone de type P, ce qui entraîne une accumulation de charges majoritaires aux extrémités des deux régions. Afin de faciliter la récupération de l'énergie

électrique produite, des contacts métalliques, couramment en aluminium ou en argent, sont déposés sur les surfaces

Antérieure et postérieure de la cellule photovoltaïque.

La technique de sérigraphie est fréquemment utilisée pour produire ces objets. Il est essentiel de concevoir les contacts préalables de manière à réduire au minimum l'obstruction de la lumière. Lorsqu'une charge est branchée aux bornes de la cellule photovoltaïque, cela engendre la production d'un courant électrique continu. Cependant, des pertes d'énergie se produisent, en particulier en raison de la recombinaison des porteurs de charge, de la réflexion du rayonnement incident et de l'ombrage causé par les contacts avant. De surcroît, certaines longueurs d'onde du spectre solaire demeurent inexploitées lors du processus de conversion photovoltaïque [2].

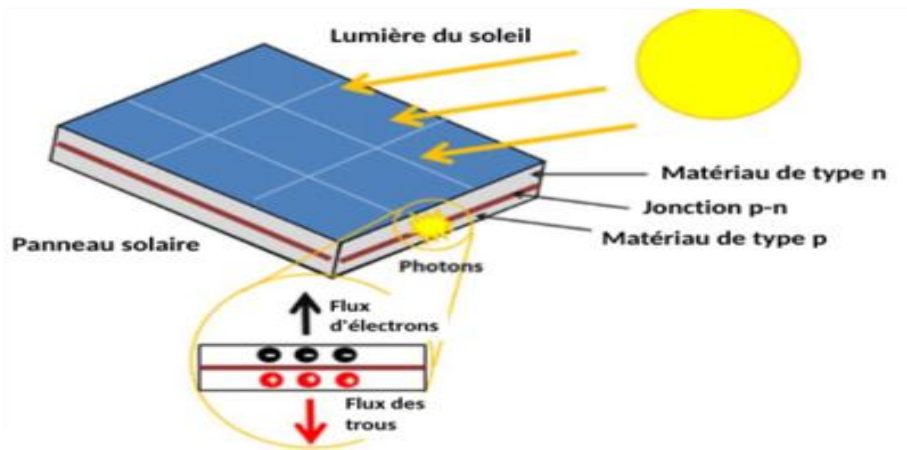


Figure I-1: Schéma synoptique de l'effet photovoltaïque .

I-4- Différents types des cellules solaires :

Diverses catégories de cellules solaires, également appelées cellules photovoltaïques, présentent des caractéristiques distinctes en termes d'efficacité et de coût. Toutefois, quelle que soit leur catégorie, leur efficacité demeure relativement faible, variant de 8 à 23% de l'énergie reçue. Actuellement, on distingue trois principaux types de cellules :

Les cellules monocristallines sont caractérisées par : Il s'agit des cellules qui présentent le rendement le plus élevé (12-16% ; jusqu'à 23% en laboratoire), mais également celles qui ont le coût le plus élevé en raison d'un processus de fabrication complexe.

Les cellules polycristallines sont des structures composées de multiples cristaux. En raison de leur conception simplifiée, ces dispositifs présentent des coûts de production réduits, mais leur efficacité est moindre, se situant entre 11% et 13% (18% en conditions de laboratoire).

Les cellules amorphes sont caractérisées par une structure désordonnée. Ces cellules photovoltaïques présentent un rendement modeste, variant entre 8% et 10% en conditions

réelles et atteignant 13% en laboratoire. Cependant, elles se distinguent par leur faible épaisseur de silicium et leur coût abordable. Elles sont fréquemment employées dans de petits biens de consommation tels que des calculatrices solaires ou des montres[3].

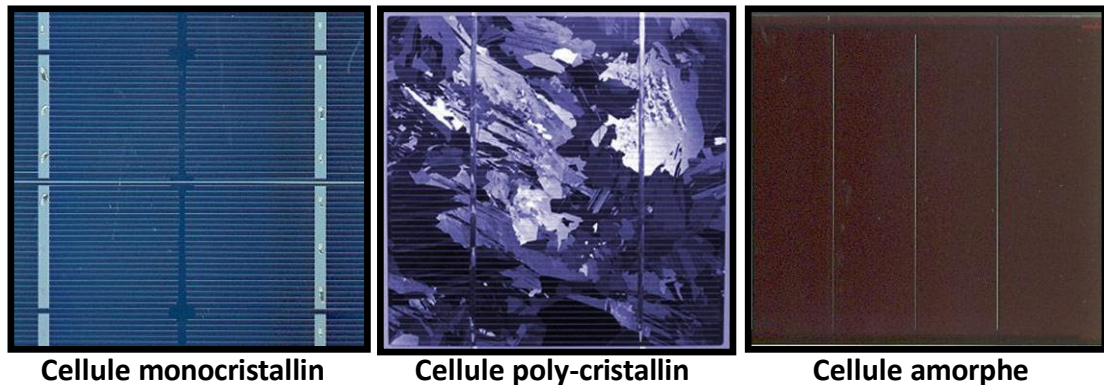


Figure I-2: Types des cellules photovoltaïques .

I-5- Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque:

Pour simuler le comportement d'une cellule photovoltaïque, il est essentiel de concevoir un modèle mathématique basé sur le circuit électrique équivalent. Trois modèles électriques principaux sont largement utilisés dans la littérature. Un aspect crucial de la configuration physique de la cellule réside dans les paramètres inclus, qui font la différence entre ces modèles [4].

I-5-1- Modèle idéal d'une cellule PV :

Le modèle de la cellule consistera en une source de courant I_{ph} en parallèle avec une diode. La résistance série R_s , illustrée dans la figure I.3, est considérée comme une source de pertes ohmiques qui expliquent certains phénomènes observés au niveau de la cellule [4].

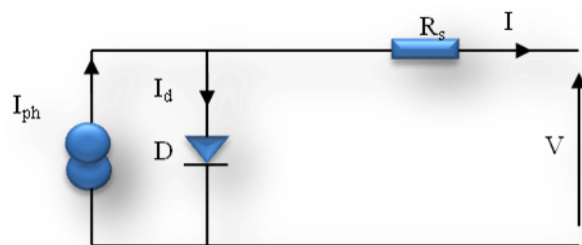


Figure I-3: Modèle idéal d'une cellule PV.

Ce modèle électrique modélise la cellule en un générateur du courant idéal, selon la loi des nœuds, le courant à la sortie du cellule I est donné par :

$$I = I_{ph} - I_d$$

I.1)

Avec :

I_{ph} : Le photo-courant qui est constant pour un ensoleillement donné.

I_d : Le courant traversant la diode donnée par l'équation I.2.

$$I_d = I_s \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{aV_t} \right) - 1 \right] \quad (I.2)$$

Avec :

a : Facteur d'idéalité de la diode.

V_t : Tension thermique à la température T.

Le courant fourni par ce modèle est donc donné par :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{aV_t} \right) - 1 \right] \quad (I.3)$$

I-5-2- Modèle à une diode:

L'un des modèles de cellules solaires les plus couramment utilisés est le modèle à une diode, également appelé modèle à cinq paramètres. Ce schéma inclut un ensemble composé d'une source de courant I_{ph} , d'une diode, d'une résistance de shunt R_{sh} et d'une résistance série

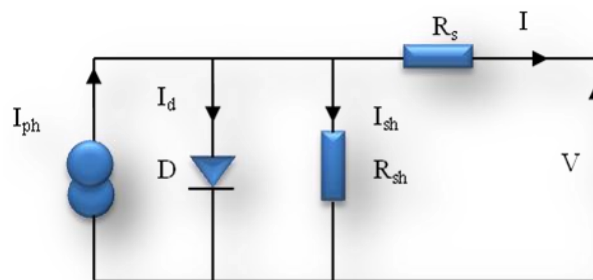


Figure I-4: Modèle à une diode d'une cellule PV

R_s Qui permet de représenter les pertes de puissance [4]. Le schéma équivalent de ce modèle est illustré dans la figure I.4.

Le courant de sortie de la cellule PV est calculé en appliquant la loi de Kirchhoff sur le circuit

Équivalent représentée sur la figure précédente :

$$I_{ph} = I_d + I_{sh} + I \quad (I.4)$$

Tel-que:

I_{ph} : Courant photonique.

I_d : Le courant circulant dans la diode.

I_{sh} : Le courant circulant dans la résistance.

I : Courant généré par la cellule photovoltaïque.

Le courant dans la diode est donné par :

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{aV_t}\right) - 1 \right] \quad \text{I.5)}$$

Le courant qui passe dans la résistance R_{sh} est donné par :

$$I_{sh} = \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad \text{I.6)}$$

De l'équation I-4, nous obtenons l'expression du courant I :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad \text{I.7)}$$

Remplaçant I-7 dans les équations I-5 et I-6, l'équation caractéristique devient :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{aV_t}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad \text{I.8)}$$

Où :

$$V_t = \left(\frac{N_s K T}{q} \right)$$

q : Charge de l'électron ($1.6 * 10^{19} C$)

K : Constante de Boltzmann ($1.3854 * 10^{-23} J/K$)

a: Facteur d'idéalité de la diode

T : Température effective de la cellule en degré Kelvin [$^{\circ}K$]

N_s : Nombre de cellule en série par module.

I-5-3- Modèle à deux diodes:

Actuellement, le modèle électrique le plus similaire à une cellule photovoltaïque est le modèle à deux diodes (double exponentiel). Dans ce modèle, la cellule est considérée comme un générateur de courant électrique dont le fonctionnement est assimilé à une source de courant comportant deux diodes en parallèle.

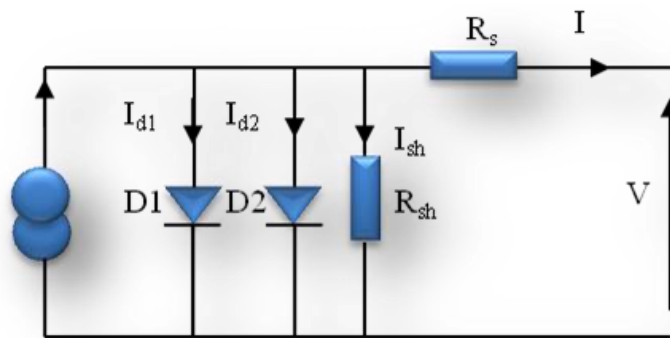


Figure I-5: Modèle à deux diodes d'une cellule PV.

Afin de prendre en considération les phénomènes physiques au niveau cellulaire, ce modèle intègre, tout comme les modèles antérieurs, les deux résistances en série R_S et en parallèle R_{Sh} , tel qu'illustré dans le schéma électrique équivalent de la figure I.5 [4].

Avec quelques, étape de calcul et développement mathématique, ce modèle donne un courant presque semblable au courant d'une cellule PV réel selon la relation :

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (I.9)$$

Donc :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[\exp \left(\frac{V + R_S I}{a_1 V_t} \right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp \left(\frac{V + R_S I}{a_2 V_t} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_S I}{R_{sh}} \right) \quad (I.10)$$

a_1 et a_2 : Facteurs d'idéalité des diodes D1 et D2 respectivement.

I-6- Caractéristique électrique d'un panneau photovoltaïque:

Les caractéristiques courant-tension I-V et puissance-tension P-V d'un panneau photovoltaïque dans des conditions de température et d'irradiation constante sont illustrées par la figure (1-6).

La courbe I-V se compose de deux régions : le côté droit de la courbe peut être appelé région de source de tension, où le point final indique la tension en circuit ouvert d'un panneau photovoltaïque et le côté gauche de la courbe peut être appelé région de source de courant, où le point final désigne le courant de court-circuit d'un panneau photovoltaïque. Le point de puissance maximale du panneau est situé au coude de cette caractéristique [5].

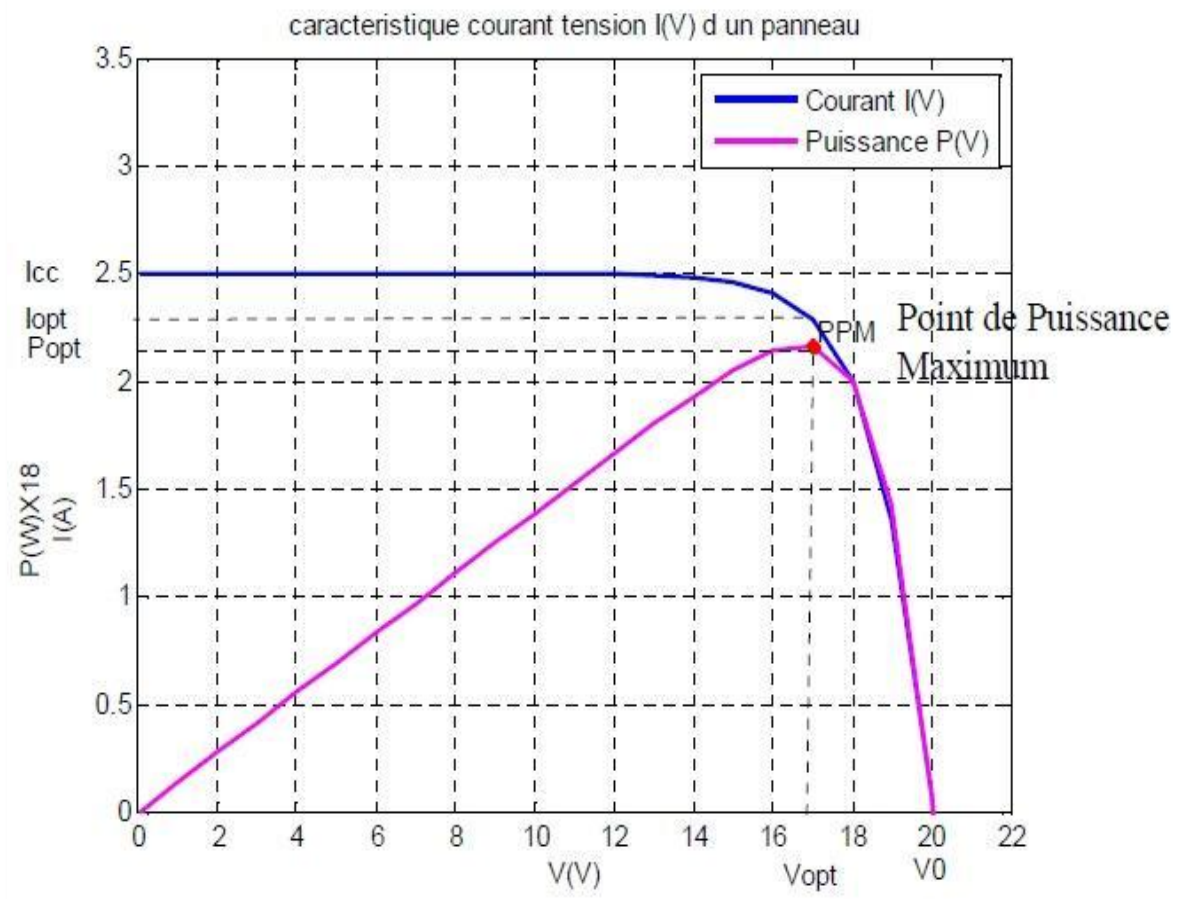


Figure I-6: Caractéristiques électrique I-V et P-V d'un panneau photovoltaïque.

I-7- Les paramètres d'un panneau photovoltaïque:

Les paramètres essentiels d'un panneau PV sont cités comme suit :

a- La tension en circuit ouvert V_{co}

C'est la tension aux bornes de la cellule lorsqu'elle n'est pas connectée à une charge. Sa valeur diminue avec la température et change peu avec l'irradiation. Elle est obtenue quand le courant de la cellule est nul.

b -La courant de court-circuit I_{cc} :

Le courant de court-circuit correspond à la valeur du courant lorsque la cellule est en condition de court-circuit. Le courant de court-circuit est très proche du photo-courant.

c -La puissance maximale p_{max} :

La puissance maximale p_{max} délivrée par une cellule photovoltaïque correspond au maximum du produit de la tension maximale appliquée par le courant maximale mesuré aux bornes de la cellule.

La puissance maximale mesurée dans les conditions de référence (STC : Standard Test Condition), c'est-à-dire sous l'ensoleillement de 1000 w/m^2 et à la température de 25°C .

d-Le rendement η :

Le rendement énergétique (η) d'une cellule est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale générée p_{max} et la puissance du rayonnement solaire, qui arrive sur la cellule photovoltaïque [5]:

$$\eta = \frac{p_{max}}{E \cdot S} \quad (I.11)$$

Où

η : Rendement énergétique.

E: Éclairement.

S: Surface active de la cellule.

p_{max} : Puissance maximale.

E -Le facteur de forme

Il s'agit du rapport entre la puissance maximale pouvant être fournie à la charge et le produit (I_{cc}, V_{co}).

$$FF = \frac{p_{max}}{V_{co} * I_{cc}} = \frac{I_{mpp} * V_{mpp}}{v_{co} * I_{cc}} \quad (I.12)$$

Les cellules de rendement moyen présentent un facteur de remplissage compris entre 0,7 et 0,85. Le facteur de forme FF décroît avec l'augmentation de la température [6].

I-8- Regroupement des cellules:**I-8-1- Regroupement en série:**

L'association en série de N_s cellules, comme illustré dans la figure 1.7, permet d'accroître la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont parcourues par un courant commun et la caractéristique résultant du montage en série est obtenue en additionnant les tensions élémentaires de chaque cellule. L'équation synthétise les caractéristiques électriques d'un assemblage en série de (N_s) cellules [7].

$$V_{oc} N_s = N_s \times V_{oc} \quad (I.13)$$

$$N_s I_{cc} = I_{cc} \quad (I.14)$$

$V_{oc} N_s$: La tension en circuit ouvert N_s cellules en série.

$I_{cc} N_s$: Courant de court circuit de N_s cellules en série.

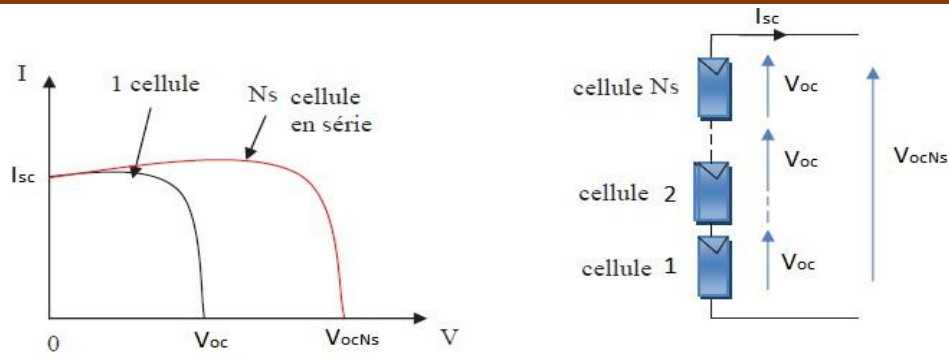


Figure I-7: Caractéristique courant tension de N cellule en série .

I-8-2- Regroupement en parallèle:

Une association en parallèle de N_p cellules (figure I.8) est envisageable, ce qui permet d’accroître le courant de sortie du générateur ainsi formé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, ces cellules sont soumises à une même tension, et la caractéristique résultante de l’ensemble est obtenue par addition des courants [7].

$$I_{cc}N_p = N_p \times I_{cc} \tag{I.15}$$

$$V_{oc} N_p = V_{oc} \tag{I.16}$$

$I_{cc}N_p$: Le courant de court-circuite (N_p) cellules en parallèle.

$V_{oc}N_p$: La tension de circuit ouvert de (N_p) cellules en parallèle.

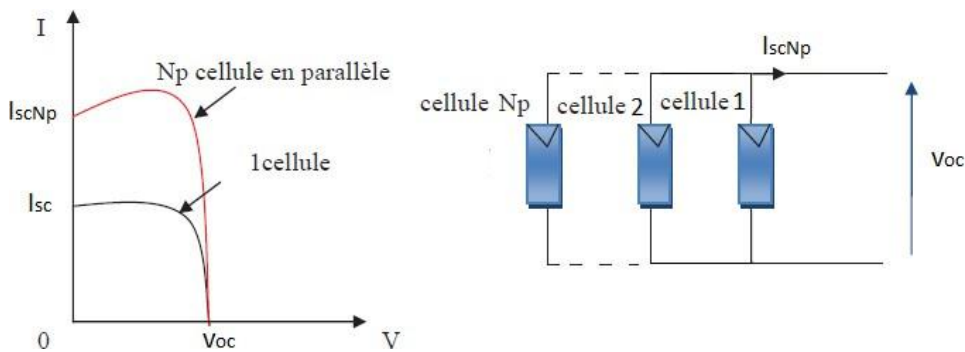


Figure I-8: Caractéristique courant tension de Np cellule en parallèle .

I-9- module photovoltaïque:

La puissance produite par une cellule solaire individuelle peut s’avérer insuffisante pour répondre aux besoins des applications courantes. Ainsi, il est indispensable d’agencer plusieurs cellules en série et en parallèle. Cependant, ces cellules sont fragiles et sensibles à leur environnement extérieur, c’est pourquoi elles sont pourvues d’une protection mécanique,

appelée encapsulation. Pour ces diverses raisons, les cellules sont regroupées pour former des modules photovoltaïques.

I-10- Générateur photovoltaïque:

Le générateur photovoltaïque est l'installation qui produit de l'énergie électrique sous forme de courant continu.

A. String PV :

Un string PV, aussi connu sous le nom de chaîne PV, est constitué d'une série de modules connectés afin de produire la tension de sortie requise.

B. Champ PV :

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW avec une tension convenable, il est nécessaire de regrouper les modules en série et en parallèle. Ce groupement forme un champ photovoltaïque. Il existe plusieurs configurations possibles pour interconnecter les modules dans un champ photovoltaïque : connexion série parallèle simple, connexion Total CrossTied, connexion Bridge Linked [8].

I-10-1- Protections classiques d'un GPV:

Lors de la conception d'une installation photovoltaïque, il est impératif d'assurer sa protection électrique, afin de prolonger sa durée de vie et de prévenir les pannes potentiellement destructrices liées à l'interaction des cellules et à leur fonctionnement en cas d'ombrage.

À cet effet, deux types de protections électriques sont couramment utilisés dans les installations actuelles :

La protection contre les courants inverses lors de la connexion en parallèle des modules photovoltaïques est assurée au moyen de diodes anti-retour, empêchant la circulation de courants négatifs dans le générateur photovoltaïque.

La mise en série des modules photovoltaïques s'accompagne de dispositifs de protection permettant d'éviter la perte de l'ensemble de la chaîne, notamment grâce à l'utilisation de diodes by-pass, qui permettent également de prévenir la formation de points chauds [10].

I-10-2- La poursuite du point de puissance maximal MPPT (Maximum Power Point Tracker) :

L'utilisation de l'énergie solaire offre un potentiel considérable. Les panneaux photovoltaïques sont conçus dans cette perspective. Bien que les rendements soient généralement faibles, se situant autour de 30 à 40%, il est indispensable de rechercher la puissance maximale. Cependant, les panneaux solaires photovoltaïques sont affectés par des variations dans l'exposition au soleil et la température, ce qui altère la puissance pouvant être

extraite. En réalité, dans de telles conditions variables, la puissance pouvant être extraite varie en fonction de la tension (ou du courant) appliquée aux bornes du panneau photovoltaïque. Il est donc indispensable que le système d'exploitation soit ajusté afin d'optimiser l'extraction de la puissance maximale disponible, d'où émerge l'idée du MPPT (Maximum Power Point Tracker) [9].

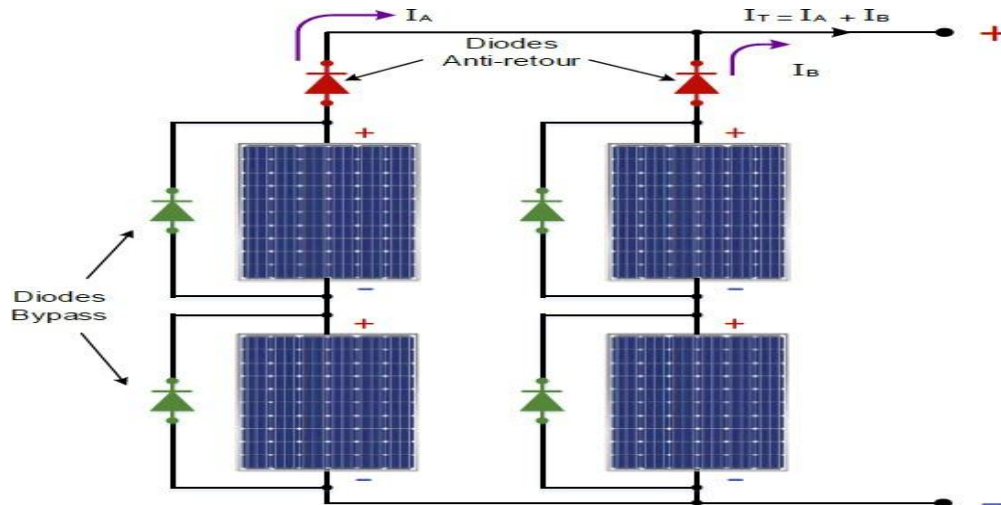


Figure I-9: Schéma d'un champ photovoltaïque avec diodes by-pass et diode anti-retour .

I-10-2-1- influence de la variation de la température et de l'ensoleillement sur le point maximal de puissance (PPM) :

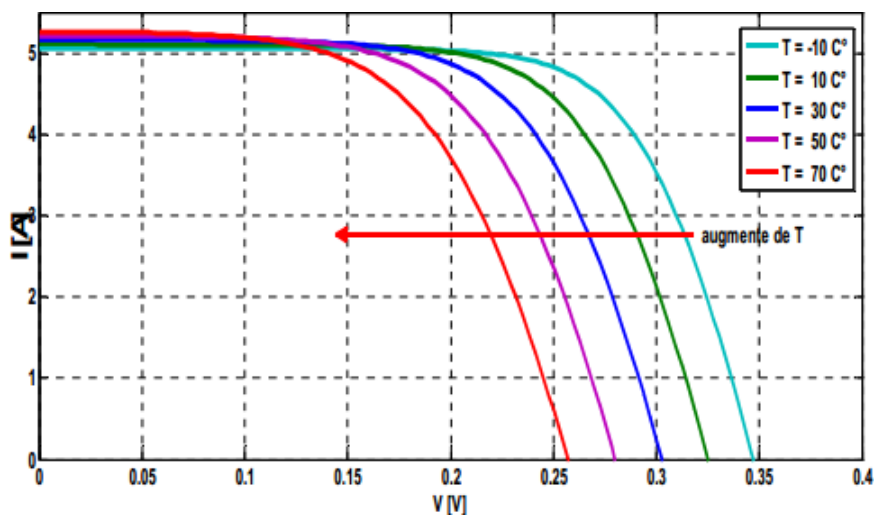


Figure I-10: influence de la température sur la tension de circuit ouvert (V_{co}) .

La température a un impact négatif sur les systèmes photovoltaïques, comme illustré de manière évidente sur le schéma précédent (figure I-10). Lorsque la température augmente, on observe une diminution de la tension de circuit ouvert, ce qui conduit à un déplacement ultérieur du point de puissance maximale (PPM).

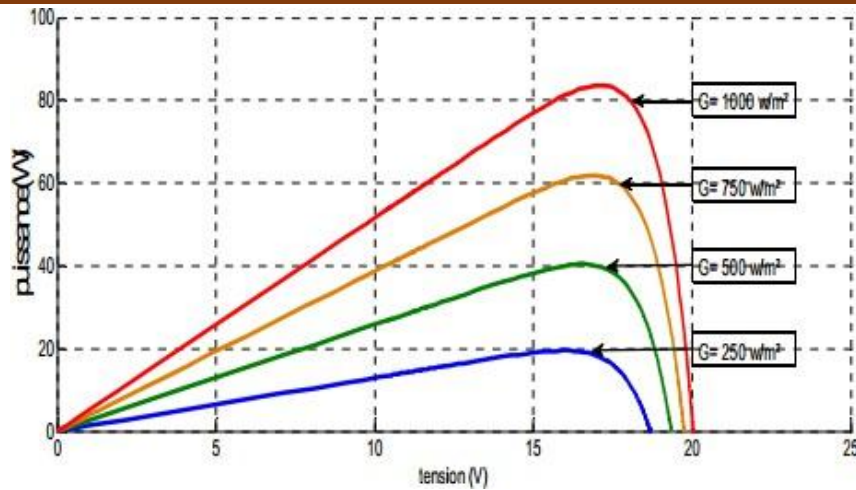


Figure I-11: influence de l'ensoleillement sur le point de puissance maximale (PPM).

En observant la figure I-11, il est possible de noter que le Point de Puissance Maximale (PPM) varie en fonction de l'intensité lumineuse, entraînant ainsi une modification de la tension en sortie du panneau.

Les graphiques antérieurs mettent en évidence la nécessité d'un algorithme d'optimisation pour extraire la puissance maximale, d'autant plus que, contrairement aux deux figures précédentes, la température et l'ensoleillement varient simultanément dans la réalité.

Approche MPPT :

Nous allons maintenant examiner les solutions de suivi du point de puissance maximale (MPPT) actuellement disponibles sur le marché [10].

Perturber & Observer:

La méthode Perturb & Observe (P&O) est considérée comme la plus élémentaire parmi les différentes techniques de suivi du point de puissance maximale (MPPT). Elle emploie un unique capteur, à savoir un capteur de tension, afin de mesurer la tension de la matrice photovoltaïque, ce qui entraîne une réduction des coûts de déploiement et facilite son application. L'algorithme a une complexité temporelle très basse. Cependant, lorsqu'il atteint le point de puissance maximale, il ne se stabilise pas exactement à ce point mais continue à osciller dans les deux sens. Dans cette situation, l'algorithme présente une grande similitude avec le MPP, ce qui permet d'établir une marge d'erreur adéquate ou d'opter pour une fonction d'attente, entraînant ainsi une augmentation de la complexité temporelle. Néanmoins, cette approche ne tient pas compte des fluctuations rapides du niveau d'irradiation (qui influent sur la position du point de puissance maximale) et interprète incorrectement ces variations comme étant dues à une perturbation, ce qui entraîne une estimation erronée du point de puissance maximale. Pour résoudre cette problématique, il est possible d'opter pour l'approche de la conductance incrémentale [11].

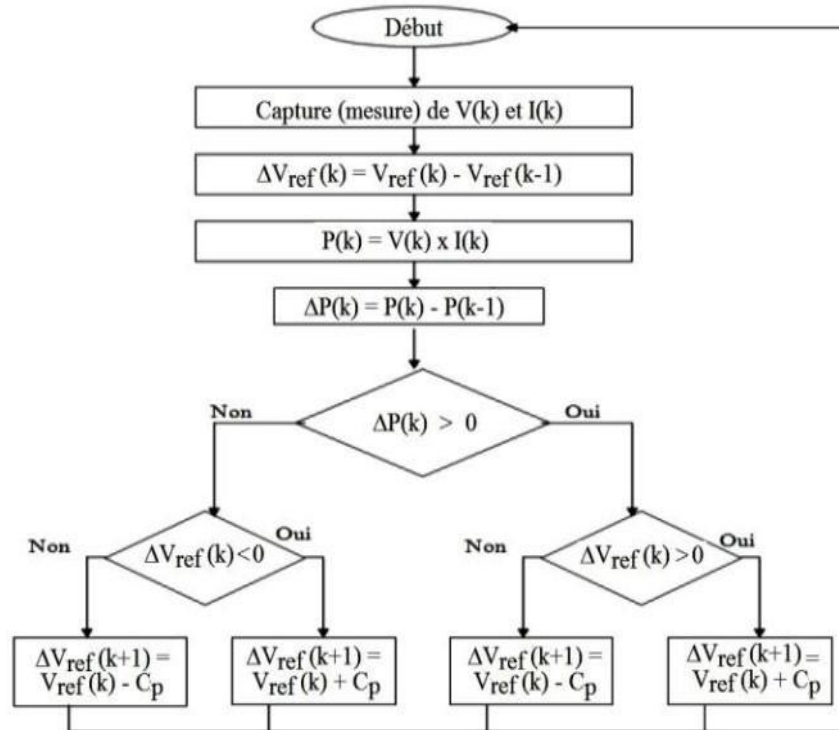


Figure I-12.: Organigramme de l'algorithme MPPT basé sur P&O.

Conductance incrémentielle:

La méthode de la conductance incrémentale repose sur l'utilisation de deux capteurs, un pour la tension et un pour le courant, pour mesurer respectivement la tension et le courant à la sortie du panneau photovoltaïque. Au niveau du point de puissance maximale (MPP), la dérivée de la courbe de puissance par rapport à la tension est nulle.

$$\left(\frac{dP}{dV}\right)_{MPP} \left(\frac{d(V * I)}{dV}\right) \text{ Donc } = 0 \quad I + V * \left(\frac{dI}{dV}\right)_{MPP} \quad \text{d'où} \quad \left(\frac{dI}{dV}\right)_{MPP} = -\frac{I}{V} \quad (I.17)$$

Le terme situé du côté gauche de l'équation symbolise la conductance instantanée du panneau solaire. Lorsque la conductance instantanée est égale à la conductance incrémentale, le système atteint le point de puissance maximale (MPP).

Cette méthode implique la mesure simultanée de la tension et du courant, ce qui permet d'éliminer l'erreur due aux variations de l'irradiance. Cependant, il convient de noter que la complexité et les coûts de déploiement sont en augmentation. Au fur et à mesure que l'on avance dans la hiérarchie des algorithmes, la complexité et les coûts d'implémentation augmentent, ce qui les rend adaptés aux systèmes très complexes. C'est pourquoi les méthodes Perturb & Observe et Conductance Incrémentale figurent parmi les plus couramment utilisées [11].

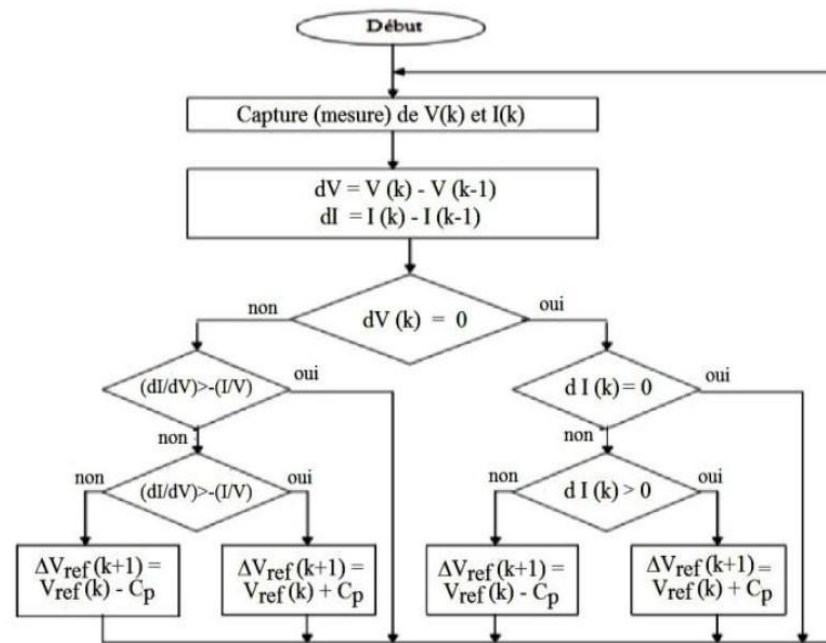


Figure I-13: Organigramme de l'algorithme MPPT basé sur IncCond.

Logique floue:

Au cours de la décennie écoulée, les microcontrôleurs ont joué un rôle majeur dans la diffusion de l'utilisation de la commande par logique floue pour le suivi du point de puissance maximale (MPPT).

Les contrôleurs flous offrent divers avantages, tels que leur capacité à gérer des données d'entrée imprécises, leur autonomie par rapport à un modèle mathématique spécifique, et leur efficacité dans la gestion des systèmes non linéaires [11].

Réseaux de neurones:

Une autre méthode pour implémenter le MPPT, qui convient également aux microcontrôleurs, consiste à utiliser les réseaux de neurones.

En règle générale, ces réseaux sont structurés en trois couches distinctes : une couche d'entrée, une ou plusieurs couches cachées, et une couche de sortie.

Le nombre de nœuds dans chaque couche est ajusté en fonction des exigences de l'utilisateur.

Les paramètres d'entrée peuvent englober les caractéristiques de l'ensemble photovoltaïque comme la tension à circuit ouvert (V_{oc}) et le courant de court-circuit (I_{sc}), les conditions atmosphériques telles que l'irradiance et la température, ou une combinaison de ces facteurs.

En général, la sortie comprend un ou plusieurs signaux de référence, tels qu'un signal de rapport cyclique, qui est employé pour contrôler le convertisseur de puissance de manière à ce qu'il opère au point de puissance maximale ou à proximité de celui-ci [11].

MPPT Technique	η MPPT (%)	Connaissance technologique du GPV GPV nécessaire	Mise à jour périodique manuelle nécessaire	Mode d'implantation analogique ou numérique	Vitesse de recouvrement	Complexité d'implémentation	Nombre et type de capteurs
P&O (Incrément Fixe)	Variable 81.5% à 96.5%	NON	NON	Les deux	Variable	Basse	1 Tension 1 Courant
IncCond (Incrément Fixe)	Variable 89.9% à 98.2%	NON	NON	Numérique	Variable	Moyenne	1 Tension 1 Courant
Logique Floue	N.s.	OUI	OUI	Numérique	Rapide	Haute	Variable
Réseaux de neurones	N.S.	OUI	OUI	Numérique	Rapide	Haute	Variable

Tableau I -1: Caractéristiques majeures des commandes MPPT[12].

I-11- Les différents types de systèmes photovoltaïques:

Les trois catégories courantes de systèmes photovoltaïques sont les systèmes autonomes, hybrides et raccordés au réseau.

I-11-1- Système PV autonome:

Les installations autonomes, également appelées "stand-alone", opèrent de manière indépendante sans être reliées au réseau électrique. Elles doivent cependant garantir une couverture continue de la demande en électricité. La puissance fournie par le générateur photovoltaïque est insuffisante pour répondre aux besoins de la charge. De plus, l'autonomie du système est garantie par un dispositif de stockage d'énergie [13].

De manière générale, ces installations sont composées de quatre éléments :

- Un ou plusieurs modules PV.
- Le système de régulation.
- Une ou plusieurs batteries.
- L'onduleur.

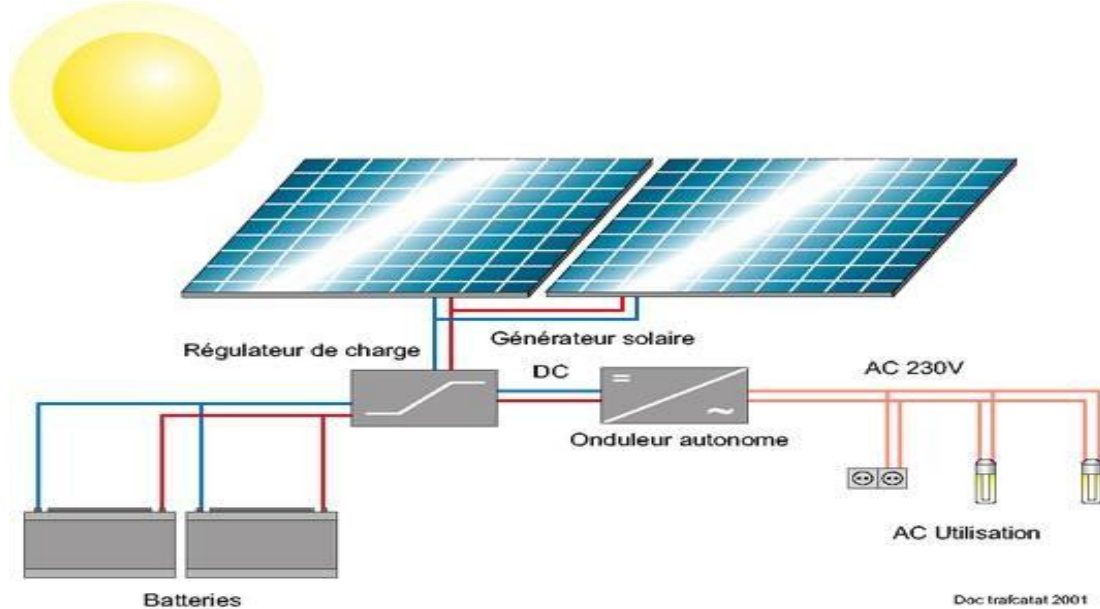


Figure I-14: Installation photovoltaïque autonome .

I-11-2- Systèmes couplés au réseau:

Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique (ou connectés à une station de distribution centrale) sont considérés comme l'une des options les plus efficaces pour la production d'électricité solaire, en raison de leur haute performance et de leur rentabilité économique.

Ces systèmes sont composés de modules photovoltaïques interconnectés, accompagnés d'un ou de plusieurs onduleurs directement reliés au réseau. La fonction principale de l'onduleur est de convertir le courant continu généré par les cellules solaires en courant alternatif conforme Aux spécifications du réseau électrique. [14]

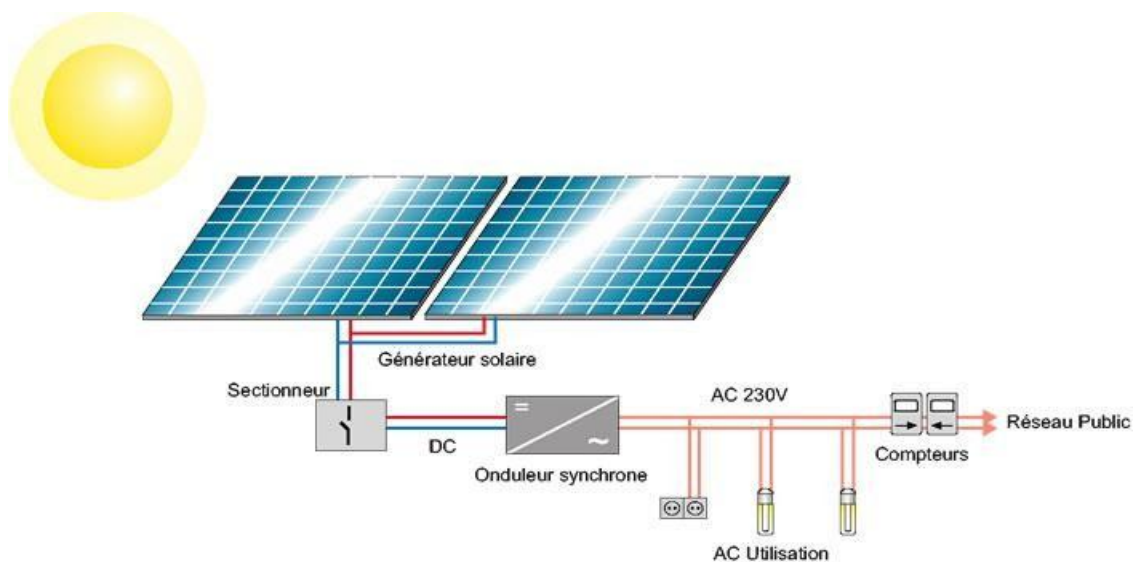


Figure I-15: Installation photovoltaïque couplée au réseau

I-11-3- Systèmes hybrides:

Les systèmes hybrides se caractérisent par la combinaison de deux ou plusieurs technologies complémentaires dans le but d'optimiser la production d'énergie. Les ressources énergétiques telles que le soleil et le vent ne fournissent pas une puissance constante, mais leur combinaison peut conduire à une production électrique plus stable et continue. Les systèmes hybrides opèrent de telle sorte que les batteries se rechargent grâce aux panneaux solaires pendant la journée et au générateur éolien lorsque le vent souffle[14].

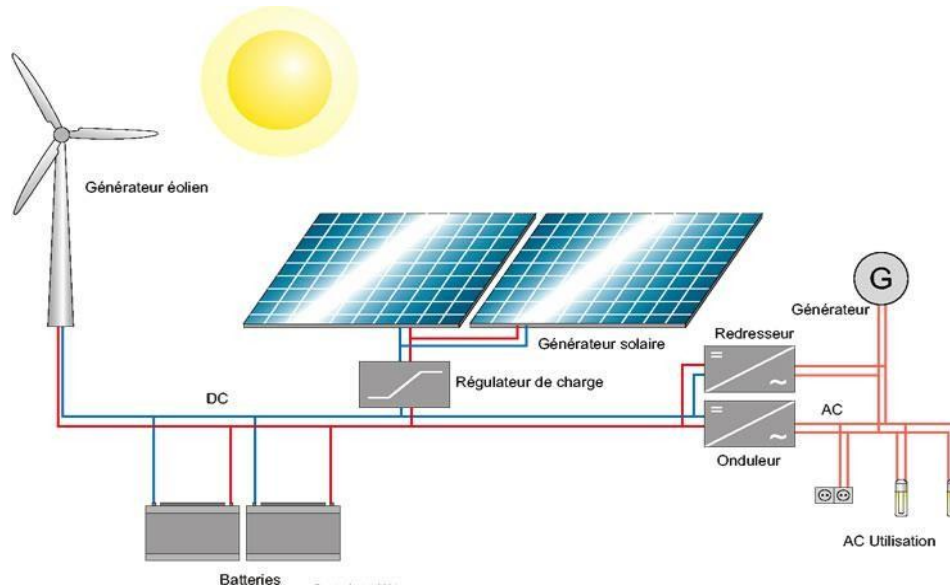


Figure I-16: Système hybride .

I-12- Les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque:

I-12-1- Les avantages de l'énergie photovoltaïque:

L'énergie photovoltaïque offre de multiples avantages [15] :

- ✓ La production de cette électricité renouvelable est respectueuse de l'environnement. Elle ne présente pas de toxicité.
- ✓ Les systèmes photovoltaïques jouissent d'une fiabilité extrême.
- ✓ L'énergie solaire photovoltaïque présente un attrait particulier pour les zones urbaines en raison de
- ✓ Leur taille réduite et de leur fonctionnement silencieux.
- ✓ Étant omniprésente, la lumière solaire permet l'exploitation de l'énergie
- ✓ Photovoltaïque aussi bien dans des zones reculées en montagne que dans des centres urbains denses.
- ✓ L'électricité photovoltaïque est générée de manière décentralisée, directement sur le site de consommation, au plus près de l'utilisateur.

- ✓ Les matériaux utilisés, tels que le verre et l'aluminium, présentent une résistance aux conditions climatiques extrêmes, y compris la grêle.
- ✓ La longévité des panneaux photovoltaïques est considérable. Certains fabricants offrent une garantie de 25 ans pour les panneaux solaires.

I-12-2- Les inconvénients de l'énergie photovoltaïque:

- ✓ La production d'énergie solaire est intrinsèquement liée à l'irradiation solaire, laquelle est sujette à des variations constantes.
- ✓ Le coût est extrêmement élevé.
- ✓ Le rendement de conversion est faible.
- ✓ Lorsqu'il est nécessaire de stocker de l'énergie à l'aide de batteries, le coût de l'installation augmente.
- ✓ La pollution liée au processus de fabrication.

Malgré ces désavantages, le secteur du photovoltaïque continue de développer de nouvelles applications et de croître. De plus, la technologie photovoltaïque est en phase de maturation au cours de laquelle les inconvénients pourraient s'atténuer, notamment en ce qui concerne les coûts de production [15].

I-13- Conclusion :

Ce Chapitre 1 a présenté les principes fondamentaux des systèmes photovoltaïques, en détaillant l'énergie solaire photovoltaïque, les types de systèmes, les composants essentiels, le fonctionnement des cellules et les facteurs influençant les performances des installations PV.

On a montré que les modules photovoltaïques, les onduleurs et les systèmes de mesure et de protection sont au cœur du fonctionnement d'un système PV, et que la performance globale dépend non seulement de la qualité de ces composants mais aussi de facteurs environnementaux et opérationnels.

La compréhension de ces éléments est essentielle pour maximiser la production d'énergie, prolonger la durée de vie des installations et préparer l'intégration de technologies avancées de diagnostic et de surveillance, telles que le Digital Twin et l'intelligence artificielle, qui seront abordées dans les chapitres suivants.

Ainsi, ce chapitre fournit la base nécessaire pour analyser les défauts et les méthodes de diagnostic des systèmes PV, qui constituent le sujet central du Chapitre 2



*Chapitre II: Diagnostic et défauts des
systèmes photovoltaïques*



II-1- Introduction :

Avec la croissance rapide du déploiement des systèmes photovoltaïques, la question de leur fiabilité et de leur maintenance est devenue un enjeu majeur. Bien que ces systèmes soient conçus pour fonctionner pendant de longues périodes, ils restent exposés à divers types de défauts pouvant affecter leur performance, leur sécurité et leur durée de vie.

Les défauts dans les systèmes photovoltaïques peuvent apparaître à différents niveaux : au niveau des cellules, des modules, des connexions électriques, des onduleurs ou encore des structures mécaniques. Ces anomalies peuvent être dues à des causes internes, telles que le vieillissement des matériaux, ou externes, comme les conditions climatiques extrêmes, la poussière, l'humidité ou les surtensions.

Un défaut non détecté peut entraîner une perte significative de production énergétique, une dégradation accélérée des composants et, dans certains cas, des risques de sécurité comme les échauffements anormaux ou les arcs électriques. Il est donc essentiel de mettre en place des stratégies efficaces de diagnostic et de détection précoce des défauts afin d'assurer le fonctionnement optimal des installations PV.

Le diagnostic des systèmes photovoltaïques consiste à surveiller les paramètres électriques et environnementaux, analyser les données collectées et identifier toute déviation par rapport au fonctionnement normal du système. Cette démarche permet de planifier des actions de maintenance corrective ou préventive, tout en réduisant les coûts d'exploitation et en améliorant la disponibilité du système.

Ce chapitre a pour objectif de présenter les notions générales liées au diagnostic des systèmes PV, de classer les principaux types de défauts, d'analyser leur impact sur les performances et d'examiner les méthodes traditionnelles de détection ainsi que leurs limites.

II-2- Notions générales sur le diagnostic des systèmes PV:

Les problèmes les plus courants dans les modules PV affectent souvent un groupe de cellules, de modules, de chaînes et d'ensembles. Ces anomalies peuvent survenir suite à des événements liés aux conditions météorologiques ou à des problèmes de fabrication. D'après, En plus des défaillances physiques et environnementales, les défauts électriques sont également fréquents dans les systèmes photovoltaïques. La mauvaise soudure entre les joints ou des connexions de conducteurs incorrectes ou desserrées sont les principales causes de la majorité des problèmes électriques. Les divers types de défauts qui surviennent dans le système PV réduisent l'efficacité, ce qui entraîne une diminution de la puissance de sortie. Il est impératif de repérer et de corriger ces erreurs afin de prévenir des situations préjudiciables et d'assurer une production de meilleure qualité. Le fait d'ignorer ces défauts pourrait entraîner un gaspillage d'énergie et une diminution des performances du système. Afin que le système fonctionne de manière efficace, la détection proactive des problèmes, la rectification et la maintenance prédictive sont essentielles. Les principales failles qui pourraient apparaître dans un PV sont répertoriées dans cette section [16].

II-3- Types de défauts dans les systèmes PV :

II-3- 1 Défauts physiques :

La plupart des défauts physiques observés dans les panneaux photovoltaïques, tels que l'encapsulation, la corrosion, les fractures et la détérioration, sont soit le résultat de contraintes mécaniques, soit de la nature du matériau utilisé dans la construction du panneau. En utilisant des matériaux durables et résistants à la corrosion, il est possible de prolonger la durée de vie des panneaux photovoltaïques et de réduire la probabilité de défaillances mécaniques. La dégradation des cellules solaires peut affecter le courant photogénéré et entraîner un éclaircissement de la couleur des cellules. Cette dégradation peut également provoquer une augmentation de la résistance en série, une diminution de la résistance en parallèle et une détérioration du revêtement anti-reflet.

Ce défaut dégradant réduit pratiquement la puissance générée à la moitié de la valeur prévue [16].

Décoloration :

La décoloration de la couleur est provoquée par des facteurs externes tels qu'une exposition prolongée aux rayons ultraviolets et à des températures élevées dépassant 50 °C, plus fréquente dans les régions chaudes et arides, constitue l'un des défauts les plus répandus des panneaux photovoltaïques. Par ailleurs, la décoloration peut être catégorisée en deux types principaux : le blanchiment du maillage (doigt) ainsi que le jaunissement et le brunissement

de l'EVA. Ce phénomène de déséquilibre se manifeste dans le domaine du photovoltaïque, provoquant ainsi une diminution de la puissance de sortie due à une baisse du flux lumineux. Lorsque la lumière parvient à la surface de la cellule solaire, son intensité est élevée [17]. L'exemple de ce défaut est illustré dans la figure II-1



Figure II-1 : Décoloration sur la surface de la cellule

Délamination :

L'un des principaux mécanismes de détérioration des modules photovoltaïques est la délamination. Ce phénomène est caractérisé par la perte d'adhérence entre les diverses couches constituant le module, telles que le verre et l'encapsulant, l'encapsulant et la cellule, ainsi que la faible adhérence entre les couches sensibles et matérielles du dispositif photovoltaïque. La réduction des courts-circuits générés par le module est due à l'augmentation de la réflexion de la lumière solaire atteignant sa surface [17]. La dégradation est plus fréquente dans les zones chaudes et humides. Un exemple de ces imperfections est mis en lumière dans la figure II-2.

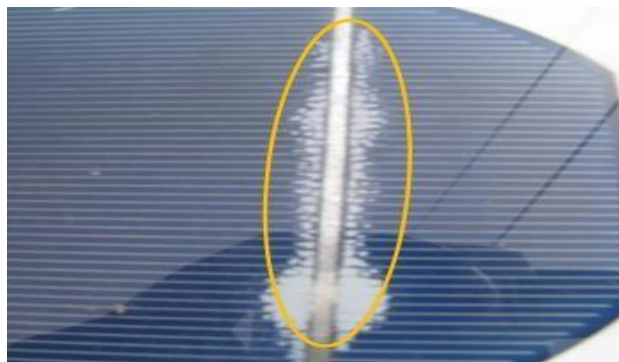


Figure II-2: Délamination autour jeu de barre

Corrosion et oxydation :

La décoloration et l'oxydation des contacts métalliques, tels que les doigts, les barres omnibus, les interconnexions de ruban et de chaîne, les liaisons de soudure et les bornes de sortie, sont provoquées par divers facteurs tels que l'infiltration d'humidité, une absorption

accrue de l'agent d'encapsulation, une combinaison de tensions du système. Ce phénomène entraîne une augmentation de la résistance série, une détérioration du facteur de remplissage

Et conduit à une diminution de la puissance de sortie [18]. La figure II-3 illustre un exemple de corrosion des interconnexions de barres et de cellules

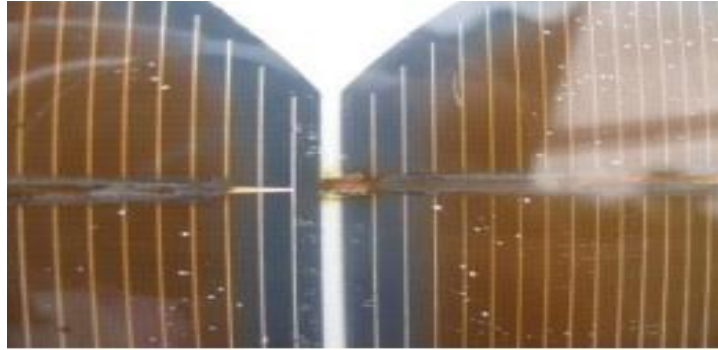


Figure II-3: Corrosion dans les interconnexions de cellules de jeu de barre

Traces descargots :

Les traces laissées par les escargots (figureII-4) constituent un phénomène répandu de défauts affectant les modules PV, constaté chez divers fabricants de modules installés sur le terrain après plusieurs mois voire plusieurs années. Ce défaut se caractérise par une décoloration des lignes argentées de la grille le long du bord des cellules ou par des microfissures [18].



Figure II-4 : Traces d'escargot

Default bris verre :

Les bris verre sont souvent le résultat de divers facteurs externes tels que des emballages inadéquats pendant le transport, l'installation, la maintenance, la manipulation, l'exposition au vent, les variations de température et les impacts de projectiles [18]. Un exemple de cette défaillance est présenté dans la figure II-5.



Figure II-5: Bris de verre

Fissures cellule photovoltaïque :

Les fissures observables au niveau des cellules peuvent résulter de contraintes mécaniques ou thermiques subies lors d'une exposition prolongée à des conditions extérieures. Les microfissures peuvent également résulter des mêmes contraintes qui apparaissent pendant le processus de fabrication [18]. La figure II-6 présente une illustration de ces défauts.

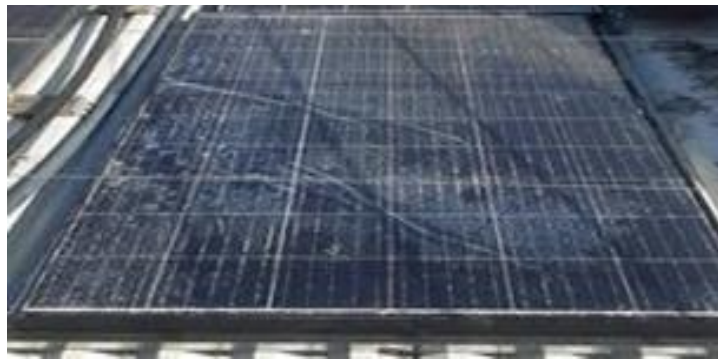


Figure II-6: Fissure sur un Panneau photovoltaïque

II-3-2 Défaut électrique :

Il convient de prendre en compte les problèmes découlant des connexions entre les conducteurs, des courts-circuits, des circuits ouverts, ainsi que des dysfonctionnements des appareils électriques et des instruments de mesure [19].

Défaut courant continu (CC) :

Le terme "défauts DC" fait référence à une variété de types de défauts, comprenant les défaillances des générateur photovoltaïque des batteries, et des régulateurs de point de puissance maximale (MPPT).

Défaut batterie :

Les cellules solaires peuvent produire du courant si elles sont irradiées par le rayonnement solaire. Pour garantir un approvisionnement continu de la charge, même lorsque l'énergie solaire n'est pas disponible, des parcs de batteries sont utilisés. La sortie du générateur photovoltaïque est connectée à des batteries qui sont chargées pendant la journée et

alimentent la charge pendant la nuit. Parfois, ces batteries peuvent devenir défectueuses et la principale raison en est des conditions de charge anormales [19].

Défaut MPPT :

La puissance maximale fournie par le champ photovoltaïque à l'onduleur est optimisée en utilisant le suiveur de point de puissance maximale (MPPT). Fondamentalement, il s'agit d'un algorithme intégré dans le régulateur de charge qui, dans des circonstances spécifiques, maximise la puissance extraite du module PV. Le MPPT peut ne pas fonctionner correctement en raison d'un régulateur de charge défectueux. Toute erreur de MPPT entraîne une réduction de la tension de sortie et de la puissance [19].

Défaut courant alternatif (AC) :

Les défauts AC sont ceux qui se produisent du côté du système PV où le circuit de courant alternatif est présent. Cela inclut l'onduleur et le réseau de distribution. La section suivante traite des problèmes de grille et d'onduleur, qui relèvent de la catégorie des défauts en courant alternatif [19].

Défaut de réseau :

En utilisant un onduleur, la sortie du réseau PV d'un système PV connecté au réseau est connectée en parallèle au réseau ou au système de distribution d'énergie. En cas de panne du réseau électrique, la production du système photovoltaïque doit être déconnectée afin d'empêcher toute électricité produite par le système photovoltaïque d'entrer dans le réseau. Les défauts du réseau comprennent les dysfonctionnements des centrales électriques, les connexions faibles, les dommages aux lignes de transmission, les pannes de courant, les surcharges et d'autres problèmes.

Défaut de l'onduleur :

L'ensemble photovoltaïque génère un courant continu en sortie, l'onduleur reçoit ce courant continu du module PV et le transforme en courant alternatif approprié en fréquence. Les principales causes de défaillance des onduleurs sont une installation incorrecte, une tension et un courant non régulés, ainsi qu'une charge électrique élevée. En cas de panne du réseau, les onduleurs solaires connectés au réseau sont essentiels pour déconnecter le système photovoltaïque du réseau.

L'objectif de ceci est la sécurité. L'incapacité des onduleurs à remplir cette fonction pourrait mettre en danger le personnel du réseau [19].

Défaut champ :

Les sept types de défauts des panneaux solaires photovoltaïques discutés dans la section suivante sont : défaut à la terre, défaut ligne à ligne, défaut de pontage, défaut de circuit ouvert, défaut d'arc, défaut de diode de dérivation et défaut de boîtier de jonction.

Défaut circuit ouvert :

Un défaut en circuit ouvert se produit lorsqu'un des chemins de circulation du courant en série avec la charge est compromis ou rompu. Des connexions incorrectes entre les cellules, les connecteurs branchés et débranchés au niveau des boîtes de jonction, ou des ruptures de fil peuvent être à l'origine de ces défauts [20].

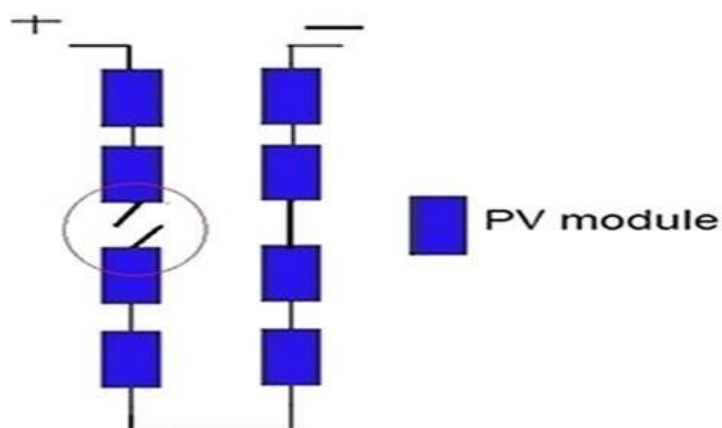


Figure II-7: Défaut de circuit ouvert

Défaut ligne-ligne :

Un défaut de ligne à ligne est une connexion non intentionnelle à faible résistance établie entre deux sites électriquement chargés dans un système ou un réseau. Une faute de ligne-ligne dans les systèmes photovoltaïques est généralement décrite comme une faute de court-circuit entre les modules PV ou les câbles de réseau de différents potentiels [20].

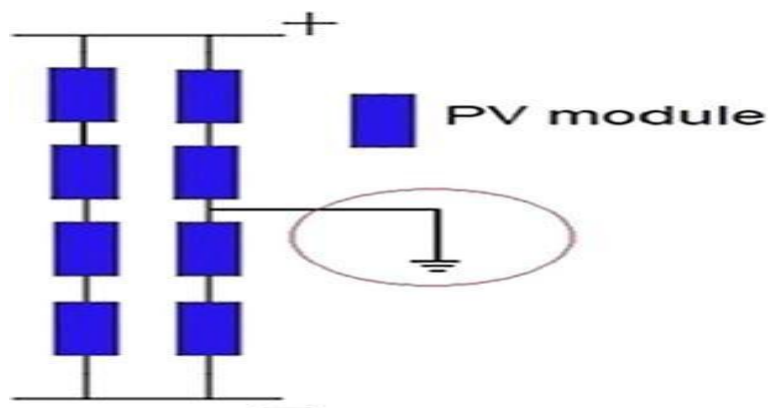


Figure II-8: Défaut ligne à ligne

Défaut ligne terre :

Lorsqu'un circuit crée accidentellement un chemin vers la terre, on parle de défaut à la terre. Les systèmes photovoltaïques doivent comporter deux formes différentes de mise à la terre : la mise à la terre du système et la mise à la terre de l'équipement. Lorsque le système est mis à la terre, le dispositif de prévention des défauts à la terre dans l'onduleur photovoltaïque met à la terre le conducteur négatif. Il est recommandé d'utiliser la mise à la terre des équipements pour relier à la terre les composants métalliques non porteurs de courant des enceintes des conducteurs, des équipements électriques et des cadres de modules PV. Il existe deux types de défauts de terre qui peuvent survenir : le défaut de terre inférieur et le défaut de terre supérieur [20].

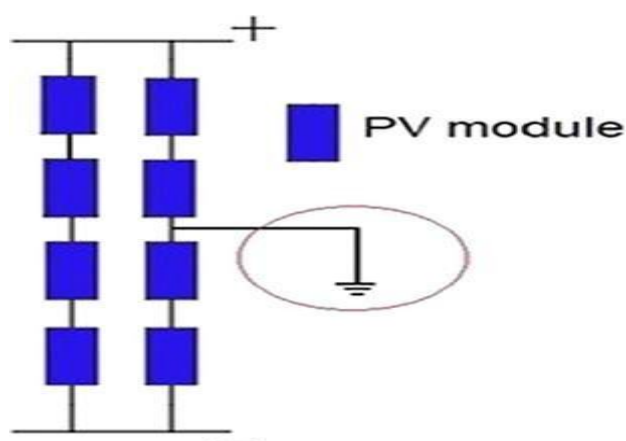


Figure II-9: Court-circuit entre le module PV et la terre

Défaut d'arc :

Ce phénomène survient en raison de la discontinuité et de la rupture de l'isolation entre les courants conducteurs ou adjacents. Les imperfections de l'arc génèrent un bruit à haute fréquence dans le signal du courant continu de la branche PV. Ce genre de rupture représente un danger considérable pour les végétaux et peut entraîner des incendies [21].

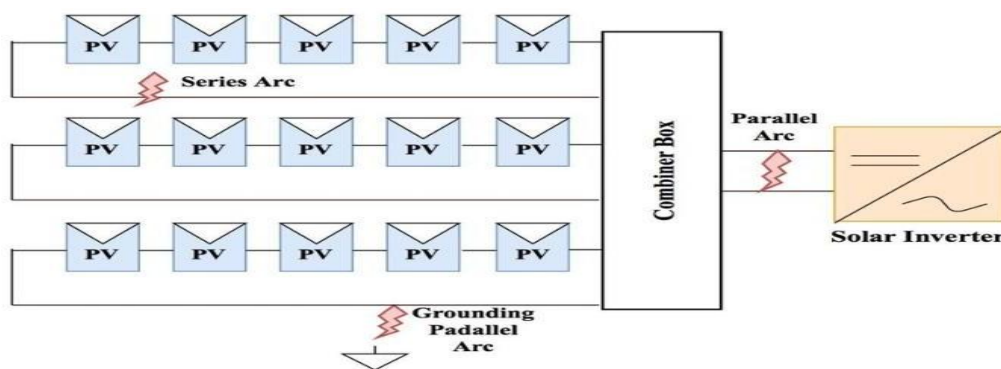


Figure II-10: Défaut d'arc

Défauts de diodes bypass :

Une diode bypass est utilisée pour compenser les pertes de puissance et la diminution des performances causées par le phénomène d'ombrage sur un module PV. Elle prévient la polarisation inverse, le point chaud et la destruction du module.

Il est complexe de les détecter car ils ne se manifestent que lorsqu'il y a un problème de désaccord dans la courbe I-V de la cellule. Ces défauts peuvent survenir à la suite d'une rupture de la connexion de la diode ou d'un montage inverse de la diode de dérivation

Défauts boîte de jonction:

Une boîte de jonction est un dispositif de protection destiné à abriter le câblage reliant le module photovoltaïque aux bornes externes des autres composants du système photovoltaïque. Cette imperfection découle d'une fixation inadéquate de la boîte de jonction à la feuille arrière, de l'infiltration d'humidité, de la corrosion des connexions, d'un câblage défectueux entraînant un arc interne, d'un montage incorrect ou de la dégradation thermique ces batteries peuvent devenir défectueuses et la principale raison en est des conditions de charge anormales [21].

II-3- 3 Défauts environnementaux :

La performance d'un réseau PV est influencée par diverses variables environnementales, telles que la température, l'intensité du soleil, l'ombre et les conditions météorologiques. Ces éléments ont le potentiel de nuire sérieusement aux cellules de manière réparable ou non. Cette section traite des nombreuses catégories de défauts environnementaux.

Défaut d'ombrage :

Il existe deux catégories d'ombrage selon. Le premier type d'ombrage est l'ombrage dur, qui se manifeste lorsque les panneaux photovoltaïques sont partiellement couverts par un objet solide, tel que des bâtiments ou de la poussière. Le deuxième type d'ombrage est un ombrage léger et doux qui peut être provoqué par la présence de nuages.

Le premier type de défaut provoque une diminution de la tension, tandis que le deuxième type affecte le courant sans altérer la tension. Les deux facteurs ont un impact négatif sur les performances du module photovoltaïque.

Les performances et la diminution de puissance sont associées aux surfaces fortement encrassées ou ombragées. En réalité, les cellules ombrées présentent une résistance au courant induit, comme cela a été rapporté dans des études antérieures. Elles se réchauffent, ce qui entraîne l'apparition du phénomène de point chaud [21].



Figure II-11: Défaut d'ombrage

Défaut Points Chauds :

Lorsque les caractéristiques IV des cellules dans un module sont différentes ou varient en raison de plusieurs raisons, un défaut de point chaud se produira. La disparité dans les caractéristiques IV des cellules est causée par des défauts dans le processus de fabrication, l'accumulation de poussière, l'effet du vieillissement, la dégradation du module, l'encrassement, etc. Un déséquilibre dans une caractéristique peut survenir en raison d'un ombrage partiel. En général, le point chaud se produit dans une cellule ou un groupe de cellules, lorsqu'au lieu d'agir comme source d'énergie, elles se comportent comme une source d'énergie. En d'autres termes, la cellule photovoltaïque agit comme une source de tension négative, et si ce phénomène persiste pendant une longue période, un point chaud se produit. Les cellules affectées sont endommagées. La thermographie infrarouge est une méthode très répandue pour détecter les points chauds [22].

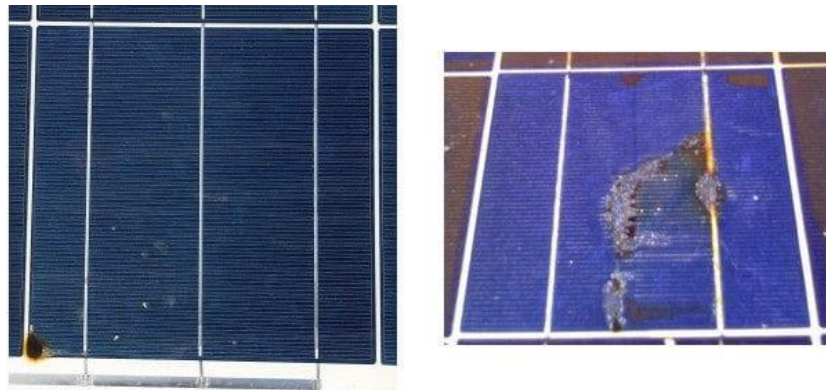


Figure II-12: Défaut Points Chauds

II-3-4- Défauts thermiques :

Les défauts thermiques correspondent à des zones de surchauffe dans les modules photovoltaïques ou dans les éléments du système (cellules, connexions, câbles, onduleur). Ils apparaissent lorsque certaines parties du système chauffent plus que la normale.

❖ Hot Spot (Point chaud) :

Le point chaud est le défaut thermique le plus courant dans les panneaux photovoltaïques.

Il apparaît lorsqu'une cellule solaire est ombragée, fissurée ou défectueuse, ce qui entraîne une accumulation de chaleur dans cette zone. [23]

Conséquences :

- surchauffe locale de la cellule.
- dégradation du module.
- baisse de la production d'énergie.

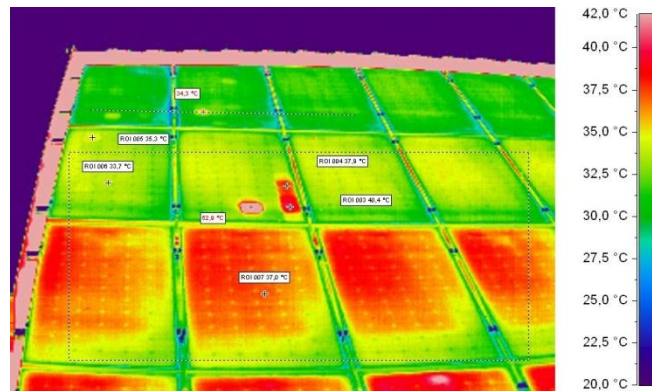


Figure II-13: Défaut Hot Spot (Point chaud).

❖ Surchauffe des connexions électriques :

Ce défaut se produit lorsque les connexions entre les câbles, les cellules ou les modules sont mal serrées ou oxydées. [24]

Conséquences :

- augmentation de la résistance électrique.
- production excessive de chaleur.
- risque de détérioration des câbles.



Figure II-14: Défaut Surchauffe des connexions électriques.

❖ Surchauffe des diodes de dérivation (Bypass Diodes) :

Les diodes de dérivation servent à protéger les cellules contre les points chauds.

Si ces diodes sont défectueuses ou endommagées, elles peuvent chauffer anormalement. [25]

Conséquences :

- échauffement dans la boîte de jonction.
- perte de performance du module.

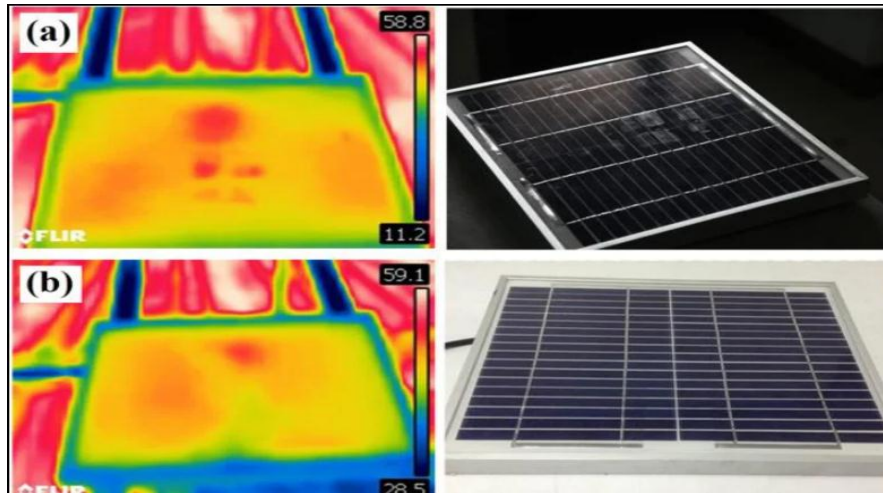


Figure II-15: Défaut Surchauffe des diodes de dérivation (Bypass Diodes).

II-4 Impact des défauts thermiques sur les performances d'un système PV

Les défauts thermiques dans un système photovoltaïque peuvent avoir des effets significatifs sur la production d'énergie, la sécurité et la durée de vie des composants. Voici les principaux impacts :

II-4-1 Réduction de l'efficacité énergétique

Les hot spots ou points chauds provoquent une dissipation d'énergie sous forme de chaleur, ce qui réduit le courant et la tension produits par le module.

Une cellule endommagée peut limiter le rendement de l'ensemble du string, car les modules sont souvent connectés en série. [26]

II-4-2 Diminution de la durée de vie du module

La chaleur excessive accélère le vieillissement des cellules et des matériaux encapsulants.

Les matériaux plastiques, l'adhésif et l'isolant peuvent se dégrader prématurément, entraînant des fissures et des défauts électriques. [27]

II-4-3 Perte de production électrique

Une surchauffe des connexions ou des câbles augmente la résistance électrique, ce qui diminue la puissance disponible au niveau de l'onduleur.

L'énergie perdue peut atteindre 10 à 20 % dans les cas de défauts sévères. [28]

II-4-4 Risques de sécurité

Les températures élevées dans les boîtes de jonction ou les câbles peuvent provoquer des incendies ou des courts-circuits

L'onduleur peut se mettre en protection thermique, arrêtant la production pour éviter les dommages. [29]

II-4-5 Impact sur la maintenance et les coûts

La détection tardive des défauts entraîne des coûts de maintenance plus élevés et des interruptions prolongées du système.

La surveillance régulière et la thermographie infrarouge sont essentielles pour minimiser les pertes et éviter les accidents. [30]

II-5- Méthodes classiques de détection et de diagnostic des défauts:

Les systèmes de détection de défauts photovoltaïques (PV FDD) font généralement appel à trois catégories de données : les mesures électriques, les paramètres environnementaux et les images des modules photovoltaïques. Ces données sont susceptibles d'être analysées au moyen de diverses techniques, lesquelles peuvent être classées en trois catégories principales.

Les méthodes non électriques comprennent les méthodes visuelles et thermiques, également appelées VTM.

Les méthodes électriques classiques sont largement employées dans l'industrie. Les techniques exploitant l'intelligence artificielle (IA), recourant à des algorithmes d'apprentissage automatique et de deep learning, sont employées pour repérer et catégoriser les imperfections [31].

II-5-1- Méthodes électriques :

Analyse de la courbe Courant– Tension :

L'analyse de la courbe I-V est une stratégie traditionnelle de détection et de diagnostic des défauts utilisée dans les systèmes photovoltaïques (PV). Il s'agit d'analyser les caractéristiques électriques d'un module, telles que le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert, afin de détecter les défaillances du système.

La courbe courant-tension est surveillée et mesurée alors que la tension ou le courant à travers le module varie avec l'application d'une charge externe ou d'une source d'alimentation. Généralement, les caractéristiques de réponse identiques des cellules ou des modules sont utilisées comme référence pour comparer avec le module en test. En fonctionnement normal, les caractéristiques I-V suivent une courbe spécifique, comme illustré dans la Figure II.3, qui

se modifie en cas de défaut. L'ampleur de la variation de la courbe dépend du type et de la gravité de la faute [31].

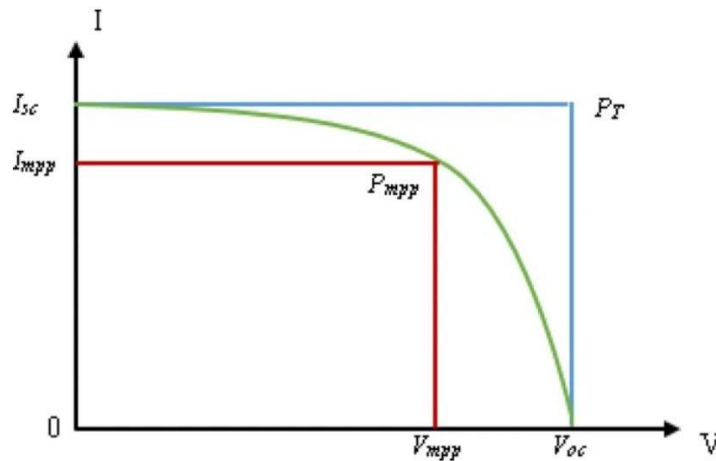


Figure II-16: Paramètres de la courbe IV

La courbe I-V d'un module peut s'avérer précieuse pour détecter divers défauts dans les systèmes photovoltaïques (PV). Cependant, il ne fournit généralement pas d'informations précises sur l'emplacement exact de ces défaillances. Ainsi, il est souvent nécessaire d'utiliser des techniques supplémentaires pour localiser précisément les défauts. Cela peut complexifier le processus de détection de défauts, nécessitant un temps et des ressources significatifs pour sa mise en œuvre [31].

Méthode d'analyse de la puissance produite :

Elle est mise en œuvre par. Elle s'avère efficace pour évaluer le bon fonctionnement d'un champ photovoltaïque. Cette approche repose sur l'utilisation de l'énergie solaire incidente et des relevés de température des modules afin de prédire la performance de sortie du panneau photovoltaïque à l'aide d'un modèle de circuit équivalent.

Deux indicateurs sont définis, l'un pour les pertes thermiques et l'autre pour les pertes de puissance.

Lorsque les pertes mesurées dépassent de manière significative les pertes simulées, l'algorithme de détection identifie un dysfonctionnement du système. Des indicateurs se basant sur les rapports entre les valeurs simulées et mesurées du courant et de la tension sont employés afin de détecter les défauts de chaîne ou les défauts d'ombrage [32].

II-5-2- Techniques statistiques et de traitement du signal :

Les méthodes de traitement du signal dépendent de l'analyse du signal d'onde, telles que la mesure de la capacité terrestre, le spectre étalé et la réflectométrie dans le domaine temporel (TDR) [39]. La méthode TDR est utilisée pour détecter et localiser les défauts des

arrays de modules PV. Malheureusement, cela pourrait dépendre des conditions d'installation, telles que les matériaux des composants PV et le câblage [31].

II-5-3- Méthodes visuelle et thermique(VTM):

Les VTM incluent les techniques suivantes : inspection visuelle, imagerie par fluorescence ultraviolette (UV), imagerie par électroluminescence et thermographie[31].

Inspection visuelle:

La technique d'inspection visuelle utilisée pour repérer les imperfections dans le domaine de la photovoltaïque repose essentiellement sur l'intervention humaine, elle est habituellement réalisée de manière régulière et varie en fonction des compétences de chaque inspecteur. Les catégories de défauts détectables par cette approche comprennent les défauts liés au comportement externe ou aux altérations mécaniques visibles à la surface des panneaux. Parmi les imperfections observées, on peut mentionner la présence de fissures dans le verre, la décoloration du matériau, la délamination, la formation de bulles, ainsi que des problèmes de connexion des câbles au niveau de la boîte de jonction ou la corrosion des interconnexions. Malgré les efforts entrepris pour détecter les imperfections, ces derniers demeurent limités et ne parviennent pas à atteindre les objectifs désirés. Ainsi, diverses études explorent des méthodes avancées afin d'identifier et de localiser les divers types de défauts[37].

La méthode d'électroluminescence(EL):

Méthode d'inspection des modules photovoltaïques fondée sur le processus de recombinaison radiative. Cette méthode implique l'application d'un courant continu aux modules, favorisant ainsi la recombinaison radiative au sein des cellules solaires. Au cours de ce processus de recombinaison, les électrons passent d'un niveau d'énergie supérieur à un niveau inférieur, ce qui entraîne l'émission de lumière connue sous le nom d'électroluminescence.

Ensuite, cette lumière est captée par un capteur à transfert de charge (CCD). Par la suite, les images d'électroluminescence sont analysées afin de repérer les anomalies présentes dans les modules ou les cellules photovoltaïques.

Cette méthode est non destructive et relativement rapide, fournissant une source d'informations détaillée sur l'uniformité des cellules et des panneaux solaires. Toutefois, son utilisation doit être complétée par d'autres méthodes afin d'obtenir une caractérisation exhaustive des défauts[32].

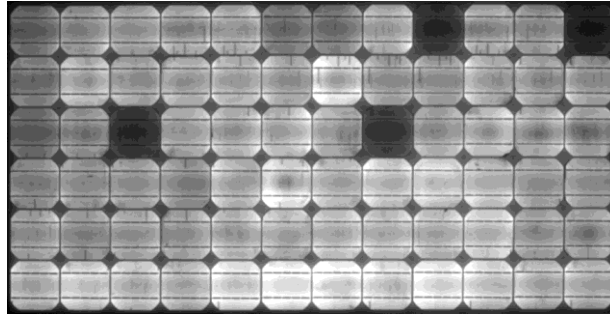


Figure II-17: EL Failure

La méthode de fluorescence UV :

L'imagerie FL, abréviation de l'imagerie de luminescence fluorescente, est une méthode d'analyse fréquemment employée dans le domaine des systèmes photovoltaïques. Elle s'avère être d'une grande utilité pour l'analyse de l'éthylène-acétate de vinyle (EVA), un composant essentiel des cellules photovoltaïques.

Cette approche permet d'étudier la perte de couleur des panneaux photovoltaïques, comme le montre la Figure II-15. Sa sensibilité est telle qu'elle lui permet d'identifier avec précision le nombre et la localisation des fissures présentes dans les cellules des modules photovoltaïques, même dans des conditions de faible luminosité extérieure. Néanmoins, une limitation de cette méthode est son incapacité à repérer les fissures localisées en périphérie de la cellule .

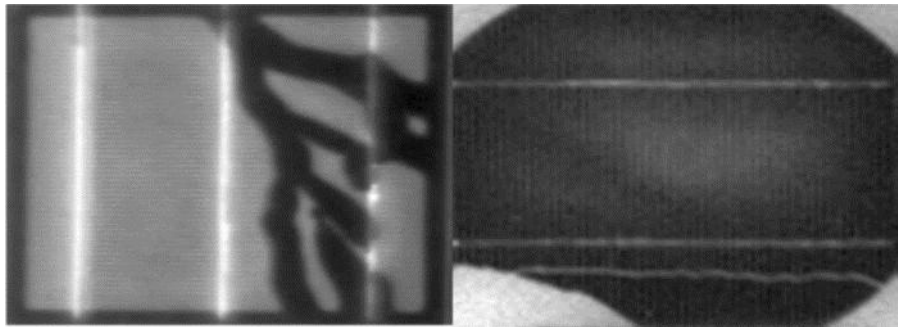


Figure II-18: défaillance UVFL

La technique de fluorescence UV repose sur la capacité d'un matériau à émettre de la lumière lorsqu'il est soumis à un rayonnement ultraviolet. Lorsque les cellules photovoltaïques sont soumises à ce rayonnement, elles produisent de la lumière à une longueur d'onde distincte. Par la suite, cette lumière est captée et analysée afin de repérer différents défauts, tels que les fissures, présents dans les cellules photovoltaïques. Cette méthode constitue donc une approche non destructive et performante pour examiner et évaluer l'intégrité des cellules photovoltaïques[33].

La thermographie infrarouge (IR) :

Une méthode non destructive et sans contact largement employée pour repérer les défaillances dans les installations photovoltaïques. Cette méthode s'appuie sur le concept de rayonnement, selon lequel une surface du système photovoltaïque ou de ses composants électriques émet de l'énergie sous forme d'ondes électromagnétiques. Les atomes en mouvement de tout objet dont la température est supérieure à 0 K émettent ces ondes infrarouges, ou lorsqu'ils reçoivent de l'énergie externe .

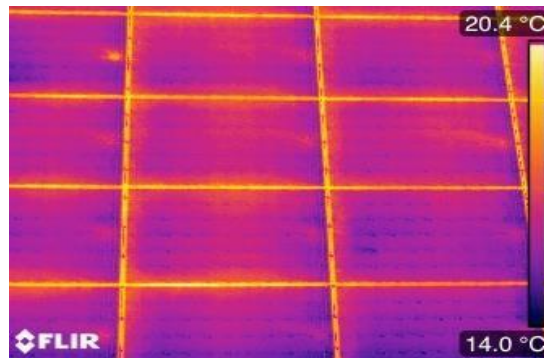


Figure II-19: Contrôle et inspection par thermographie infrarouge

Cette méthode s'avère particulièrement précieuse pour repérer et catégoriser les dysfonctionnements des panneaux solaires, ainsi que pour examiner d'autres éléments du dispositif, tels que les câbles, les diodes, les boîtiers de combinaison CC, les boîtiers de jonction et les connecteurs [34].

Méthode d'intelligence artificielle :

Les méthodes d'intelligence artificielle constituent des instruments efficaces pour la surveillance et l'identification des anomalies dans les installations photovoltaïques. Ces méthodes s'appuient sur la capacité des modèles à apprendre de manière autonome à partir des données, ce qui les rend appropriées pour traiter les comportements non linéaires et complexes observés dans les installations solaires. Parmi les algorithmes largement employés, on peut citer les réseaux de neurones artificiels, les machines à vecteurs de support (SVM), les techniques de regroupement comme K-Means, et les architectures profondes telles que les Autoencodeurs. L'incorporation de ces modèles avec des données provenant du fonctionnement réel des systèmes facilite une détection précise des anomalies[34].

II-6-Limites des approches traditionnelles dans les systèmes photovoltaïques (PV) :

Les systèmes photovoltaïques (PV) sont devenus une solution essentielle pour la production d'énergie renouvelable. Afin de garantir leur efficacité et leur fiabilité, il est nécessaire de surveiller leur fonctionnement et de détecter les défauts éventuels.

Traditionnellement, les méthodes de diagnostic et de maintenance des systèmes PV reposent sur des inspections visuelles, des mesures électriques de base et des interventions périodiques de maintenance.

Cependant, avec l'évolution technologique et l'augmentation de la taille des centrales photovoltaïques, ces approches traditionnelles présentent plusieurs limitations techniques, économiques et opérationnelles, qui peuvent réduire l'efficacité de la détection des défauts et affecter les performances globales du système.

II-6-1- Détection tardive des anomalies :

L'une des principales limites des méthodes traditionnelles est la détection tardive des défauts. En effet, les inspections visuelles et les mesures électriques classiques ne permettent souvent d'identifier un problème qu'après l'apparition d'une baisse significative de la production d'énergie.

Par exemple, certains défauts internes tels que les microfissures dans les cellules photovoltaïques, la dégradation des matériaux encapsulants ou l'apparition de hot spots peuvent évoluer progressivement sans être détectés immédiatement. Cette situation peut entraîner une dégradation progressive du module et une diminution durable de la performance du système. [35]

II-6-2- Faible précision dans la localisation des défauts :

Les approches traditionnelles reposent principalement sur des mesures globales du système, comme la tension, le courant et la puissance du string photovoltaïque. Bien que ces paramètres permettent d'identifier l'existence d'un problème, ils ne permettent pas toujours de localiser précisément le composant défectueux.

Dans les grandes installations photovoltaïques comportant des centaines ou des milliers de modules, cette limitation complique considérablement le processus de maintenance. Les techniciens doivent souvent effectuer des inspections supplémentaires longues et coûteuses afin d'identifier le module ou la connexion responsable de la perte de performance. [36]

II-6-3 Coûts élevés de maintenance et de main-d'œuvre :

Les méthodes traditionnelles reposent généralement sur des inspections manuelles périodiques, ce qui nécessite la mobilisation de techniciens qualifiés. Dans les centrales photovoltaïques de grande taille, ces opérations peuvent être longues et coûteuses. De plus, l'accès à certains modules installés sur des structures élevées ou dans des zones difficiles d'accès peut rendre l'inspection plus complexe et augmenter les coûts logistiques et les risques liés à la sécurité du personnel. [37]

II-6-4- Absence de surveillance continue :

Les approches traditionnelles sont généralement basées sur des contrôles périodiques plutôt que sur une surveillance permanente du système. Cela signifie que les défauts peuvent apparaître et évoluer entre deux inspections sans être détectés.

Par conséquent, les pertes d'énergie peuvent s'accumuler pendant une longue période avant que le problème ne soit identifié et corrigé. Dans certains cas, cette situation peut entraîner une diminution importante de la production annuelle d'électricité. [38]

II-6-5- Sensibilité aux conditions environnementales :

Les performances des modules photovoltaïques dépendent fortement de facteurs environnementaux tels que la température, l'irradiation solaire, l'humidité ou la présence de poussière. Les méthodes traditionnelles de diagnostic ne prennent pas toujours en compte ces variations de manière précise.

Par exemple, une baisse temporaire de la production peut être liée à une variation naturelle des conditions climatiques et non à un défaut réel du système. Cette situation peut conduire à des diagnostics erronés ou incomplets. [39]

II-6-6 Difficulté à détecter les défauts internes :

Certains défauts des modules photovoltaïques sont internes et invisibles à l'œil nu, comme les délaminations, les défauts de soudure ou les microfissures des cellules.

Les méthodes traditionnelles basées uniquement sur l'inspection visuelle ne permettent pas de détecter efficacement ces anomalies.

En conséquence, ces défauts peuvent évoluer progressivement jusqu'à provoquer une dégradation importante du module ou même une panne du système. [40]

II-7- Conclusion :

Ce chapitre se penche sur les multiples imperfections auxquelles les systèmes photovoltaïques (PV) sont sujets, lesquelles compromettent leur efficacité et leur rentabilité, et peuvent avoir des conséquences sérieuses sur la sécurité publique. Nous avons examiné les différentes classifications et techniques de détection de ces imperfections dans les systèmes photovoltaïques.

Chaque module photovoltaïque peut présenter divers types de défauts, lesquels influent de manière spécifique sur le courant, la tension et la puissance de sortie. En ayant une compréhension des caractéristiques de ces effets, il est envisageable d'identifier le genre de défaut ainsi que son impact sur le bon fonctionnement du système.



Chapitre III:

Digital Twin et intelligence artificielle pour la détection des défauts



III-1- Introduction :

Au cours des dernières années, la transformation numérique des systèmes industriels a conduit à l'émergence de nouvelles approches intelligentes pour la surveillance et la maintenance. Parmi ces approches, le concept de Digital Twin (jumeau numérique) s'impose comme une solution innovante permettant de représenter virtuellement un système physique en temps réel.

Dans le domaine des systèmes photovoltaïques (PV), la détection des défauts constitue un enjeu majeur afin d'assurer une production énergétique optimale et une fiabilité élevée. Toutefois, les méthodes traditionnelles présentent plusieurs limitations, notamment en termes de précision et de capacité de détection précoce.

Dans ce contexte, l'intégration du Digital Twin avec les techniques d'intelligence artificielle permet de développer des systèmes intelligents capables de détecter les anomalies de manière efficace et en temps réel.

III-2- Concept du Digital Twin :

Le Digital Twin est défini comme une représentation numérique dynamique d'un système physique

réel, alimentée en continu par des données issues de capteurs. Il permet de reproduire fidèlement le comportement du système et d'anticiper ses évolutions.

Ce concept repose sur trois éléments fondamentaux :

- Le système physique réel.
- Le modèle numérique (jumeau).
- Le flux de données bidirectionnel.

Contrairement aux approches de simulation classiques, le Digital Twin est continuellement mis à jour, ce qui permet une analyse en temps réel et une meilleure prise de décision.

III-2-1- Définition du Digital Twin :

Le Digital Twin peut être défini comme un modèle numérique d'un objet, d'un système ou d'un processus physique, capable de reproduire son comportement en temps réel à l'aide de données collectées via des capteurs et des systèmes connectés [41]. Contrairement aux modèles classiques de simulation, le jumeau numérique est continuellement mis à jour, ce qui lui permet de refléter l'état réel du système à tout moment.

Ce concept repose sur trois éléments fondamentaux:

- Le système physique réel.
- Le modèle virtuel (jumeau numérique).
- Le flux de données bidirectionnel entre les deux.

III-2-2- Évolution du concept:

Le terme Digital Twin a été introduit par Michael Grieves en 2003 dans le cadre de la gestion du cycle de vie des produits (Product Lifecycle Management). Par la suite, ce concept a été développé et popularisé notamment par la NASA dans ses projets de simulation et de maintenance des systèmes spatiaux [42].

Avec l'avènement de l'Internet des objets et du Big Data, le Digital Twin a connu une évolution significative, devenant un outil incontournable dans plusieurs domaines:

- industrie manufacturière.
- énergie.
- santé.
- transport intelligent.

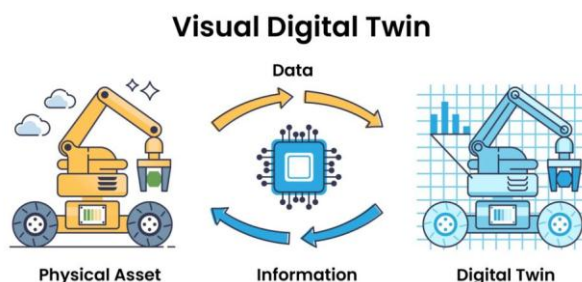


Figure III-1: Représentation du concept de Digital Twin et interaction entre système physique et virtuel.

III-2-3- Objectifs du Digital Twin :

L’utilisation du Digital Twin vise plusieurs objectifs stratégiques:

- Amélioration de la maintenance prédictive.
- Réduction des coûts opérationnels.
- Optimisation des performances des systèmes.
- Détection précoce des anomalies et des défauts.
- Aide à la prise de décision en temps réel.

III-2-4- Différence entre simulation classique et Digital Twin:

Contrairement aux modèles de simulation traditionnels, le Digital Twin présente des avantages majeurs :

Simulation classique	Digital Twin
Données statiques	Données en temps réel
Modèle isolé	Modèle connecté au système réel
Analyse limitée	Analyse continue et prédictive
Pas d’interaction directe	Interaction bidirectionnelle

Tableau III -1: Différence entre simulation classique et Digital Twin

III-3- Architecture et types de Digital Twin :

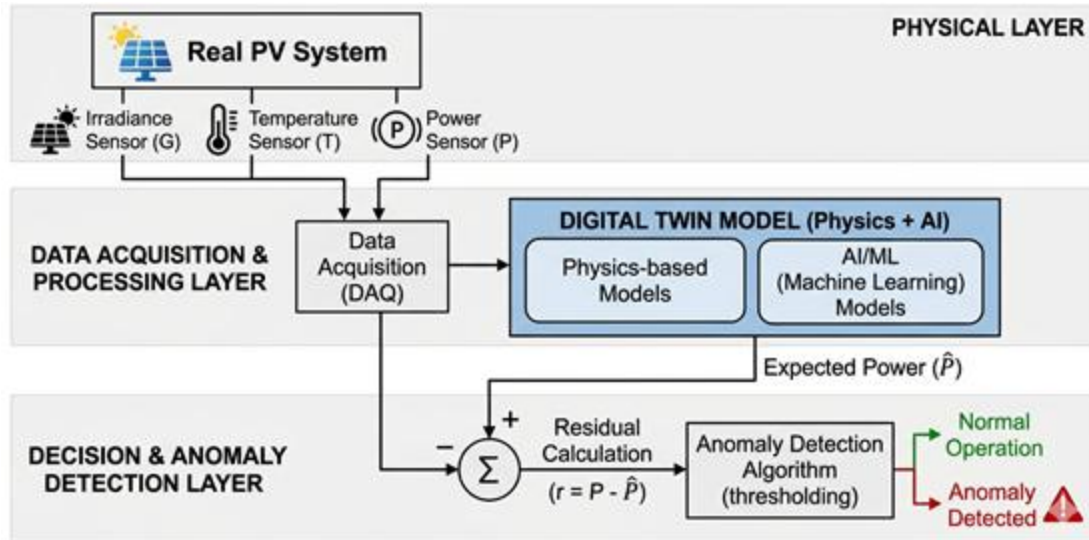
Dans ce travail, une architecture hybride du Digital Twin est proposée pour la détection des défauts dans les systèmes photovoltaïques.

Le fonctionnement global repose sur les étapes suivantes :

- Acquisition des données réelles (irradiance, température, puissance)
- Transmission et prétraitement des données

- Modélisation du comportement normal du système
- Estimation de la puissance attendue
- Calcul du résidu
- Détection des anomalies

Cette architecture permet de relier directement le système physique à son équivalent numérique afin d'identifier toute déviation anormale.



III- 3-1- Formulation mathématique :

Le Digital Twin est basé sur un modèle prédictif permettant d'estimer la puissance produite par le système photovoltaïque.

Modèle de prédiction :

$$\hat{P}(t) = f(G(t), T(t), X(t))$$

Calcul du résidu :

$$r(t) = P(t) - \hat{P}(t)$$

Score d'anomalie :

$$\text{Score}(t) = |r(t)|$$

Un écart important entre la puissance réelle et estimée indique un comportement anormal du système.

III-3-2- Importance de l'architecture dans la détection des défauts :

Une architecture bien conçue permet:

- une collecte précise des données.
- une analyse rapide et fiable.
- une détection précoce des anomalies.
- une amélioration de la maintenance prédictive.

Plus l'architecture est performante, plus la détection des défauts est efficace [43] .

III-3-3- Application du Digital Twin aux systèmes photovoltaïques :

Les systèmes photovoltaïques (PV) représentent une solution clé pour la production d'énergie renouvelable. Cependant, leur performance peut être affectée par divers facteurs environnementaux et techniques. Dans ce contexte, le Digital Twin apparaît comme une technologie innovante permettant d'améliorer la surveillance, l'analyse et la maintenance de ces systèmes.

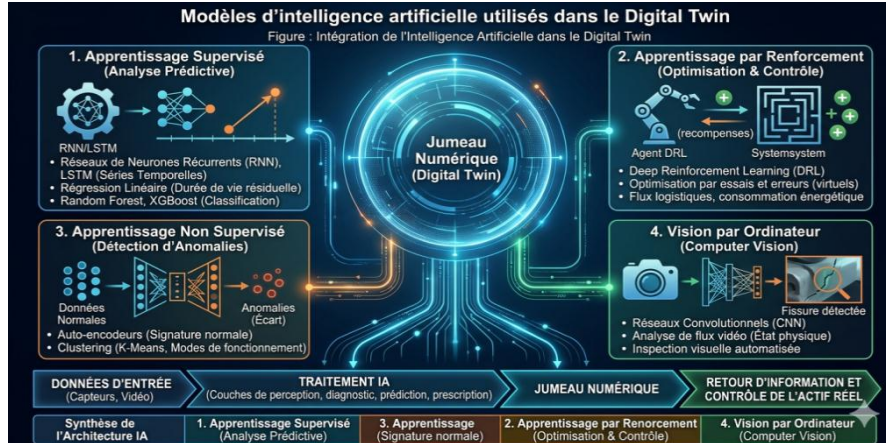


Figure III-2: Modèles d'intelligence artificielle utilisés dans le Digital Twin.

III-4- Rôle du Digital Twin dans les systèmes photovoltaïques:

L'intégration du Digital Twin dans les systèmes PV permet plusieurs fonctionnalités avancées:

1. Surveillance en temps réel :

Le jumeau numérique reçoit en continu les données du système réel (tension, courant, température, irradiance).

2. Simulation du comportement :

Il permet de simuler la production énergétique attendue en fonction des conditions idéales.

3. Détection des anomalies:

En comparant les données réelles avec les données simulées, il est possible d'identifier rapidement les écarts anormaux [44].

4. Maintenance prédictive:

Le Digital Twin peut anticiper les pannes avant leur apparition, réduisant ainsi les coûts de maintenance.

III-4-1- Exemple d'application:

Dans une centrale photovoltaïque, le Digital Twin peut être utilisé pour:

- comparer la puissance réelle produite avec la puissance théorique.

- détecter une baisse de rendement anormale.
- localiser précisément le composant défaillant.

Par exemple, si un panneau produit moins d'énergie que prévu, le système peut identifier:

- un ombrage partiel.
- un défaut interne du module.
- un problème de connexion.

III-4-2- Avantages de l'utilisation du Digital Twin dans les systèmes PV:

L'utilisation du Digital Twin offre plusieurs avantages:

- Amélioration de l'efficacité énergétique.
- Réduction des pertes de production.
- Optimisation de la maintenance.
- Augmentation de la durée de vie des équipements.
- Réduction des coûts opérationnels.

III-4-3- Limites et défis:

Malgré ses avantages, cette technologie présente:

- coût élevé de mise en œuvre
- besoin en infrastructure numérique avancée
- gestion de grandes quantités de données

III-5- Rôle de l'intelligence artificielle dans le Digital Twin:

L'intégration de l'intelligence artificielle (IA) avec le Digital Twin constitue une avancée majeure dans le domaine de la détection des défauts et de la maintenance prédictive. En effet, le Digital Twin génère une grande quantité de données en temps réel, et l'IA intervient pour exploiter efficacement ces données afin d'extraire des informations pertinentes et prendre des décisions intelligentes.

L'IA permet ainsi de transformer le jumeau numérique d'un simple outil de simulation en un système intelligent capable d'apprentissage, d'adaptation et de prédiction [45].

III-5-1- Importance de l'IA dans le Digital Twin:

L'intelligence artificielle joue plusieurs rôles essentiels:

- Analyse des données massives (Big Data).
- Détection automatique des anomalies.
- Prédiction des défaillances.
- Optimisation des performances du système.
- Aide à la prise de décision en temps réel

Grâce à l'IA, le Digital Twin devient un système autonome capable d'améliorer continuellement ses performances.

III-6- Comparaison avec les méthodes basées uniquement sur l'intelligence artificielle:

L'utilisation de l'intelligence artificielle seule dans la détection des défauts a connu un grand succès ces dernières années. Toutefois, l'intégration de l'IA avec le Digital Twin offre des performances supérieures grâce à la combinaison entre modélisation physique et analyse intelligente des données.

III-6-1- Approche basée uniquement sur l'IA:

Dans cette approche, les algorithmes d'intelligence artificielle exploitent uniquement les données historiques ou en temps réel pour:

- détecter les anomalies.
- classer les défauts.
- prédire les pannes.

Avantages:

- simplicité de mise en œuvre.
- capacité à traiter de grandes quantités de données.
- bonne précision dans certains cas.

Limites:

- dépendance forte à la qualité des données.
- absence de compréhension physique du système.
- difficulté à interpréter les résultats.
- faible capacité de généralisation dans des situations nouvelles [46].

III-6-2- Approche basée sur le Digital Twin + IA:

Cette approche combine:

- modèles physiques (Digital Twin) .
- algorithmes intelligents (IA) .

Le Digital Twin fournit un modèle de référence (comportement normal), tandis que l'IA analyse les écarts et améliore la précision de détection.

Avantages:

- meilleure précision dans la détection des défauts.
- Prédiction précoce des défauts.
- compréhension approfondie du système.

- capacité d'adaptation en temps réel.
- réduction des faux positifs [47].

Limites:

- complexité de mise en œuvre.
- coût élevé.
- besoin en expertise multidisciplinaire.

III-6-3- Comparaison globale:

Critère	IA seule	Digital Twin + IA
Source de données	Données	Données + modèle physique
Précision	Moyenne à élevée	Très élevée
Interprétation	Limitée	Meilleure
Détection précoce	Moyenne	Très efficace
Coût	Faible	Élevé
Adaptabilité	Limitée	Forte

III-6-4- Analyse critique:

L'approche basée uniquement sur l'IA reste efficace dans des environnements simples ou lorsque les données sont abondantes et bien structurées. Cependant, dans des systèmes complexes comme les installations photovoltaïques, elle montre certaines limites [48].

En revanche, l'intégration du Digital Twin permet d'introduire une dimension physique et contextuelle, rendant l'analyse plus fiable et plus robuste face aux variations réelles.

Ainsi, la combinaison des deux approches constitue une solution optimale pour la détection intelligente des défauts.

III-7- Conclusion :

Dans ce chapitre, une approche basée sur le Digital Twin couplé à l'intelligence artificielle a été présentée pour la détection des défauts dans les systèmes photovoltaïques.

Le Digital Twin a été défini comme un modèle numérique dynamique permettant de reproduire le comportement du système réel à partir des données mesurées. Une architecture hybride a été proposée, intégrant la modélisation du comportement normal et l'analyse des écarts entre les valeurs réelles et estimées à travers un signal de résidu.

L'introduction des techniques de Machine Learning a permis d'améliorer la précision du modèle et de renforcer la capacité de détection des anomalies dans des conditions réelles et non linéaires.

Ainsi, la combinaison Digital Twin–IA constitue une solution robuste et efficace pour la surveillance intelligente des systèmes photovoltaïques, offrant une détection précoce et fiable des défauts.

L'approche proposée sera mise en œuvre et validée expérimentalement dans le chapitre suivant à travers une étude de cas réelle.



*Chapitre IV : Étude de cas – Digital Twin
de la centrale photovoltaïque d’El*

Hadjira



IV-1- Introduction:

Dans les chapitres précédents, nous avons présenté les systèmes photovoltaïques ainsi que les différents types de défauts pouvant affecter leur fonctionnement. Nous avons également montré les limites des méthodes classiques de détection, notamment leur manque de précision et l'absence de surveillance continue.

Dans ce contexte, l'utilisation du **Digital Twin** combiné avec l'intelligence artificielle constitue une solution efficace pour améliorer la surveillance des centrales photovoltaïques.

L'objectif de ce chapitre est de proposer une application pratique de cette approche sur la centrale photovoltaïque d'El Hadjira. Le principe consiste à développer un modèle capable de prédire la puissance produite par la centrale, puis de comparer cette estimation avec la puissance réelle afin de détecter les anomalies.

IV-2- Présentation de la centrale et des données:

Les données utilisées proviennent du système SCADA de la centrale photovoltaïque d'El Hadjira. Elles couvrent la période de février 2023 à décembre 2023 avec un pas de temps de 30 minutes.

Les variables principales sont : la puissance active, l'irradiance, la température, la vitesse du vent, l'humidité et la pression atmosphérique.

Seules les périodes de production ont été considérées

(G(t) > 50 W/m² et P(t) > 0).

IV-3- Prétraitement des données:

Les données ont été nettoyées afin de supprimer les valeurs manquantes ou incohérentes. Ensuite, seules les périodes de production ont été conservées.

Des variables temporelles ainsi que la puissance précédente P(t-1) ont été ajoutées afin d'améliorer la précision du modèle.

IV-4- Modélisation du Digital Twin:

Le Digital Twin est représenté par un modèle basé sur l'intelligence artificielle permettant de prédire la puissance produite.

Le modèle utilisé est Random Forest, choisi pour sa capacité à modéliser des relations non linéaires et sa robustesse.

Le modèle prend en entrée les variables météorologiques et temporelles et fournit en sortie la puissance estimée.

IV-5- Détection des anomalies:

Le score d'anomalie est défini par la différence entre la puissance réelle et la puissance estimée : **Score(t) = |P(t) - $\hat{P}(t)$ |**

Deux seuils sont utilisés : 95% pour les anomalies modérées et 99% pour les anomalies sévères.

IV-6- Résultats et analyse:

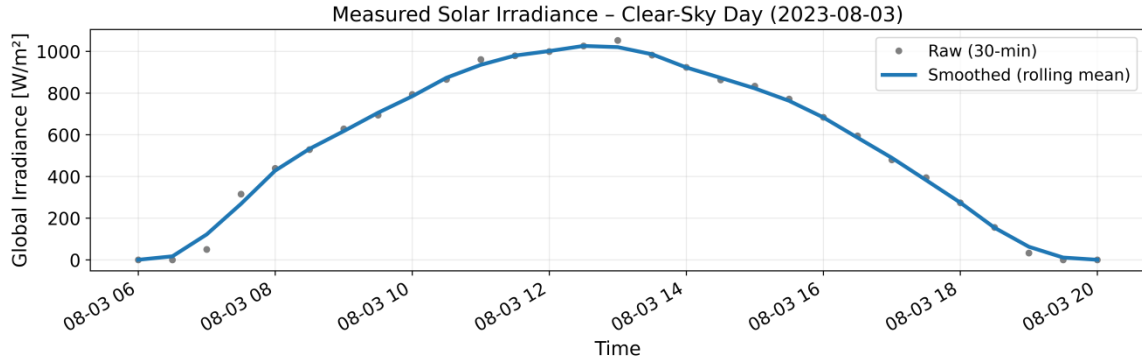


Figure IV-1 : Profil de l'irradiance solaire durant une journée normale (clear-sky).

Cette figure montre un profil régulier de l'irradiance solaire, caractéristique d'une journée sans perturbations. L'évolution est progressive avec un maximum vers le milieu de la journée. Ce type de comportement représente des conditions normales de fonctionnement du système photovoltaïque.

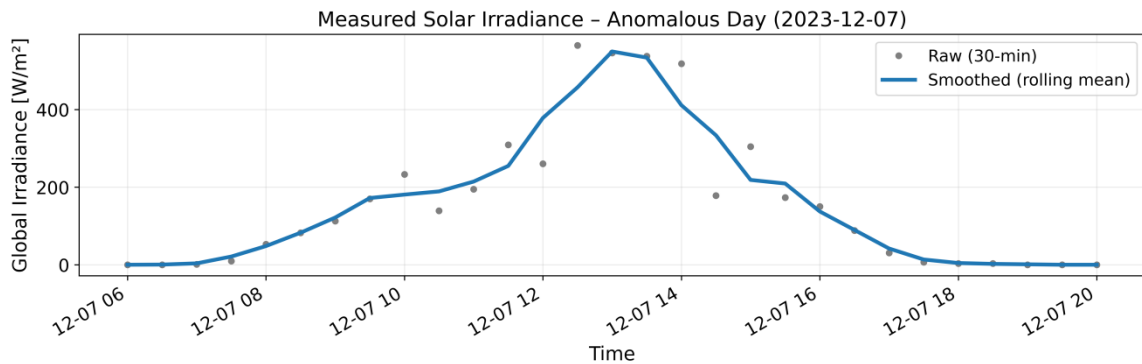


Figure IV-2 : Profil de l'irradiance durant une journée anormale.

Contrairement à la journée normale, cette figure présente des fluctuations irrégulières de l'irradiance. Ces variations peuvent être dues à des conditions météorologiques instables ou à des perturbations externes, ce qui influence directement la production du système.

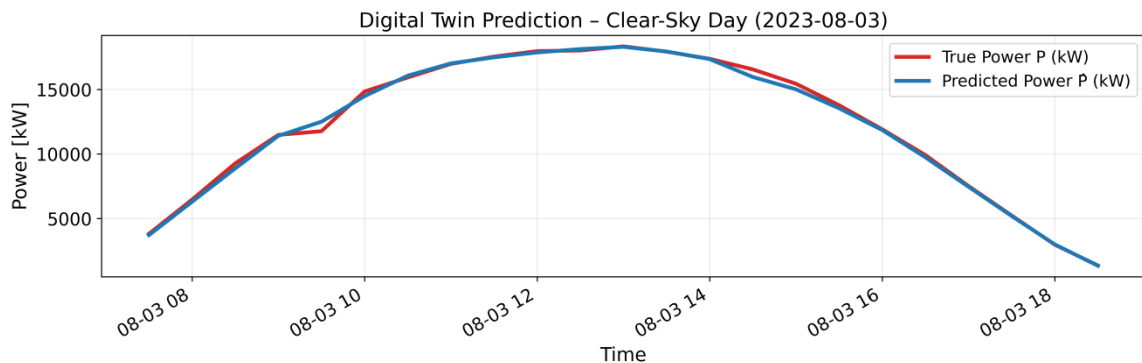


Figure IV-3 : Comparaison entre la puissance réelle et estimée (journée normale).

On observe une forte concordance entre la puissance mesurée et la puissance estimée par le modèle. Cela montre que le Digital Twin est capable de représenter correctement le comportement normal du système photovoltaïque

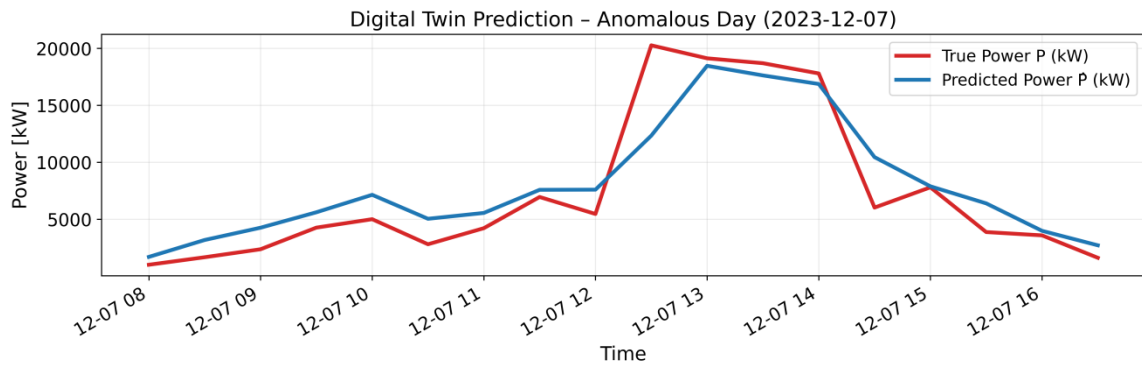


Figure IV-4: Comparaison entre la puissance réelle et estimée (journée anormale).

Un écart significatif apparaît entre les valeurs réelles et estimées. Ce décalage indique une anomalie dans le fonctionnement du système, ce qui confirme l'efficacité du modèle dans la détection des comportements anormaux.

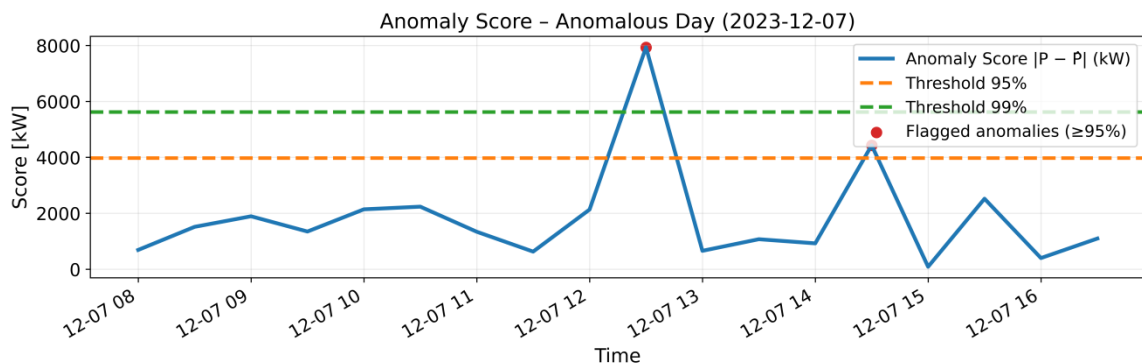


Figure IV-5: Score d'anomalie basé sur les résidus avec seuils 95% et 99%.

Les pics du score d'anomalie dépassant les seuils définis indiquent des comportements anormaux. Le seuil de 95% correspond à des anomalies modérées, tandis que le seuil de 99% représente des anomalies plus sévères.

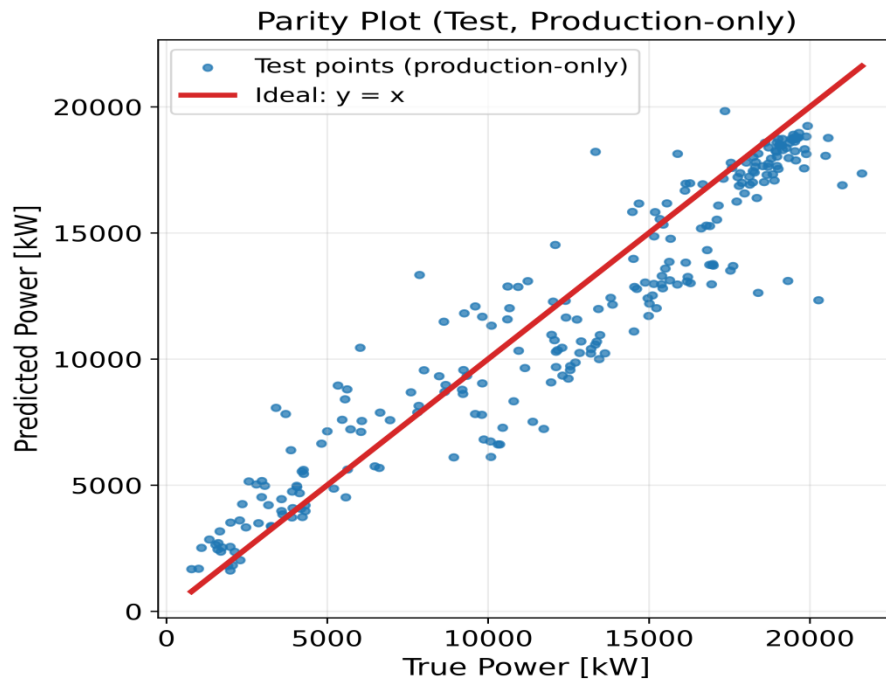


Figure IV-6 : Corrélation entre la puissance réelle et la puissance estimée.

Les points sont proches de la diagonale, ce qui indique une bonne précision du modèle. Cela confirme que le Digital Twin reproduit correctement la production du système dans des conditions normales.

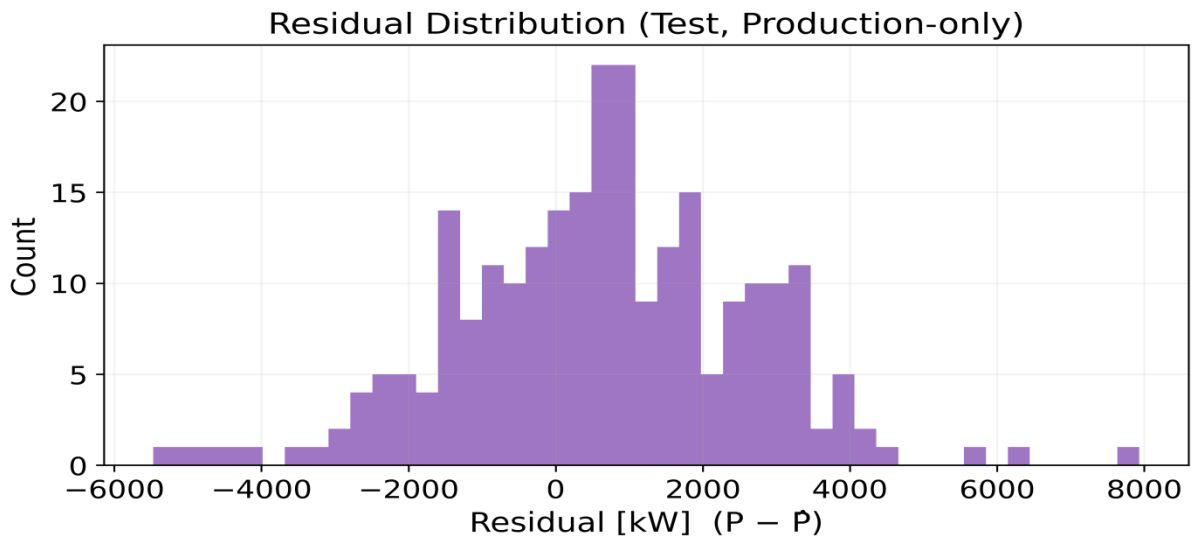


Figure IV-7 : Distribution des résidus du modèle.

La majorité des erreurs est concentrée autour de faibles valeurs, ce qui indique une bonne performance globale. Les valeurs élevées correspondent à des anomalies détectées dans le système.

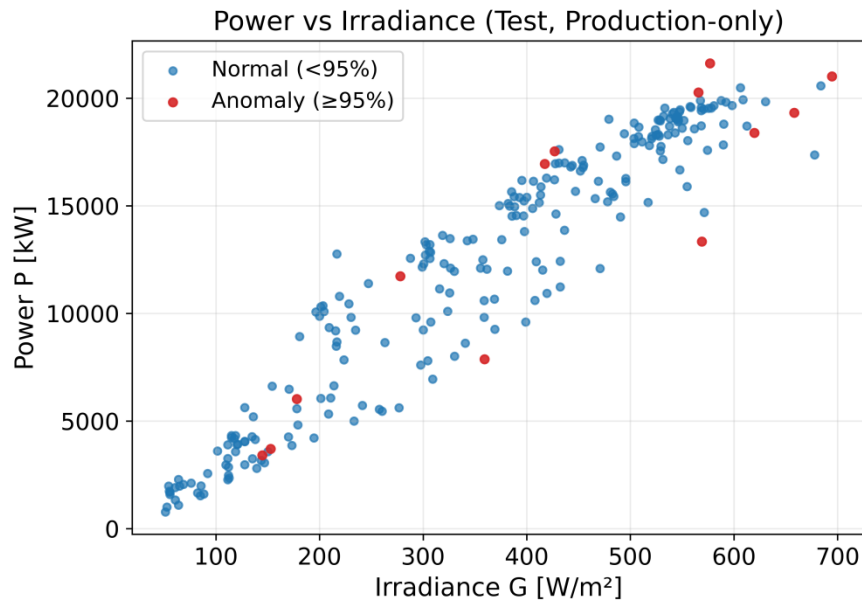


Figure IV-8: Relation entre la puissance et l'irradiance avec identification des anomalies.

Les points normaux suivent une tendance cohérente, tandis que les anomalies apparaissent comme des points isolés. Cela montre que le modèle est capable de distinguer les comportements normaux des anomalies.

IV-7- Le modèle présente une bonne performance avec un coefficient $R^2 \approx 0.88$

Les anomalies détectées dans ce travail peuvent être liées à différents types de défauts présentés dans le chapitre précédent, tels que l'ombrage partiel, l'encrassement des panneaux ou des problèmes au niveau de l'onduleur. Ainsi, le Digital Twin constitue un outil efficace pour la détection précoce de ces défauts.

Ces résultats confirment que le modèle est capable de distinguer efficacement les conditions normales des situations anormales, ce qui valide l'approche basée sur le Digital Twin pour la détection des défauts.

IV-8- Conclusion:

Ce chapitre a permis de développer et d'appliquer un Digital Twin basé sur des données réelles issues de la centrale photovoltaïque d'El Hadjira.

Les résultats obtenus montrent que le modèle proposé est capable de prédire avec une bonne précision la puissance produite et de détecter efficacement les anomalies à partir de l'analyse des résidus.

Ainsi, cette approche constitue une solution simple, fiable et adaptée pour la surveillance et la maintenance des systèmes photovoltaïques.



Conclusion General

Conclusion General :

Au terme de ce travail de recherche, qui a porté sur le développement d'un système de surveillance et de diagnostic intelligent pour les installations photovoltaïques, nous avons pu démontrer l'importance cruciale des technologies numériques pour optimiser l'efficacité des énergies renouvelables. L'objectif principal était d'intégrer le concept du Jumeau Numérique (Digital Twin) avec les algorithmes de l'Intelligence Artificielle afin de relever les défis liés aux pannes techniques, en prenant la centrale d'El-Hadjira comme étude de cas.

Les conclusions majeures de cette étude peuvent être résumées comme suit:

Premièrement : L'étude a prouvé que la modélisation par Jumeau Numérique ne se limite pas à une simple simulation, mais offre une capacité prédictive élevée du comportement de la centrale sous diverses conditions climatiques et environnementales.

Deuxièmement : Les résultats appliqués, issus des modèles d'apprentissage automatique (Machine Learning), ont montré une précision remarquable dans la détection des anomalies par rapport aux méthodes conventionnelles, ce qui permet de réduire considérablement les temps d'arrêt et les coûts de maintenance.

Troisièmement : À travers le cas de la centrale d'El-Hadjira, il est apparu que la qualité des données et la synchronisation en temps réel entre l'entité physique et son modèle numérique constituent l'épine dorsale de la réussite des systèmes de diagnostic intelligents.

Bien que ce travail ait apporté des résultats probants, il ouvre des perspectives prometteuses pour des recherches futures. Il serait pertinent d'approfondir les algorithmes de maintenance prévisionnelle pour anticiper les défaillances avant leur apparition, et d'intégrer des technologies liées à l'Internet des Objets (IoT) pour assurer une transmission de données encore plus rapide et sécurisée.

Enfin, nous espérons que ce mémoire constituera une contribution utile au développement du secteur des énergies renouvelables en Algérie et servira de référence pour l'application de l'intelligence artificielle dans la gestion des systèmes énergétiques complexes.

Références et bibliographiques



Références et bibliographiques

-
- [1] Starowicz, A., Rusanowska, P., & Zieliński, M. (2023). Photovoltaic cell—the history of invention—review. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, 26(1), 169-180.
- [2] Zegtou, D. E. (2020). *Surveillance et détection de défauts d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique* (Mémoire de maîtrise). Université du Québec à Trois-Rivières, Canada.
- [3] Kaid, I. E. (2018). *Détection et localisation des défauts à base de la logique floue appliquée à un système hybride d'énergie renouvelable* (Thèse de doctorat). Université Ziane Achour de Djelfa, Algérie.
- [4] Djalab, A. (2020). *Diagnostic des défauts d'un système d'énergie renouvelable basée sur les techniques d'intelligence artificielle : Application sur un système photovoltaïque* (Thèse de doctorat). Université de Djelfa, Algérie.
- [5] Otsmane, O., & Diboune, Y. (2020). *Identification des paramètres d'un panneau photovoltaïque à l'aide d'un algorithme de colonies de fourmis* (Mémoire de master). Université Ahmed Draia, Adrar, Algérie.
- [6] Hakoumi, A., & Benamar, A. (2019). *Commande MPPT et contrôle d'un système photovoltaïque 3KW par la logique floue* (Mémoire de master). Université Ahmed Draia, Adrar, Algérie.
- [7] Benseddik, O., & Djaloud, F. (2012). *Etude et optimisation du fonctionnement d'un système photovoltaïque* (Mémoire de master). Université Kasdi Merbah, Ouargla, Algérie.
- [8] Bun, L. (2011). *Détection et localisation de défauts dans un système photovoltaïque* (Thèse de doctorat). Université de Grenoble, France.
- [9] Salama, F. (2011). *Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique* (Mémoire de magister). Université Ferhat Abbas, Sétif, Algérie.
- [10] Belaout, A. (2014). *Etude et diagnostic des défauts fréquents aux systèmes photovoltaïques (PV) par emploi de la caractéristique courant-tension* (Mémoire de magister). Université Ferhat Abbas, Sétif-1, Algérie.
- [11] Harjai, A., Bhardwaj, A., & Sandhibighraha, M. (2011). *Study of maximum power point tracking (MPPT) techniques in a solar photovoltaic array* (Doctoral dissertation). National Institute of Technology, Rourkela, India.

- [12] Cabal, C. (2008). *Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque* (Thèse de doctorat). Université Toulouse III - Paul Sabatier, France.
- [13] Khenfer, R. (2018). *Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques* (Thèse de doctorat). Université Ferhat Abbas, Sétif-1, Algérie.
- [14] Bouzeria, H. (2016). *Modélisation et commande d'une chaîne de conversion photovoltaïque* (Thèse de doctorat). Université de Batna 2, Algérie.
- [15] Helali, K. (2012). *Modélisation d'une cellule photovoltaïque: étude comparative* (Mémoire de master). Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou, Algérie.
- [16] Albaz, A., & Saci, A. (2024). *Study of different diagnosing methods faults in a photovoltaic system* (Mémoire de master). Université Abou-Bakr Belkaid, Tlemcen, Algérie.
- [17] Bnceur, F., & Baazzi, A. (2019). *Etude démonstrative des différents défauts des systèmes photovoltaïques installés au sein de l'URERMS Adrar* (Mémoire de master). Université Ahmed Draïa, Adrar, Algérie.
- [18] Lahiouel, Y. (2024). *Conception d'un système de supervision d'une installation photovoltaïque dédié à la détection et à la localisation des défauts à l'aide de techniques intelligentes* (Thèse de doctorat). Université Ferhat Abbas, Sétif-1, Algérie.
- [19] Venkatakrishnan, G. R., Rengaraj, R., Tamilselvi, S., Harshini, J., Sahoo, A., Saleel, C. A., ... & Riffat, S. (2023). Detection, location, and diagnosis of different faults in large solar PV system—a review. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 18, 659-674.
- [20] Nunneh, B. N. (2023). *Fault analysis in solar photovoltaic arrays* (Doctoral dissertation). Brac University, Dhaka, Bangladesh.
- [21] Aouchiche, N. (2018). Défauts liés aux systèmes photovoltaïques autonomes et techniques de diagnostic - Etat de l'art. *Revue des Energies Renouvelables*, 21(2), 247-265. CDER.
- [22] Sonawane, P., Jog, P., Shete, S., & Chinchwad, P. (2019). A comprehensive review of fault detection & diagnosis in photovoltaic systems. *IOSR Journal of Electronics and Communication Engineering (IOSR-JECE)*, 14(3), 31-43.
- [23] Morrison, J. D. (2011). Hot spot effects in photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(8), 2130-2137.
- [24] Green, M. A. (1982). *Solar Cells: Operating Principles, Technology and System Applications*. Prentice Hall, pp. 324-330.

- [25] Luque, A., & Hegedus, S. (Eds.). (2011). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* (2nd ed.). John Wiley & Sons, pp. 705-710.
- [26] Morrison, J. D. (2011). Hot spot effects in photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(8), 2130-2137.
- [27] Kalogirou, S. A. (2014). *Solar Energy Engineering: Processes and Systems* (2nd ed.). Academic Press, Chap. 8.
- [28] Blaabjerg, F., et al. (2013). Overview of control and reliability of power electronics in PV systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(7), 2347-2359.
- [29] Messenger, R. A., & Ventre, J. (2010). *Photovoltaic Systems Engineering* (3rd ed.). CRC Press, Chap. 5.
- [30] IEC 61215 Standard. (2016). *Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules – Design Qualification and Type Approval*. International Electrotechnical Commission.
- [31] El-Banby, G. M., Moawad, N. M., Abouzalm, B. A., Abouzaid, W. F., & Ramadan, E. A. (2023). Photovoltaic system fault detection techniques: a review. *Neural Computing and Applications*, 35(35), 24829-24842.
- [32] Fethallah, T. A. T. I. (2024). *Commande MPPT et contrôle d'un système photovoltaïque en tenant compte des défauts: détection et localisation* (Thèse de doctorat). Université de Mohamed El-Bachir El-Ibrahimi, Bordj Bou Arreridj, Algérie.
- [33] Ghrissi, M., Alsalem, Z. A., & Oussama, B. B. (2022). *Méthode intelligente de diagnostic de défaut pour les systèmes photovoltaïques basée sur les réseaux de neurones* (Mémoire de master). Université Echahid Hamma Lakhdar, El-Oued, Algérie.
- [34] Syphax, A., & Nada, M. (2023). *Détection et Classification des défauts dans les panneaux photovoltaïques* (Mémoire de master). Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou, Algérie.
- [35] El-Banby, G. M., Moawad, N. M., Abouzalm, B. A., Abouzaid, W. F., & Ramadan, E. A. (2023). Photovoltaic system fault detection techniques: a review. *Neural Computing and Applications*, 35(35), 24829-24842.
- [36] Luque, A., & Hegedus, S. (2011). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* (2nd ed.). John Wiley & Sons, Chichester, UK, pp. 703-715.
- [37] Messenger, R. A., & Ventre, J. (2010). *Photovoltaic Systems Engineering* (3rd ed.). CRC Press, Boca Raton, USA, pp. 245-260.
- [38] Kalogirou, S. A. (2014). *Solar Energy Engineering: Processes and Systems* (2nd ed.). Academic Press, London, pp. 463-470.

- [39] Blaabjerg, F., Chen, Z., & Kjaer, S. B. (2004). Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 19(5), 1184-1194.
- [40] IEC 61215. (2016). *Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules – Design Qualification and Type Approval*. International Electrotechnical Commission, Genève.
- [41] Tao, F., Zhang, H., Liu, A., & Nee, A. Y. C. (2019). Digital Twin in Industry: State-of-the-Art. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 15(4), 2405-2415.
- [42] Glaessgen, E., & Stargel, D. (2012). The Digital Twin Paradigm for Future NASA and U.S. Air Force Vehicles. *53rd AIAA/ASME/ASCE/AHS/ASC Structures, Structural Dynamics and Materials Conference*, NASA, USA, p. 2.
- [43] Fuller, A., Fan, Z., Day, C., & Barlow, C. (2020). Digital Twin: Enabling Technologies, Challenges and Open Research. *IEEE Access*, 8, 108952-108971.
- [44] Madni, A. M., Madni, C. C., & Lucero, S. D. (2019). Leveraging Digital Twin Technology in Model-Based Systems Engineering. *Systems*, MDPI, 7(1), 7
- [45] Rasheed, A., San, O., & Kvamsdal, T. (2020). Digital Twin: Values, Challenges and Enablers. *IEEE Access*, 8, 21980-22012.
- [46] Zhang, Z., & Chen, J. (2020). A Review of Fault Detection Methods Based on Machine Learning. *IEEE Access*, 8, 56770-56785.
- [47] Rasheed, A., San, O., & Kvamsdal, T. (2020). Digital Twin: Values, Challenges and Enablers. *IEEE Access*, 8, 21990.)
- [48] Tao, F., & Qi, Q. (2019). Make more digital twins. *Nature*, 573, 490-491