



Université d'Oran 2
Institut de Maintenance et de sécurité Industrielle

THESE

Pour l'obtention du diplôme de Doctorat
En Electromécanique

**Surveillance, Analyse et Maintenance
Prédictive d'une Centrale Photovoltaïque**

Présentée et soutenue publiquement par :
SAADA Zakarya

Le : 06 Mars 2024 devant le Jury composé de:

Mr. NOUREDDINE Rachid	Professeur	Université d'Oran 2	Président
Mme. ZEBIRATE Soraya	Professeur	Université d'Oran 2	Encadreur
Mr. BELARBI Ahmed Wahid	Professeur	Université d'USTO Oran	Examineur
Mr. YAHIAOUI Reda	MCA	Université d'Oran 2	Examineur
Mr. KHESSAM Medjdoub	MCA	Centre universitaire de Naama	Examineur

Surveillance, Analyse et Maintenance Prédicative d'une Centrale Photovoltaïque

Résumé :

Le travail présenté dans cette thèse concerne une stratégie d'analyse et de surveillance d'un système de production électrique à partir des énergies renouvelables. Ces analyses se basent sur les relevés des caractéristiques électriques du panneau solaire sous l'effet de deux défaillances les plus fréquentes dans une zone d'étude semi-désertique en Algérie (la wilaya de Naama) qui sont les fissures et l'ombrage partiel causés par le sable. Ils ont pour objectif de prendre la bonne décision de maintenance dans une centrale solaire photovoltaïque.

Notre contribution est de proposer une méthode de surveillance par un algorithme dans l'environnement MATLAB/Simulink basé sur la détection, l'identification et la localisation du défaut d'ombrage partiel, qui a une signature sur la caractéristique $I(V)$ du générateur photovoltaïque. Cette dernière qui était éclairée par des essais expérimentaux au sein du Laboratoire des énergies renouvelable du centre universitaire de Naama (CUN) est un mécanisme réel de détection et de calcul des fissures afin de vérifier les panneaux lumineux à l'aide des paillettes électriques. Le module PV est placé dans une zone sombre et fermée inaccessible aux sources lumineuses.

Les essais expérimentaux ainsi que la simulation de notre modèle théorique de surveillance et de détection dans l'environnement MATLAB/Simulink nous ont permis de valider notre approche et de prouver son efficacité.

Mots clés : *Surveillance, Maintenance, Détection et Localisation des défauts, Générateur PV, Centrale photovoltaïque, Défaut des fissures, Défaut d'ombrage partiel, Analyse des caractéristiques $I(V)$.*

Monitoring, Analysis and Predictive Maintenance of a Photovoltaic Plant

Abstract:

The work presented in this thesis concerns a strategy for the analysis and monitoring of an electricity production system from renewable energies. These analyzes are based on the readings of the electrical characteristics of the solar panel under the effect of two most frequent failures in a semi-desert study area in Algeria (the wilaya of Naama) which are cracks and partial shading caused by the sand. Their objective is to make the right maintenance decision in a photovoltaic solar power plant.

Our contribution is to propose a monitoring method by an algorithm in the MATLAB/Simulink environment based on the detection, identification and localization of the partial shading defect, which has a signature on the $I(V)$ characteristic of the generator photovoltaic. The latter which was enlightened by experimental tests within the Laboratory of Renewable Energies of the university center of Naama (CUN) is a real mechanism of detection and calculation of the cracks in order to check the luminous panels at using electric sequins. The PV module is placed in a dark, closed area inaccessible to light sources.

Experimental tests as well as the simulation of our theoretical monitoring and detection model in the MATLAB/Simulink environment allowed us to validate our approach and prove its effectiveness.

Key-words: *Monitoring, Maintenance, Fault Detection and Location, PV Generator, Photovoltaic Power Plant, Crack Fault, Partial Shading Fault, $I(V)$ Characteristics Analysis*

المراقبة والتحليل والصيانة التنبؤية لمحطة الطاقة الكهروضوئية

الملخص:

يتعلق العمل المقدم في هذه الأطروحة بإستراتيجية لتحليل ومراقبة نظام إنتاج الكهرباء من الطاقات المتجددة. تستند هذه التحليلات إلى قراءات الخصائص الكهربائية للوح الشمسي تحت تأثير الأعطال الأكثر شيوعا في منطقة الدراسة شبه الصحراوية في الجزائر (ولاية النعامة) وهما تشققات وتظليل جزئي ناتج عن الرمال. الهدف من هذه التحليلات و نظام المراقبة المقترح هو اتخاذ قرار الصيانة الصحيح في محطة الطاقة الشمسية الكهروضوئية.

بناءً على اكتشاف عطب التظليل الجزئي وتحديده و معرفة **MATLAB** تتمثل مساهمتنا في اقتراح طريقة مراقبة بواسطة خوارزمية في برنامج المحاكاة [^] موقعه ، والذي له توقيع على الخاصية تأثير على المولد الكهروضوئي. هذا العطب ، الذي وضحت الاختبارات التجريبية داخل مختبر الطاقة المتجددة التابع للمركز الجامعي بالنعامة بالإضافة إلى آلية حقيقية لكشف وحساب الشقوق من أجل فحص الألواح المضيئة عند استخدام التوتر الكهربائي. يتم وضع الوحدة الكهروضوئية في منطقة مظلمة ومغلقة يتعذر الوصول إليها من مصادر الضوء.

سمحت لنا الاختبارات التجريبية وكذلك محاكاة النموذج النظري المقترح بالتحقق من صحة فرضياتنا وإثبات فعالية دراستنا النظرية.

كلمات مفتاحية: المراقبة ، الصيانة ، اكتشاف الأعطال والموقع ، مولد الكهروضوئية ، محطة توليد الطاقة الكهروضوئية ، عطل التشققات ، عطل التظليل

الجزئي ، تحليل خصائص التوتر و التيار الكهربائيين.

Remerciements

Cette thèse a été réalisée dans le cadre d'obtention du diplôme du Doctorat en Electromécanique à l'Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle, Université d'Oran 2 Ahmed Ben Ahmed.

Avec un grand plaisir je remercie Allah qui m'a aidé et m'a donné la patience, le courage et la force d'achever ce travail, et d'aller jusqu'au bout du rêve car sans lui rien n'est possible.

*J'exprime toute ma gratitude et reconnaissance à ma directrice de thèse Madame **ZEBIRATE Soraya**, Professeur à l'Université d'Oran 2, pour ses orientations, la confiance, l'aide et le temps qu'elle a bien voulu consacrer.*

Je tiens à remercier en cette occasion tout le Corps professoral et administratif de l'IMSI pour la richesse et la qualité de leurs enseignements et qui déploient de grands efforts pour assurer à leurs étudiants une formation actualisée.

Je tiens également à remercier vivement les membres de jury pour avoir accepté d'évaluer ce modeste travail.

Je suis très reconnaissant à l'administration et l'ensemble des enseignants du Centre Universitaire de Naama, pour l'accueil chaleureux et pour m'avoir donné l'opportunité de réaliser la partie expérimentale au sein de leur laboratoire des énergies renouvelables.

Je souhaite d'adresser mes remerciements les plus sincères à toute personne m'ayant aidé de près ou de loin dans la réalisation de ce travail.

Je ne saurais remercier suffisamment mes parents que Allah fasse miséricorde, mes frères et sœurs et ma femme, Que tous soient assurés de ma profonde gratitude.

Sommaire

Remerciements	iv
Sommaire	v
Liste des Figures	viii
Liste des Tableaux.....	xi
Abréviations et Notations	xii
Introduction Générale.....	1
Chapitre 1: Généralités sur le système photovoltaïque.....	4
1.1 HISTORIQUE.....	4
1.2 L'énergie solaire	5
1.3 généralités sur le photovoltaïque	5
1.4 éléments d'un système photovoltaïque.....	8
1.4.1 module PV	8
1.5 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	12
1.5.1 Les régulateurs de charge.....	12
1.5.2 Les caractéristiques des régulateurs de charge	12
Stratégies de contrôle du contrôleur de charge	12
1.5.3 Les types de régulateurs de charges	12
1.5.4 Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques	12
Utilisation des onduleurs.....	13
1.6 Les accumulateurs électrochimiques	16
1.7 Protection d'un générateur photovoltaïque	18
1.8 Les différents types de systèmes photovoltaïques	20
1.8.1 Système PV autonome.....	20
1.9 Avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque	22
1.10 Conclusion	22
Chapitre 2 :Méthodes de surveillance d'un système photovoltaïque.....	23
2.1 terminologies et concepts	23
2.2 différents types de défauts	24
les défauts capteurs	25
2.3 Considération générales sur les systèmes de surveillance	26
2.4 Les différentes étapes de surveillance	27
2.5 Les défauts DU SYSTEME photovoltaïque	28
2.6 Câblage et boîte de jonction	30
2.7 Système de protection	31
2.8 Dégradation d'un module photovoltaïque	31
2.9 Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques	33

2.10 Les moyens de détection de la dégradation du module photovoltaïque	40
2.11 Définition d'une défaillance d'un module PV	46
2.11.1 Défaillances de la diode de by-pass de diode anti-retour	52
Classification des défauts	54
Défaillance court-circuit et circuit-ouvert et inversé	56
Mismatch et l'ombrage	56
Défaut de Module	57
2.12 Conclusion	57
Chapitre 3 : Méthodes De Maintenance Prédictive Des Systèmes PV	58
3.1 Définition de la maintenance	58
3.2 Types de maintenance	58
3.3 Méthode de Pareto (« ABC » OU « 20/80 »).....	59
3.4 Méthode de création d'un graphique de Pareto	61
3.5 Méthode des 5s.....	62
3.6 Méthode AMDEC	64
3.7 Conclusion	66
Chapitre 4 : Surveillance du défaut d'ombrage partiel et des fissures dans une centrale photovoltaïque.....	67
4.1 étude expérimentale.....	68
4.1.1 Principe de l'étude	68
4.1.2 Matériel utilisée	68
Panneau photovoltaïque	68
L'ACQUI-SOL	69
Analyseur solaire.....	71
Plaques fissurées	71
4.1.3 Présentation des résultats expérimentaux	72
L'expérience n°01	72
Expérience n°02	76
Le teste ELCD	76
Le principe de fonctionnement	76
Expérience n°03.....	87
Récapitulatif des résultats.....	88
4.2 Simulation d'un système de surveillance du défaut d'ombrage partiel dans l'environnement MATLAB.....	89
4.2.1 Principe de la simulation.....	89
4.2.2 Modèle de la cellule photovoltaïque.....	89
4.2.3 Modélisation du système de centrale photovoltaïque.....	91

4.2.5. Localisation et détection du défaut d'ombrage partiel.....	93
4.3 Résultats de la simulation.....	94
4.4 Conclusion.....	101
Conclusion générale et perspective.....	102
Bibliographie.....	104

Liste des Figures

Figure 1.1 types de dopages (N et P).....	6
Figure 1.2 Effet photovoltaïque.....	6
Figure 1.3 les différentes couches constituant un module PV.....	8
Figure 1.4 cellules mono-cristalline.....	9
Figure 1.5 cellules poly-cristalline.....	10
Figure 1.6 symbole d'un onduleur.....	13
Figure 1.7 Caractéristique I-V d'un module PV, et les trois points remarquables : court-circuit (0, I _{sc}), P _{max} (V _{mp} , I _{mp}) et circuit-ouvert (V _{oc} , 0).....	15
Figure 1.8 Classification des onduleurs PV connectés au réseau.....	18
Figure 1.9 accumulateur électrochimique.....	19
Figure 1.10 Module de 36 cellules protégé par deux diodes de by-pass.....	22
Figure 1.11 <i>Diodes anti-retours et diodes by-pass dans un raccordement des panneaux PV</i>	23
Figure 1.12 Installation photovoltaïque autonome.....	21
Figure 1.13 Installation photovoltaïque couplée au réseau.....	21
Figure 2.1 différent type de défauts agissant sur un système.....	25
Figure 2.2 types de défauts selon la dynamique.....	26
Figure 2.3 différentes étapes de surveillance.....	28
2.4 Synoptique électrique d'un système PV connecté au réseau.....	32
Figure 2.5 Mise en série des cellules PV dans le module.....	33
Figure 2.6 Différents étages du groupe convertisseurs de la chaîne de conversion photovoltaïque.....	33
Figure 2.7 Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation.....	33
Figure 2.8 Module PV atteint par la corrosion.....	33
Figure 2.9 Module photovoltaïque présentant une délamination.....	34
Figure 2.10 Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées.....	35
Figure 2.11 Module photovoltaïque présentant des bris de verre.....	36
Figure 2.12 Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs.....	37
Figure 2.13 Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV.....	38
Figure 2.14 Représentativité des différents modes de dégradation.....	39
Figure 2.15 effet de défaut de mis match type R _s sur I(V).....	40
Figure 2.16 Imagerie infrarouge.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure 2.17 Image thermographique d'une cellule PV en silicium.....	43
Figure 2.18 Image par électroluminescence d'un module PV avec des cellules dégradées.....	44
Figure 2.19 Caractéristique I-V d'un groupe de défaut ombrage.....	49
Figure 2.20 défaut de hots spots par la caméra thermique.....	51

Figure 2.21 Caractéristiques I-V d'un module PV lors de défauts de mismatch et d'ombrage et (R_s) (R_p).	
Figure 2.22 défaut de la diode de by-pass.	52
Figure 2.23 Caractéristiques I-V d'un module PV lors de défauts de diode de by-pass.	53
Figure 3.1 les types de maintenance	59
Figure 3.2 Courbe de PARETO[23]	60
Figure 3.3 Diagramme d'Ishikawa (cause à effet)II.9 Méthode KAIZEN	62
Figure 3.4 Démarche AMDEC Processus / Produit.....	65
Figure 4.1 Scénario de l'expérience 1 : Comparaison entre un panneau sablé et un autre propre (témoin)	68
Figure 4. 1 Un panneau solaire.....	75
Figure 4.4 L'interface donnée d'AQUI-SOL.....	70
Figure 4.5 L'interface du logiciel Visisol.....	70
Figure 4.6 Analyseur de panneaux solaire.....	71
Figures 4.7 Les plaques fissures	71
Figure 4.8 L'expérience n°01	73
Figure 4.9 Résultat de l'expérience 1 : Caractéristiques I(V).....	74
Figure 4.10 Le mécanisme du test ELCD pour la vérification des panneaux lumineux.	83
Figure 4.11 Traitement des plaquettes scannées par MATLAB : a) Plaquette d'essai n°01, ..	84
b)Plaquette d'essai n°02.....	84
Figure 4.12 Scénario de l'expérience 2 : Comparaison entre un panneau témoin et un autre fissuré.....	85
Figure 4.13 L'expérience n°02.....	85
Figure 4.14 Résultat de l'expérience 2. Caractéristiques I(V).....	88
Figure 4.15 Un panneau sous les deux défaillances.....	88
Figure 4.16 Résultat d'expérience n°03 : Caractéristiques I(v) du panneau solaire sous les deux défaillances.....	89
Figure 4.17 Schéma électrique équivalent à une diode, d'une cellule photovoltaïque.....	91
Figure 4.18 Le composant bloc de la centrale PV réalisé par le logiciel MATLAB/Simulink..	91
Figure 4.19 Le composant de bloc du sous-système PV réalisé par le logiciel MATLAB/Simulink.....	92
Figure 4.20 Le composant bloc de la centrale PV réalisé par le logiciel MATLAB/Simulink..	93
Figure 4.21 Le composant de bloc du sous-système PV réalisé par le logiciel MATLAB/Simulink.....	94
Figure 4.22 Apprentissage du réseau de neurones de la planète solaire	94
Figure 4.23 Le bloc composant de la centrale PV avec un estimateur ANN réalisé par le logiciel MATLAB/Simulink.....	96
Figure 4.24 Schéma fonctionnel des signaux d'alarme assemblés.....	96
Figure 4.25 Comparateur de la tension totale de la centrale photovoltaïque avec le seuil estimé.....	96

Figure 4.26 Comparateur des tensions de sortie des 3 groupes solaires avec les seuils estimés.....	97
Figure 4.27 Comparateur des tensions de sortie des panneaux PV (exemple du groupe 1) avec les seuils estimés.....	97
Figure 4.28 La composante de bloc des alarmes du signal de la centrale PV.....	98
Figure 4.29 Algorithme de diagnostic de panne.....	98
Figure 4.30 Composants de bloc du système de détection de panne réalisé par le logiciel MATLAB/Simulink.....	99
Figure 4.31 L'effet de la dégradation partielle de l'ombrage.....	99
Figure 4.32 Les points d'inflexion de l'ombrage partiel se dégradent : a) 75 % de l'ombrage partiel, b) 50 % de l'ombrage partiel, c) 25 % de l'ombrage partiel, d) 0 % de l'ombrage partiel.....	100

Liste des Tableaux

Tableau 1.1	Avantage et inconvénient des cellules photovoltaïques	10
Tableau 1.2	Comparaison entre les différentes topologies	15
Tableau 2.1	Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin	33
Tableau 2.2	Les principales techniques de détection des défauts PV.	47
Tableau 2.3	paramètres de cellule par rapport de défaut	52
Tableau 2.4	la classification des défauts selon leurs catégories.....	56
Tableau 2.6	Les remarques défailantes (cc.co.inv).....	57
Tableau 2.7	Les remarques lors le module défailant.....	58
Tableau 4.1	Récapitulation des résultats l'expérience n°01	78
Tableau 4.2	Différences entre les résultats des deux montages (ombrée avec sable et témoin).....	79
Tableau 4.3	Résultats du deuxième essai	83
Tableau 4.4	Caractéristiques du panneau MSX_60.....	95
Tableau 4.5	Les différentes valeurs de la dégradation partielle de l'ombrage	96

Abréviations et Notations

PV : Panneau photovoltaïque
GPV : Générateur photovoltaïque
ANN : Réseau Neuronal Artificiel
I : Courant fourni par la densité de cellules
Isc : Courant de cellule de Court-Circuit
Id : Courant de Diode
Ip : Courant à travers la Résistance
Ip : Courant photonique
V : Tension aux bornes de la cellule
Rs : Résistance Série de la cellule PV
Rp : Résistance de chasse
I0 : Courant de saturation
q : Charge des électrons
Vd : tension de la diode
K : Constante de Boltzmann
T : température effective de la cellule
a : facteur d'idéalité de la diode
I_{pv} : Courant généré par la distance de la cellule PV
V_t : Tension de jonction thermique
K_i : Coefficient courant/température
T : Température effective de la cellule
G : Rayonnement solaire
G_n : Référence de rayonnement solaire
T_n : Température de référence
V_T : Tension de la planète solaire
V_S : Tension du sous-système
N : Nombre de cellules en série par module
VPV : la tension du panneau
n : Nombre de panneaux dans le sous-système
f : Le nombre de panneaux défectueux
VPV_f : Tension du panneau défectueux

F : Le signal représentant l'absence ou la présence de la panne

VPVE : Tension estimée du panneau

ε : Incertitude sur le système et l'instrumentation de mesure

EFF : Coefficient de conversion

PID : Potentiel de Dégradation

MPPT : Point de puissance maximale

AMDEC : Analyse des modes de défaillance de leurs effets et de leur criticité

Introduction Générale

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est l'une des énergies renouvelables les plus utilisées dans différents domaines allant des installations résidentielles et commerciales jusqu'aux systèmes spatiaux, à grâce à ses avantages écologiques, économiques et même techniques, avec une installation simple, sans bruit et une courte durée de réalisation.

Une centrale solaire photovoltaïque peut comprendre des centaines ou des milliers de panneaux PV, dont le rendement et la stabilité de la puissance électrique produite sont reliés avec l'état de fonctionnement de chaque panneau ; ce dernier représente l'élément de base dans la conversion de cette énergie. En générale, un système PV est fiable en comparaisons aux autres systèmes, mais on n'exclue pas le dysfonctionnement et la défaillance dans certains de ces éléments qui sont exposés au à différentes pannes. Les panneaux solaires se dégradent peu à peu en mode normal (le climat, la température le rayonnement...etc.) ou bien à cause des pannes comme les traces, la corrosion, la délamination, l'encrassement, les points chauds, ou les fissures..., ce qui provoque l'indisponibilité du système, et faiblesse de sa productivité, en plus du volet financière de sa maintenance pour remettre le système en fonctionnement ; ce qui exige une certaine stratégie de surveillance et de maintenance pour assurer un bon fonctionnement des panneaux [1][2][3], un meilleur rendement et des exigences les plus élevées en matière de qualité, de fiabilité et de productivité des fonctions et des tâches des systèmes maintenus.

Il existe plusieurs stratégies et méthodes de surveillance et de maintenance d'anomalies des centrales solaires photovoltaïques. Ces méthodes sont conçues en fonction des étapes suivantes : la détection, la localisation, et l'identification du défaut.

Dans l'étude de notre thèse, nous nous sommes basés sur les défauts les plus fréquents dans la zone de notre étude à la wilaya de Naama en Algérie. C'est une région semi-désertique, qui renferme de vastes zones d'ombre non couvertes par le réseau électrique. Ces zones se trouvent être, des sites parfaits pour la

plantation de stations solaires, vu le potentiel d'ensoleillement de la région. Néanmoins, cette région souffre de la présence quasi-quotidienne de vents de sable dont résulte un dépôt de sable sur les panneaux solaires causant ainsi la défaillance de l'ombrage partiel qui réduit considérablement la productivité du système solaire photovoltaïque [4].

L'autre défaillance dont souffrent les PV, qui ne peut pas bénéficier de maintenance corrective et qui réduit leur rendement sont les fissures [5].

Une partie de notre étude est consacrée donc à la conception d'un système expérimental au sein du laboratoire CUN-Naama, pour déterminer la relation entre l'influence du défaut d'ombrage partiel avec l'effet naturel du sablage et les caractéristiques électriques du modules photovoltaïques, principalement les courbes I-V, la tension en circuit-ouvert (V_{co}), le courant de court-circuit (I_{sc}), le facteur de forme (FF), la puissance maximale (P_{max}) et le coefficient de conversion (EFF).

La deuxième partie de notre travail expérimentale présente une stratégie de surveillance basé sur l'analyse du défaut des fissures de différentes tailles sur les panneaux avec l'emplacement des plaques transparentes fissurées sur les panneaux et la comparaison des caractéristiques électriques avec des expériences témoins.

La simulation de notre modèle théorique de surveillance dans l'environnement MATLAB/Simulink pour le défaut d'ombrage partiel et pour l'analyse du défaut des fissures nous a permis de valider nos essais expérimentaux et de prouver leur efficacité.

Nous avons organisé notre travail en quatre chapitres selon méthodologie suivante :

Le premier chapitre concerne l'état de l'art sur la surveillance et la maintenance.

Nous exposerons ensuite dans le deuxième chapitre, des généralités sur le système photovoltaïque, la modélisation électrique d'une cellule solaire et l'identification des paramètres des panneaux photovoltaïques.

Le troisième chapitre, a pour objectif de déterminer les différents défauts et les différentes méthodes de surveillance et de maintenance prédictive des systèmes solaires PV.

Ainsi, dans le quatrième chapitre vient s'appliquer une stratégie de surveillance des panneaux photovoltaïques qui réalise les trois tâches principales, à savoir :

- Détection de la panne produite,
- Localisation l'emplacement du défaut,
- Identification de la défaillance pour le choix du type de maintenance ou de correction à réaliser sur l'installation.

Enfin, nous clôturerons cette thèse par une conclusion générale et nous proposerons quelques perspectives dans de futurs travaux.

Chapitre 1 : Généralités sur le système photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque est devenue une alternative incontournable aux autres sources énergétiques en voie d'épuisement tel que le pétrole. Cette nouvelle source énergétique a montré par sa grande souplesse et son aptitude au fonctionnement en milieu hostile d'être la solution intéressante aux moyens de production conventionnels. De même, son exploitation est loin d'être préjudiciable à l'environnement que les combustibles fossiles et aussi d'avoir une portabilité et flexibilité inégalée par rapport aux autres ressources hydraulique, géothermique.

La conversion de cette nouvelle forme énergétique en électricité fut possible grâce à la découverte de nouveaux systèmes faits à base de cellules photovoltaïques.

Ces dernières sont faites de matériaux constituant le siège du phénomène de conversion photonique dont l'essentiel sera discuté à travers ce chapitre.

1.1 HISTORIQUE

Découvert en 1839 par le physicien A. Becquerel, l'effet photovoltaïque a été peu utilisé jusqu'au début des années 60 où il a connu un développement important du fait de ses applications spatiales. L'électricité photovoltaïque, qui est aujourd'hui largement répandue notamment dans le domaine de l'électrification rurale, est obtenue par transformation directe de l'énergie lumineuse en électricité par les cellules PV[6].

Quelques dates importantes dans l'histoire de la photovoltaïque :

- 1839 : Le physicien français Edmond Becquerel découvre l'effet photovoltaïque.
- 1875 : Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs.
- 1954 : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement.
- 1958 : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.
- 1973 : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.
- 1983 : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4 000 km en Australie.

- Lem" et "Heweliusz ", les premiers nano-satellites polonais de la constellation BRITe, décolleront à partir de 2013 et depuis, les systèmes photovoltaïques n'ont cessé de croître grâce aux nouvelles technologies [7].

1.2 L'ENERGIE SOLAIRE

Le rayonnement reçu par la Terre en incidence normale avoisine les 1400 W/m^2 avant d'aborder la couche atmosphérique. En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit une atténuation et une modification de son spectre. Une partie du rayonnement sur une large bande de l'ultraviolet au visible, et l'oxygène présente deux bandes étroites d'atténuation vers 690 et 760 nm. La vapeur d'eau enfin possède de nombreuses bandes d'absorption dans le visible et encore plus dans l'infrarouge. Le flux énergétique reçu au sol se réduit alors à 1000 W/m^2 . [8]

1.3 GENERALITES SUR LE PHOTOVOLTAÏQUE

1.3.1 Les Propriétés des Semi-conducteurs

Un Semi-conducteur est un composant dont la conductivité électrique (plus importante que celle des isolants, mais plus faible que celle des métaux) augmente par addition d'impuretés dans sa structure. Le semi-conducteur le plus courant est à base de silicium Si, un élément chimique le plus souvent associé à l'oxygène dans la silice SiO_2 , donc très abondant dans la nature.

Le silicium pur est un semi-conducteur intrinsèque. Les propriétés d'un semi-conducteur peuvent être contrôlées en le dopant par des impuretés. Un semi-conducteur présentant plus d'électrons que de trous est alors dit de type N, tandis qu'un semi-conducteur présentant plus de trous que d'électrons est dit de type P.

Deux types de dopages sont possibles :

- Le dopage de type N (négatif) consiste à introduire dans la structure cristalline semi-conductrice, des atomes étrangers qui ont la propriété de donner chacun un électron excédentaire (charge négative), libre de se mouvoir dans le cristal. C'est le cas du phosphore (P) dans le silicium (Si). Dans un matériau de type N, on augmente fortement la concentration en électrons libres.
- Le dopage de type P (positif) utilise des atomes dont l'insertion dans le réseau cristallin donnera un trou excédentaire. Le bore (B) est le dopant de type P le plus couramment utilisé pour le silicium. Lorsque l'on effectue deux dopages différents (type N et type P) de part et d'autre de la cellule, il en résulte, après recombinaison des charges libres (électrons et trous), un champ électrique constant créé par la présence d'ions fixes positifs et négatifs. Les charges

électriques générées par l'absorption du rayonnement pourront contribuer au courant de la cellule PV, comme illustré à la Figure 1.1.[9]

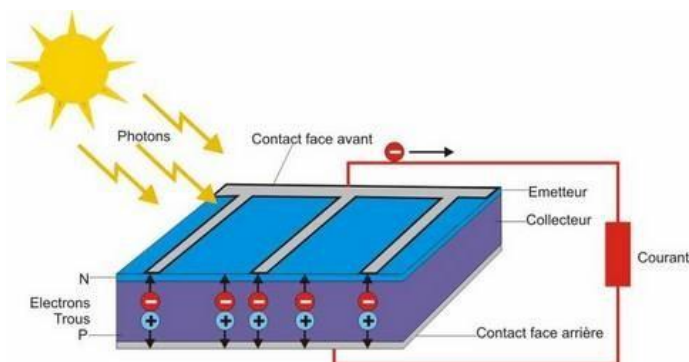


Figure 1.1 types de dopages (N et P). [9]

1.3.2 Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un des effets photoélectriques. Il permet la production d'électricité à partir du rayonnement solaire et est mis en œuvre en particulier dans les cellules photovoltaïques. Ce phénomène physique a été découvert par le physicien français Edmond Becquerel.

Lorsqu'un photon ultraviolet frappe la zone de transition d'une cellule photovoltaïque composée de matériau semi-conducteur, typiquement de deux couches de silicium, il arrache un électron à l'atome de silicium en y laissant un trou. Cet électron, sous l'effet du champ électrique, se déplace du côté N tandis que le trou migre du côté P (excitation d'un électron de la bande de valence vers la bande de conduction). Ainsi, grâce aux photons qui transmettent leur énergie aux électrons, un mouvement de charges électriques se produit et un courant se manifeste à l'intérieur de la matière cristalline, comme illustré à la Figure 1.2.

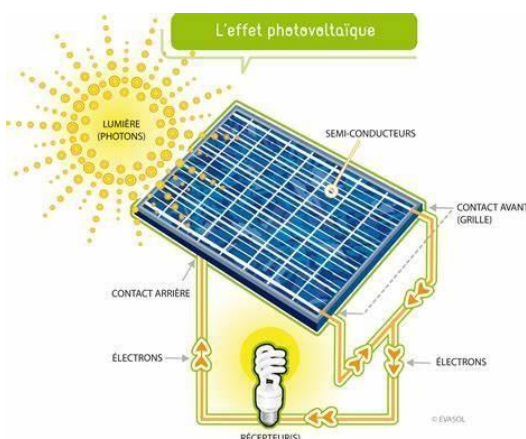


Figure 1.2 Effet photovoltaïque [10]

Outre les cellules photovoltaïques (ou photopiles), qui peuvent être constituées en panneaux solaires photovoltaïques, plusieurs types de composants utilisent ce principe : photodiodes, phototransistors [10].

– **Interaction lumière-matière**

Le rayonnement solaire est constitué de photons transportant chacun une énergie qui répond, elle-même, à la relation suivante : $E = \frac{h \times c}{\lambda}$

Où E représente la quantité d'énergie, λ la longueur d'onde, h la constante de Planck et c la vitesse de la lumière [11].

Les photons incidents sont absorbés par le silicium en fonction de leur longueur d'onde. Les photons de basse longueur d'onde sont donc plus énergétiques (Ultra-violet) seront absorbés dans les premiers micromètres de la cellule tandis que les photons de plus grande longueur d'onde (Infra-rouge) peuvent atteindre la face arrière et être réfléchis par cette dernière.

La largeur de la bande interdite E_g est un paramètre important car il détermine le seuil d'absorption. En effet, le photon interagit avec l'électron uniquement s'il peut fournir une énergie supérieure à la bande interdite

– **Transfert d'énergie des photons aux électrons**

Les photons incidents apportent l'intégralité de leur énergie pour donner naissance à des paires électrons-trous, appelés plus couramment porteurs photo-générés. Les porteurs minoritaires, les électrons dans un matériau dopé p, les trous dans un matériau dopé n, diffusent sous l'effet de gradients de concentration vers l'interface. Ils sont ensuite entraînés par le champ électrique et atteignent la région dans laquelle ils sont majoritaires pour participer au photo-courant [12].

– **Collectes des charges électriques**

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction P-N avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction P-N de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (VOC). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (ICC) et dépend fortement du niveau d'éclairement [13].

1.4 ELEMENTS D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

Les composants d'un système photovoltaïque dépendent de l'application considérée : habitation isolée ou à proximité d'un réseau, utilisation de batterie ou « au fil du soleil », convertisseurs de puissance. Il existe plusieurs composants d'un système photovoltaïque :

- Module PV ou Les cellules solaires qui forment le champ photovoltaïque
- Les régulateurs de charge qui ont pour rôle de transférer le maximum de charge aux batteries.
- Les convertisseurs, soit des convertisseurs DC/DC ou bien DC/AC
- Les batteries de stockage comme leurs noms l'indiquent, ont pour rôle de stocker l'énergie afin de l'utiliser ultérieurement.
- Autres composants (mesure de sécurité) [14].

1.4.1 Module PV

Le tableau des cellules doit être proprement encapsulé pour des opérations extérieures fiables pour plus de 20 ans, faire attention aux facteurs comme la rigidité pour résister à la charge mécanique, la protection contre les agents climatiques et l'humidité, et, l'isolation électrique pour la sécurité des personnes [15].

Des différentes couches qui constituent le module sont empilées. Une structure de base est esquissée dans la (Figure 1.3).

Un verre épais de 2 à 3 mm est utilisé pour protéger le module pendant qu'il laisse la lumière le traverser. Des modules modernes utilisent le verre avec du cérium qui absorbe les radiations UV et augmente le rendement. Un verre traité doit être employé pour augmenter la résistance aux impacts externes.

La matrice des cellules est encapsulée entre deux couches de thermoplastique.

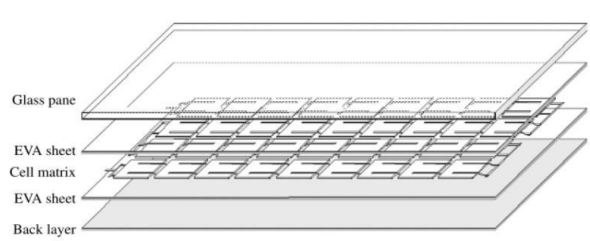


Figure 1.3 les différentes couches constituant un module PV [15].

Une cellule photovoltaïque, ou cellule solaire, est un composant électronique qui, exposé à la lumière, produit de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque. La puissance électrique obtenue est proportionnelle à la puissance lumineuse incidente et elle dépend du rendement de la cellule. Celle-ci délivre une tension continue

et un courant la traverse dès qu'elle est connectée à une charge électrique (en général un onduleur, parfois une simple batterie électrique)

– **Technologie photovoltaïque**

Les cellules solaires sont classées en trois générations. À l'heure actuelle il y a des recherches simultanées sur les trois générations

1.4.2 Cellules de première génération

Elles sont basées sur une seule jonction P-N et utilisent généralement le silicium sous forme cristalline comme matériau semi-conducteur. Le silicium est fondu puis refroidi afin d'obtenir un cristal qui sera découpé en fines tranches (les wafers) pour obtenir la cellule photovoltaïque. Cette méthode de production est très énergivore et donc très chère. Elle nécessite par ailleurs un silicium de grande pureté. On différencie les cellules en silicium monocristallin et en silicium polycristallin [16].

– **Cellules au silicium monocristallin**

Les cellules au silicium monocristallin offrent le meilleur rendement parmi les panneaux solaires disponibles dans le commerce : entre 13% à 15%. Il faudra donc moins de cellules pour atteindre la puissance désirée, mais comme le silicium monocristallin est aussi le plus cher, son seul avantage est finalement d'utiliser une surface réduite : il faut environ 7m² pour obtenir 1kWc, la Figure 1.4 illustre la forme de la cellule mono-cristalline. [17]



Figure 1.4 Cellules mono-cristalline. [17]

Les modules utilisant des cellules au silicium polycristallin ont en général un rendement compris entre 12% et 14%. Il faut environ 8m² de cellules pour obtenir 1kWc. Ces cellules sont plus simples à fabriquer et moins chères que les cellules au silicium monocristallin. Les cellules polycristallines sont reconnaissables aux formes irrégulières des cristaux qui apparaissent nettement à l'œil nu, la Figure 1.4 illustre la forme de la cellule poly-cristalline. [17].



Figure 1.5 cellules poly-cristalline [17].

– **Cellules au silicium polycristallin**

Les couches minces constituent la seconde génération de technologie photovoltaïque. Dans ce cas, le semi-conducteur est directement déposé par vaporisation sur un matériau support (du verre par exemple). Le silicium amorphe (a-Si) (silicium non cristallisé de couleur gris foncé), le CdTe (Tellure de Cadmium) et le CIGS (Cuivre, Indium, Gallium et Sélénium) font notamment partie de cette génération. La production de ce type de cellules est moins coûteuse que celle de la 1ère génération puisqu'elles consomment moins de matériaux semi-conducteurs et ne nécessitent pas de passer par l'étape de transformation en « wafers ». Elles présentent l'avantage de fonctionner avec un éclairage faible, et d'être moins sensibles aux températures élevées que les cellules mono ou poly cristallines. En revanche, leur rendement est faible, compris entre 5 et 10%, soit environ 16m² pour obtenir 1kWc [18]

– **Cellules de troisième génération**

La troisième génération vise à passer la limite maximale de rendement des cellules actuelles qui sont développées en ce moment en laboratoire, mais qui ne sont pas encore industrialisées. Plusieurs concepts sont envisagés pour atteindre cet objectif [19] :

- Superposition de multiples cellules (utilisant des bandes d'énergie différentes) ;
 - Cellules à concentration (permet d'utiliser des photons à basse énergie qui ne sont habituellement pas absorbés par la cellule) ;
 - Cellules à électrons chauds produisant plus de paires d'électron/trou pour des énergies supérieures à la bande d'énergie ;
 - Cellules organiques.

- Nouvelle technologie

On utilise de plus en plus de matériaux organiques dans le domaine de l'optoélectronique, avec des perspectives d'électronique organique voire moléculaire, pour l'éclairage à l'aide de diodes électroluminescentes organiques (OLED : Organic Light- Emitting Diode). Bien que les optimisations des matériaux à mettre en œuvre ne soient pas les mêmes, le domaine du photovoltaïque bénéficie depuis quelques années des avancées technologiques de l'optoélectronique. Ainsi, bien que cette filière soit vraiment récente, les progrès annuels sont spectaculaires. Les matériaux organiques, moléculaires ou polymériques, à base de carbone, d'hydrogène et d'azote, sont particulièrement intéressants en termes d'abondance, de coût, de poids et de mise en œuvre [20]

Le tableau 1.1 présente les avantages et les inconvénients pour les technologies les plus utilisées d'une cellule photovoltaïque.

Tableau 1.1 *Avantage et inconvénient des cellules photovoltaïques.* [20]

Type	Silicium mono cristallin	Silicium poly cristallin	Amorphe
Durée de vie	35 ans	35 ans	35 ans
Avantages	Bon rendement en soleil direct	Bon rendement en soleil direct (moins que le mono-cristallin mais plus que l'amorphe)	Souplesse, prix moins élevé que les cristallins, Bon rendement en diffus
Inconvénients	Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux.) Prix élevé.	Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux...), Prix élevé	Mauvais rendement en plein soleil.

1.5 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE

Une cellule PV est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation basée sur les trois mécanismes suivants :

1.5.1 Les régulateurs de charge

Les contrôleurs ou régulateurs de charge sont des équipements qui contrôlent la tension et le courant d'un panneau solaire ou d'une éolienne, livrés au parc de batteries.

Le régulateur de charge garantit que les processus de charge et de décharge de l'accumulateur sont effectués de manière à ce qu'ils soient toujours dans les conditions de fonctionnement correctes.

Un régulateur de charge limite la vitesse à laquelle le courant électrique est ajouté ou retiré des batteries électriques. Il évite les surcharges et peut protéger contre les surtensions. Une surcharge des batteries peut réduire les performances ou la durée de vie des batteries et peut présenter un risque pour la sécurité.[21]

1.5.2 Les caractéristiques des régulateurs de charge

Le contrôleur de charge peut être fourni sous la forme d'un appareil séparé (par exemple, une unité électronique dans une éolienne ou dans un système d'énergie solaire photovoltaïque) ou sous la forme d'un microcircuit à intégrer dans une batterie ou un chargeur.

Les panneaux solaires sont conçus pour fournir une tension supérieure à la tension de fin de charge des batteries. Cela garantit que les panneaux solaires sont toujours en mesure de charger la batterie, même lorsque la température des cellules de la batterie est élevée et qu'il y a une diminution de la tension générée. [22]

Stratégies de contrôle du contrôleur de charge

- Couper le flux de courant vers la batterie
- Ne laisser passer qu'une pièce pour la maintenir dans un état de pleine charge, sans dépassement

1.5.3 Les types de régulateurs de charges

- Régulateurs de type parallèle (shunt).
- Régulateurs de type série.

1.5.4 Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques

Le rôle de l'onduleur destiné aux systèmes photovoltaïque connectés au réseau est de convertir la puissance continue en une puissance en un régime alternative DC/AC avant de l'injecter dans le réseau, la Figure 1.6 illustre la symbolisation d'un onduleur.

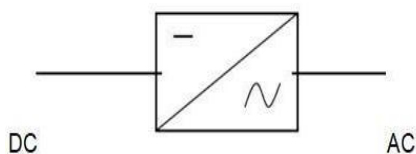


Figure 1.6 Symbole d'un onduleur [22]

Utilisation des onduleurs

- Soit fournir des tensions ou courants alternatifs de fréquence et amplitudes variables.

Ex : C'est le cas des onduleurs servant à alimenter des moteurs à courant alternatif devant tourner à vitesse variable par exemple (la vitesse est liée à la fréquence des courants qui traversent la machine).

- Soit fournir une ou des tensions alternatives de fréquence et d'amplitude fixes.

Ex : C'est le cas en particulier des alimentations de sécurité destinées à se substituer au réseau en cas de défaillance de celui-ci par exemple. L'énergie stockée dans les batteries de secours est restituée sous forme continue, l'onduleur est alors nécessaire pour recréer la forme de tension et fréquence du réseau.

Caractéristiques propres à un onduleur pour systèmes photovoltaïques (PV)

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques sont quelques peu différents des onduleurs classiques utilisés en électrotechnique, mais l'objectif de conversion DC/AC est le même.

La principale caractéristique de l'onduleur PV est la recherche du meilleur point de fonctionnement du système. En effet, le générateur PV (ensemble de modules PV) a une courbe caractéristique IV non linéaire (figure 1.7).

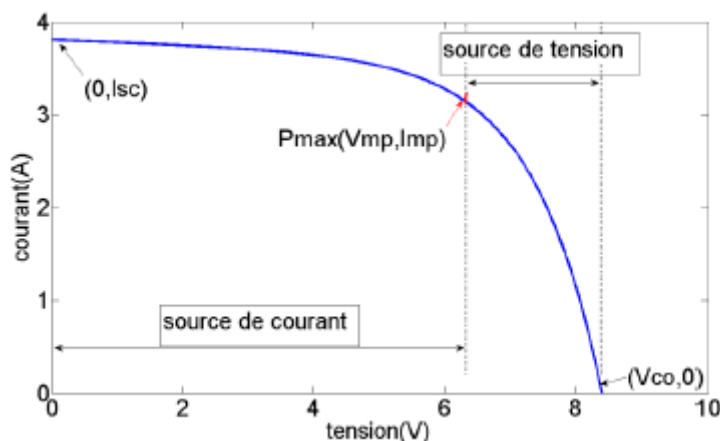


Figure 1.7 Caractéristique I-V d'un module PV, et les trois points remarquables : court-circuit $(0, I_{sc})$, $P_{max}(V_{mp}, I_{mp})$ et circuit-ouvert $(V_{oc}, 0)$ [23].

Pour un éclairage et une température donnée, la tension en circuit ouvert ou à forte charge est à peu près constante (assimilable à une source de tension), tandis qu'en court-circuit ou à faible charge le courant est pratiquement constant (source de courant).

Le générateur n'est alors ni vraiment une source de tension ni vraiment une source de courant non plus augmente si l'éclairage augmente.

1.5.5 Technologies des onduleurs

– Onduleurs modulaires (module inverter)

Suivant ce concept, chaque module solaire disposé d'un onduleur individuel, pour les installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module solaire correspondant [24].

– Onduleurs "String" ou "de Rangée"

L'onduleur String est le plus utilisé. Le plus souvent, huit (ou plus) de modules solaires sont connectés en série. Comme une seule connexion série est nécessaire, les coûts d'installation sont réduits. Il est important de noter qu'en cas d'ombrage partiel des modules solaires, il n'y a pas de perte, l'emploi de diodes de by-pass est fortement recommandé.[25]

– Onduleurs centralisés (central inverter)

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de cellules solaires en courant alternatif.

Le champ de cellules solaires est en règle générale constitué de plusieurs rangées connectées en parallèle.

Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules solaires connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de modules en série [26].

Le tableau 1.2 présente la comparaison entre les différentes topologies d'onduleurs.

Tableau 1.2 Comparaison entre les différentes topologies [26].

Topologie	Avantages	Inconvénients	Puissance
Modulaire	<ul style="list-style-type: none"> - Aucune perte due a l'ombrage partiel - Aucune perte de décalage entre les modules -facile a détecter le défaut des modules -configuration flexible et extensible. 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût élevé Remplacement de l'onduleur jusqu'à en cas de défaut pas facile Durée de vie des composants électroniques réduite à cause des thermiques additionnelles 	Jusqu'à 500w
String	<ul style="list-style-type: none"> - Réduction des pertes d'énergie qui en résultent de l'ombrage partiel. - Les pertes dans les diodes de string sont éliminées. -Bonne fiabilité -Configuration flexible 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût plus élevé par rapport au central. - utilisé pour les faibles puissances. 	3-5 kW / string
Central	<ul style="list-style-type: none"> - Facile à surveiller - Facile à maintenir - Faible coût en raison de l'onduleur central 	<ul style="list-style-type: none"> -Pertes CC dans câbles de haute tension - Pertes de puissance dues à la centralisation MPPT et le décalage dans les modules PV - Faible fiabilité Configuration pas flexible 	Jusqu'à plusieurs Mégawatts

La Figure 1.8 illustre la classification des onduleurs PV connectés au réseau

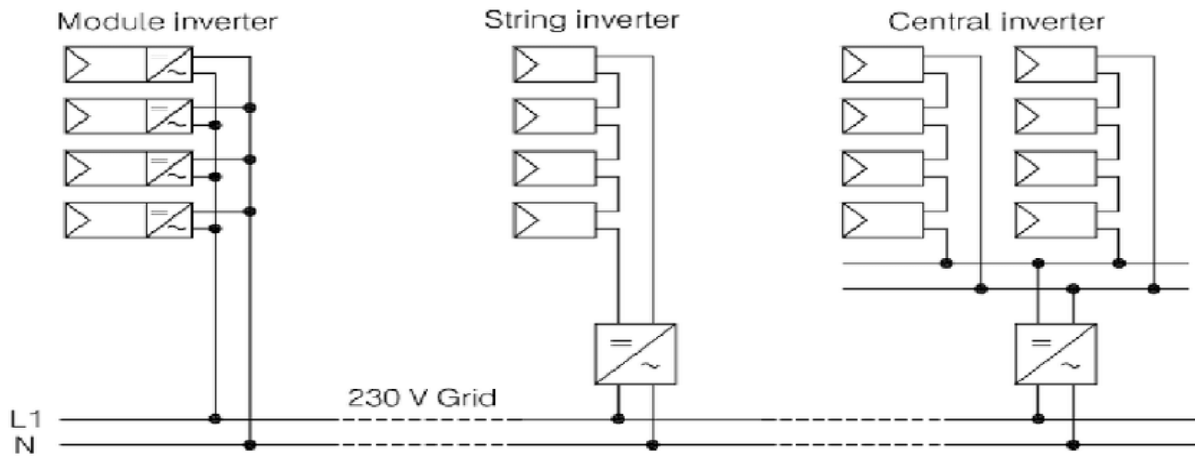


Figure 1.8 Classification des onduleurs PV connectés au réseau. [26]

1.6 LES ACCUMULATEURS ELECTROCHIMIQUES

Il y a nécessité de stockage électrique chaque fois que la demande électrique est décalée dans le temps par rapport à l'apport solaire. Une demande énergétique est caractérisée par une courbe de charge ; celle-ci peut être constante au cours de la journée et variable au cours de l'année. Elle peut être totalement aléatoire, mais avec des périodes de maxima et de minima statistiquement connues. Dans tous les cas on peut tout de même ramener la puissance moyenne consommée sur une période donnée en watts permanents équivalents [27].

1.6.1 Utilisation des accumulateurs dans les systèmes solaires

L'utilisation des accumulateurs dans le système solaire est conditionnée par les caractéristiques de ces derniers, qui sont les suivantes :

- **Stockage – tampon**

Dans les systèmes solaires avec batterie, on utilise les accumulateurs en tampon, autrement dit le générateur solaire et l'utilisation restent branchée en permanence sur la batterie (figure 1.9).

- **Durée de stockage**

Le stockage électrique caractérisé par sa capacité (en Ah) détermine directement la durée du stockage si on rapporte cette énergie stockée à l'énergie moyenne consommée.

Les durées de stockage peuvent être très variables : quotidiennes (par exemple pour les pays à fort ensoleillement) ou de plusieurs jours ou semaines (par exemple pour les pays à plus faible ensoleillement).

La capacité du stockage est déterminée par le dimensionnement du système en fonction de critères techniques et économiques.

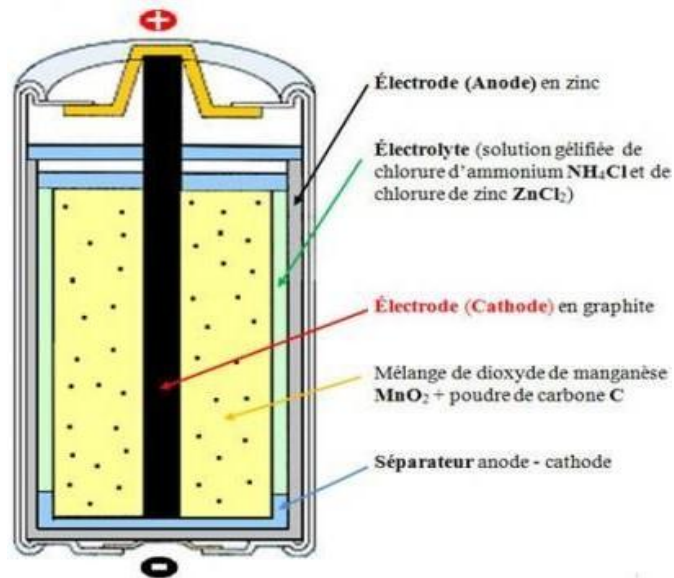


Figure 1.9 Accumulateur électrochimique. [27]

– Conditions d'exploitation des accumulateurs

Le cycle imposé aux accumulateurs sera directement lié à la capacité de stockage et à l'apport énergétique solaire. Pour un stockage journalier, l'accumulateur sera soumis à un grand nombre de micro cycles liés à l'alternance jour / nuit, beau temps / mauvais temps. Pour un stockage saisonnier, l'accumulateur sera soumis à des cycles plus profonds liés à l'alternance des saisons auxquels seront superposés des microcycles journaliers.

– Caractéristiques de fonctionnement

L'étude d'adaptation d'un module PV branché sur une batterie revient à superposer les caractéristiques courant - tension du module PV et de la batterie en charge. En première approximation ; on peut considérer qu'un accumulateur se charge sous une tension presque constante en dehors des courtes périodes de début et fin de charge.

En résumé :

- ✓ Le point de fonctionnement du module solaire est déterminé par la tension de la batterie et l'ensoleillement.
- ✓ La tension aux bornes du module solaire est légèrement supérieure à celle de la batterie (en période de charge).

- ✓ Dans ces conditions, on peut considérer le module solaire comme un générateur de courant dont la valeur est proportionnelle à l'ensoleillement [28].

– **Conditions de charge**

La batterie est branchée en permanence sur le générateur solaire. La surcharge est évitée en utilisant un régulateur de charge qui maintient la batterie dans un état voisin de la pleine charge. Cette condition de fonctionnement dite “batterie flottante” ou “floating” est obtenue en limitant la tension à une valeur constante de l'ordre de 2,25 V à 2,35 V par élément. D'autre part, on augmentera considérablement la durée de vie si on limite la profondeur de décharge de la batterie. Différents systèmes électroniques sont envisageables pour limiter la charge et la décharge des accumulateurs, rôle généralement réalisé par le régulateur de charge associé.

1.7 PROTECTION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

Comme pour les autres centrales électriques, il existe plusieurs sortes de protection pour une installation photovoltaïque : protection des intervenants, protection contre la foudre, protection du générateur PV [29].

1.7.1 Protection d'un générateur photovoltaïque contre les chocs électriques

Ce type de protection inclue la protection contre les contacts directs, la protection contre les contacts indirects, comme il est expliqué dans les deux paragraphes suivants :

– **Protection contre les contacts directs**

Les matériels PV partie courant continu doivent toujours être considérés comme sous tension et disposer de protection par isolation des parties actives ou par enveloppe [30].

– **Protection contre les contacts indirects**

Les modes de protection doivent intégrer les dispositions mises en œuvre côté DC et AC ainsi que la présence ou non d'une séparation galvanique par transformateur entre les parties DC et AC [31].

– **Protection d'un générateur photovoltaïque contre les surtensions**

Les surtensions sont présentes de plusieurs manières dans une installation PV. Elles peuvent être ;

1. transmises par le réseau de distribution et être d'origine atmosphérique (foudre) et/ou dues à des manœuvres,
2. générées par des coups de foudre à proximité des bâtiments et des installations PV, ou sur les paratonnerres des bâtiments,

3. générées par les variations de champ électrique dues à la foudre.

En règle générale, un système de protection contre la foudre destinée à un générateur PV se compose des éléments suivants [32] :

1. Système extérieur de Protection contre la Foudre (SPF) ;
2. Installation de mise à la terre et équilibrage de potentiel ;
3. Blindage magnétique et câblage ;
4. Protection SPD (Surge Protection Device) coordonnée.

1.7.2 Nécessité de protection contre les courants inverses

Le dimensionnement des câbles de chaînes dépend fortement des chutes de tension ; les notions de courants admissibles pour la protection des canalisations contre les surcharges sont généralement automatiquement satisfaites et ne nécessitent pas la mise en place de protection pour assurer cette fonction. Le principal critère de sélection des fusibles est la valeur d'IRM (courant inverse maximum PV) que le module peut supporter temporairement jusqu'à ce que le fusible de protection choisi interrompe le courant de défaut généré suite à un défaut. Du fait que notre travail porte uniquement sur des défauts conduisant à une baisse de production, nous ne nous intéressons donc qu'aux composants servant à la protection du générateur PV [33]

– Diode de by-pass

Pour protéger les modules PV contre le point chaud (hot-spot) à cause d'un déséquilibre d'éclairement il faut monter une diode au silicium "diode de by-pass" en parallèle tête-bêche sur une branche en général de dix-huit cellules en série, cette diode sera conductrice dans le cas de l'ombrage d'une ou plusieurs cellules dans une branche et bloquée dans le cas normal (figure 1.10). [34]

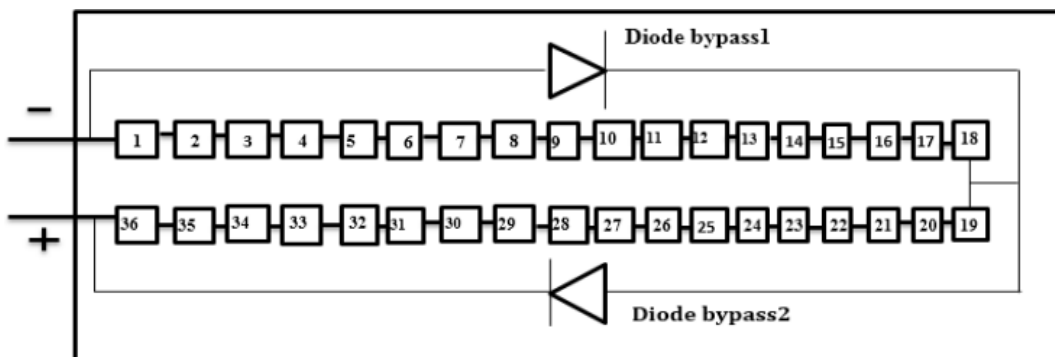


Figure 1.10 Module de 36 cellules protégées par deux diodes de by-pass [34].

– Diode anti-retour

Lorsque le soleil brille, la tension produite par les panneaux est supérieure à celle de la batterie, donc la charge à lieu. Cependant, dans la nuit, lorsqu'aucune tension n'est produite par les panneaux, la tension de la batterie ferait circuler un courant dans la direction opposée à travers les panneaux, déchargeant la batterie. Les diodes anti-retours seront nécessaires dans tel système pour charger une batterie. Les diodes d'anti-retour sont généralement incluses dans la construction des panneaux solaires (figure 1.11) [35].

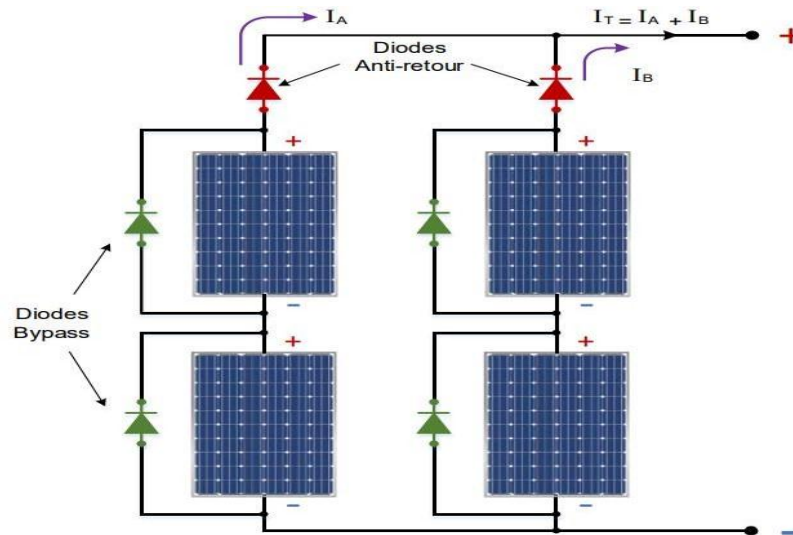


Figure 1.11 Diodes anti-retours et diodes by-pass dans un raccordement des panneaux PV [35].

1.8 LES DIFFERENTS TYPES DE SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES

1.8.1 SYSTEME PV AUTONOME

Autonomes ou « stand-alone », ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps. La puissance à la sortie du générateur photovoltaïque n'est pas suffisante pour satisfaire la demande de charge. Aussi, l'autonomie du système est assurée par un système de stockage d'énergie. En général ces installations comprennent quatre éléments comme il est illustré dans la Figure 1.12 :

- Un ou plusieurs modules PV.
- Le système de régulation.
- Une ou plusieurs batteries.
- L'onduleur.[36]

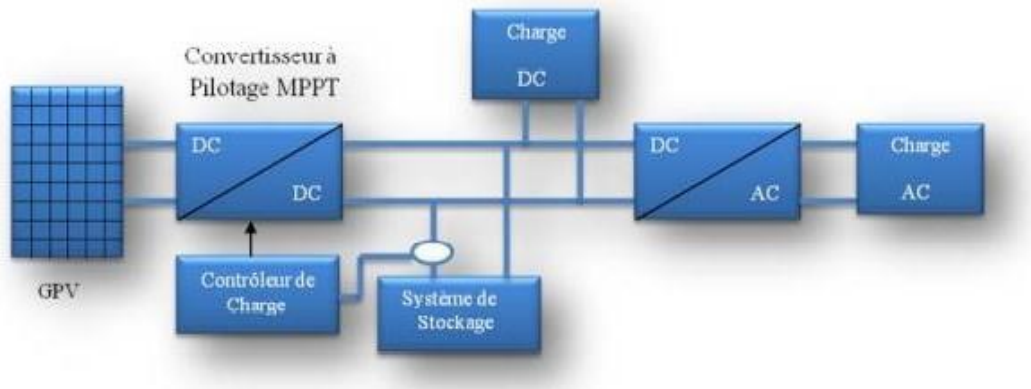


Figure 1.12 Installation photovoltaïque autonome. [36]

1.8.2 Système PV connecté directement au réseau

Les systèmes photovoltaïques connectés à un réseau permettent la décentralisation de la production sur ce réseau électrique. L'énergie est produite plus près des lieux de consommation et non pas seulement par de grandes centrales nucléaires, thermiques ou hydroélectriques. Au fil du temps, les systèmes PV connectés à un réseau réduiront la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution en ayant besoin d'acheminer uniquement son excédent d'énergie vers les zones en manque de production.

Cette mise en commun des productions permet aussi un sous-dimensionnement des équipements de production complémentaire. Ces transferts éliminent la nécessité d'acheter et d'entretenir une batterie d'accumulateurs. Il est toujours possible d'utiliser ceux-ci pour servir d'alimentation d'appoint lorsque survient une panne de réseau (figure 1.13).[36]

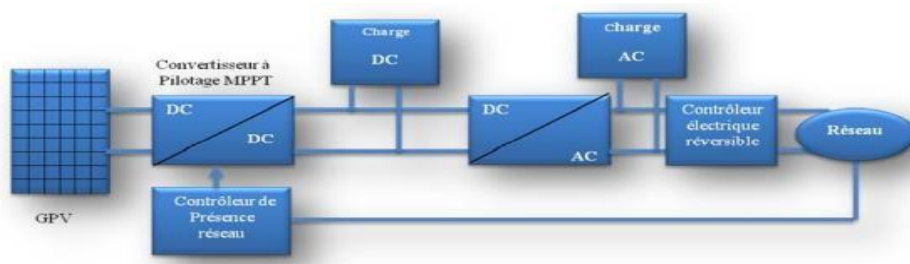


Figure 1.13 Installation photovoltaïque couplée au réseau. [36]

1.9 AVANTAGES ET INCONVENIENTS DE L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

1.9.1 Avantages

- Energie indépendante, le combustible (le rayonnement solaire) est renouvelable et gratuit.
- Génération de l'énergie requise
- Réduction de la vulnérabilité aux pannes d'électricité
- Aucun bruit.
- Entretien minimal.
- Revente du surplus de production qui permet d'amortir les investissements voir de générer des revenus.
- Extension des systèmes est facile, la taille d'une installation peut aussi être augmentée par la suite pour suivre les besoins de la charge.

1.9.2 Inconvénients

- La fabrication des panneaux photovoltaïques relève de la haute technologie demandant énormément de recherche et développement et donc des investissements coûteux.
- Les rendements des panneaux photovoltaïques sont encore faibles.
- Nécessite un système d'appoint (batteries) pour les installations domestiques.
- Le coût d'investissement sur une installation photovoltaïque est cher.

1.10 CONCLUSION

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par la cellule photovoltaïque basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule.

L'association de plusieurs cellules en série et/ou parallèle donnent lieu à un module photovoltaïque qui a une caractéristique courant-tension non linéaire présentant un point de puissance maximale (MPPT).

Chapitre 2 : Méthodes de surveillance d'un système photovoltaïque

La surveillance des systèmes PV consiste à comparer les résultats de l'installation avec les prévisions, et à fournir des rapports aux utilisateurs finaux. Ces systèmes sont principalement composés de capteurs (électriques et environnementaux), d'un système d'acquisition de données avec des protocoles de communication adaptés. Cela implique également des algorithmes pour l'analyse des données.

Le but de cette surveillance est de détecter les éventuelles pannes et défauts des systèmes PV qui impacteront négativement les performances de ces systèmes. Les défauts les plus courants dans les systèmes photovoltaïques sont les suivants: points chauds, diodes de dérivation et de blocage, défaut de boîte de jonction et défaut de module PV. De nombreux travaux récents ont été développés pour discuter des différents défauts des systèmes PV [38]. Une étude sur les méthodes actuelle utilisées pour la détection et diagnostic de pannes pour les systèmes PV a été réalisée par Mellit et al. [39].

2.1 TERMINOLOGIES ET CONCEPTS

Nous avons constaté que la terminologie relative au domaine du diagnostic des défauts n'obéit pas encore à un formalisme unifié, ce qui rend parfois difficile l'appréhension des contributions. Les principales définitions sont :

- **La maintenance** : la norme AFNOR définit la maintenance comme l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé.
- **Défaut** : un écart non permis d'au moins une propriété ou un paramètre caractéristique du système par rapport au comportement nominal (usuel ou acceptable).
- **Défaillance**: une interruption permanente de la capacité du système à remplir une fonction requise dans des conditions d'opérations spécifiées [40].
- **Dysfonctionnement** : une irrégularité intermittente survenant au niveau d'une fonction
- remplie par le processus.

- **Diagnostic** : la détermination du type, de la taille, de la localisation et de l'instant d'occurrence d'un défaut (complète la détection par l'isolation et l'identification).
- **Surveillance** : a pour rôle de Recueillir en permanence tous les signaux en provenance du procédé et de la commande, reconstituer l'état réel du système commandé, faire toutes les inférences nécessaires pour produire les données utilisées, dans le cas défaillant le rôle de la surveillance est de mettre en œuvre un processus de traitement de défaillance.
- **Supervision** : Contrôler et surveiller l'exécution d'une opération ou d'un travail effectué par d'autres sans rentrer dans les détails de cette exécution. La supervision recouvre l'aspect fonctionnement normal et anormal [41] :
 - En fonctionnement normal : son rôle est surtout de prendre en temps réel les dernières décisions correspondant aux degrés de liberté exigés par la flexibilité décisionnelle. Pour cela elle est amenée à faire de l'ordonnancement temps réel, de l'optimisation, à modifier en ligne la commande et à gérer le passage d'un algorithme de surveillance à l'autre.
 - En présence de défaillance : la supervision va prendre toutes les décisions nécessaires pour le retour vers un fonctionnement normal. Après avoir déterminé un nouveau fonctionnement, Il peut s'agir de choisir une solution curative, d'effectuer des réordonnements "locaux", de prendre en compte la stratégie de surveillance de l'entreprise, de déclencher des procédures d'urgence, etc [41].
- **Conduite** : **Action** humaine ou automatique visant à gouverner l'évolution d'un système en modifiant son état par l'intermédiaire d'organes appropriés et en s'assurant que son comportement est bien celui que l'on désire.

2.2 DIFFERENTS TYPES DE DEFAUTS

Un défaut correspond à une déviation du comportement normal du système, de son unité de commande ou de son système d'instrumentation. Les défauts peuvent être aléatoires ou progressifs, dans le cas du vieillissement ou de l'usure (figure 2.1)[42].

2.2.1 Les différents types de défauts par composant

Les défauts apparaissent à différents endroits du système. Une classification pertinente des défauts peut être basée sur la nature du composant affecté. Nous distinguerons donc, les défauts d'actionneurs, de celles liées aux capteurs et celles du système de commande [43].

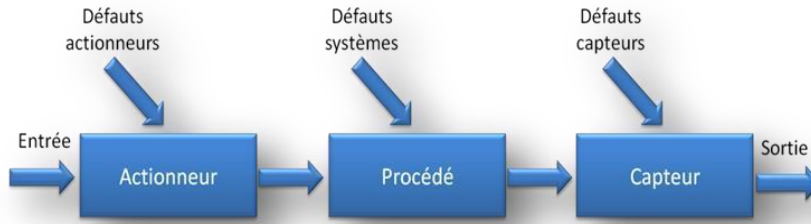


Figure 2.1 Différent type de défauts agissant sur un système. [43]

Les défauts actionneurs

Les défauts actionneurs agissent au niveau de la partie opérative en détériorant le signal d'entrée du système [44]. Ils correspondent à une perte totale ou partielle d'un actionneur. La perte totale d'un actionneur arrive lorsque celui-ci reste collé sur une position entraînant une incapacité à commander. Les défauts actionneurs partiels réagissent de manière similaire au régime nominal mais en partie seulement, ce qui entraîne une certaine dégradation dans leur action sur le système.

les défauts capteurs

Ce type de défaut est la cause d'une mauvaise image de l'état physique du système. Un défaut capteur partiel produit un signal avec plus au moins d'adéquation avec la vraie valeur de la variable mesurée. Il se traduit par une réduction de la valeur affichée par rapport à la vraie valeur. Un défaut capteur total produit une valeur qui n'est pas en rapport avec la grandeur à mesurer. [45]

Les défauts composants ou systèmes

Ce type de défaut provient du système lui-même, Il résulte de l'altération d'un composant du système réduisant ses capacités d'effectuer une tâche [46].

2.3.2 Les différents types de défauts selon la dynamique

En ce qui concerne le comportement temporel, on peut diviser les défauts en trois catégories: selon leurs formes (systématique ou aléatoire), selon l'étendue de défaut (local ou global) et selon leur évolution dans le temps (figure 2.2) [47].

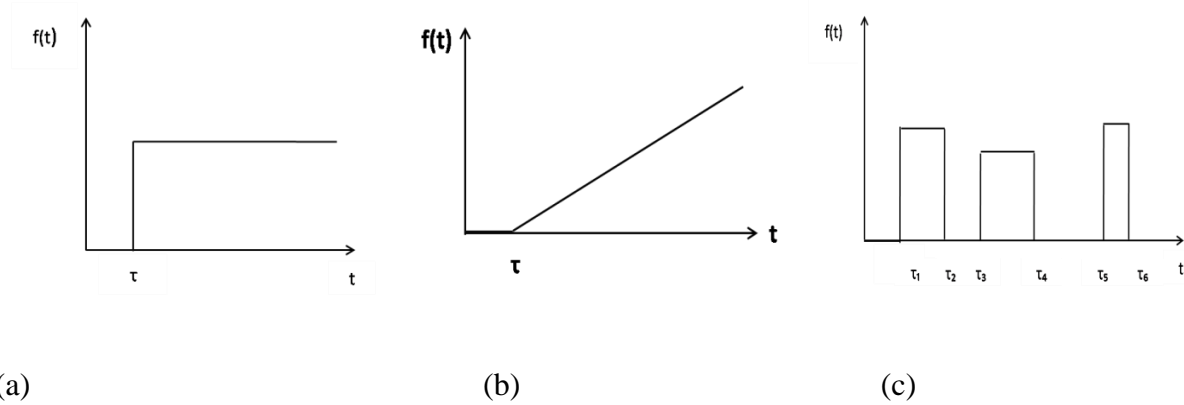


Figure 2.2 Types de défauts selon la dynamique. [47]

– **Défaut abrupt**

Il est caractérisé par une discontinuité brutale de l'évolution temporelle d'une variable du procédé. Il provoque un écart dans l'évolution de la variable en question par rapport à l'évolution normale comme montré.

– **Défaut graduel**

Un défaut graduel est présenté par la figure (b), il conduit à une divergence lente et continue des variables concernées. C'est un défaut difficile à détecter.

– **Défaut intermittent**

Il représente une particularité des défauts précédents avec des départs et retours successifs aux valeurs normales figure (c). Il est souvent provoqué par des faux contacts.

2.3 CONSIDERATION GENERALES SUR LES SYSTEMES DE SURVEILLANCE

Pour l'évaluation des performance d'un système de surveillance, il existe plusieurs critères, dans les quels :

2.3.1 La rapidité

La rapidité du système de surveillance dans les situations des défaillances, permette d'éviter les dégâts matériels et humains. [48]

2.3.2 L'isolation de la défaillance

La disposition du système de surveillance à traiter les différents types d'anomalies de dysfonctionnement dans l'installation solaire. Une défaillance provoque souvent une cascade d'alarmes et il peut être compliqué de remonter le dispositif défaillant. La fiabilité d'isolation des défaillances est liée à

l'ensemble des signaux de détection et de localisation de défaut, et à la décision de maintenance mise en œuvre. Il existe un accord entre isolation et insensibilité aux incertitudes liées à la modélisation. [49]

2.3.3 La robustesse

Il s'agit de contrôler la compétence du système de surveillance à détecter et à isoler les pannes affectant l'installation surveillée.

Le paramètre de la robustesse touche non seulement les méthodes de génération des résidus mais aussi les méthodes d'évaluation. L'évaluation robuste des résidus avait tout particulièrement concerné le problème du seuillage pour l'objectif d'éviter et de minimiser les fausses alarmes. [50]

2.3.4 L'adaptabilité

L'efficacité du système de surveillance doit être en mesure de s'adapter au mieux aux variations qui constituent une source de fausses alarmes. Ensuite, la méthode du sélecteur de seuil, cette dernière consiste à définir une loi d'adaptation du seuil en fonction des incertitudes et des propriétés statistiques du bruit [51]

2.3.5 L'identification de défauts multiples

L'aptitude du système de surveillance et de détecter plusieurs pannes, ce qui est difficile en raison de la nature interactive de la plupart des anomalies [52].

2.3.6 La sensibilité

Le bon fonctionnement du système de surveillance à détecter des défauts d'une certaine amplitude, elle dépend non seulement de la nature des résidus mais aussi du rapport entre le bruit de mesure et le défaut .On considéré d'autres paramètres en plus : les aspects temps réel sont très importants pour un système de surveillance embarqué. Aussi, les charges financières vont conditionner la stratégie de surveillance : le système nécessite-t-il des composants trop chers pour sa conception, le temps de développement est-il trop important ? Autant de points à vérifier afin de satisfaire le cahier des charges [53].

2.4 LES DIFFERENTES ETAPES DE SURVEILLANCE

La surveillance correspondante à la caractérisation du défaut, pour effectuer cette dernière il faut passer par les étapes suivantes (figure 2.3):

2.4.1 La détection

La détection vise à déterminer précocement et avec précision l'apparition d'une défaillance. Cette étape nécessite une bonne structure du modèle de fonctionnement du système de surveillance [54].

Un mauvais accord entre le comportement observé et un autre normal de référence du modèle analytique ou numérique peut être dû à un défaut ou à des erreurs de modélisation [54]. Il faut veiller à déclencher une alarme si le dysfonctionnement est causé par un défaut et non une perturbation.

2.4.2 La localisation du défaut

C'est la détermination d'élément physique qui à causer le défaut. Parfois il est difficile de localiser les interactions entre les dispositifs de l'installation et l'instrumentation. Dans ce cas il faut isoler le sous-système qui contient l'anomalie [55].

2.4.3 L'identification du défaut

L'objectif de l'identification est de caractériser plus finement le défaut. Et détermine les causes qui ont engendré la défaillance constatée.



Figure 2.3 Différentes étapes de surveillance [56]

2.5 LES DEFAUTS DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

Avant de structurer un système de surveillance, un cahier de charges des défauts à surveiller doit être réalisé. Le rôle de cette partie est de déterminer les défauts les plus fréquents. Pour réussir cette détermination, nous avons présentés tout d'abord les différents éléments d'un système PV et les défauts associés à ces éléments.

2.5.1 Description d'un système photovoltaïque

Le synoptique électrique d'un système photovoltaïque connecté au réseau est illustré dans la Figure 2.4 [56]. Nous le décrivons en considérant les différents composants suivants :

- Générateur PV : le producteur d'énergie électrique sous forme de courant continu.
- Convertisseur.

- Câblage et boîte de jonction.
- Système de protection : y compris la diode de by-pass, diode anti-retour et les autres dispositifs de sectionnement.

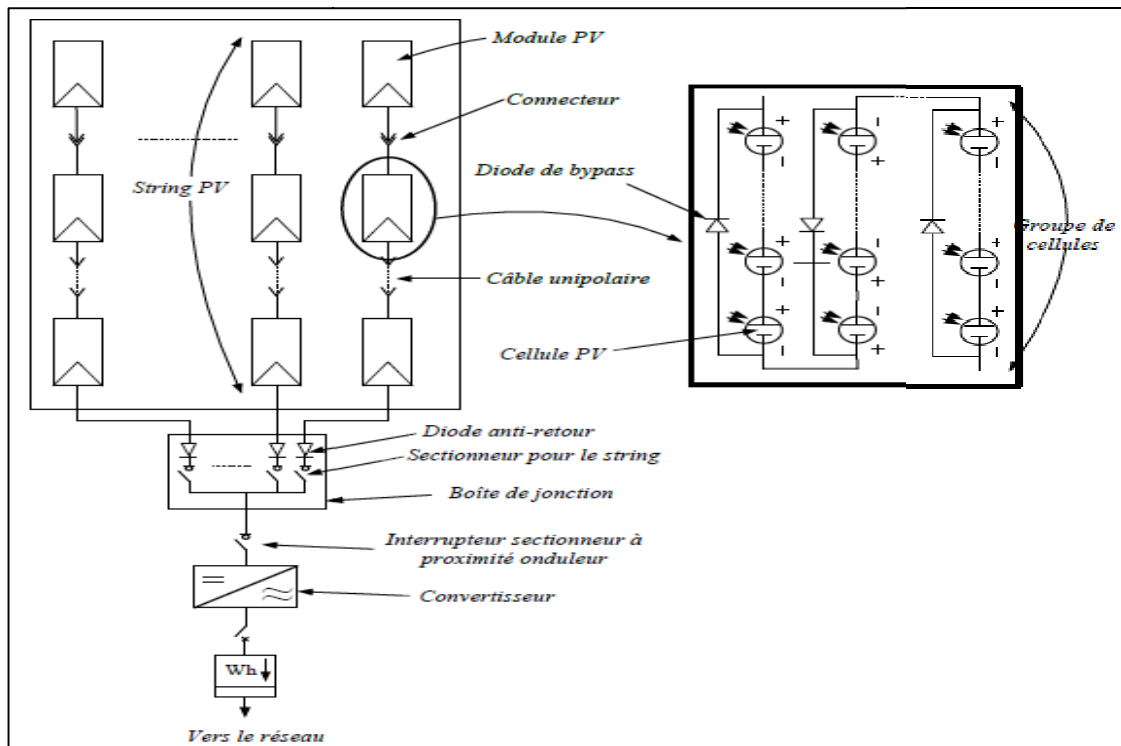


Figure 2.4 Synoptique électrique d'un système PV connecté au réseau [56].

2.5.2 Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est l'élément producteur d'énergie électrique sous forme de courant continu. Le composant élémentaire de cet élément qui convertit l'énergie solaire en énergie électrique est la cellule photovoltaïque.

a) Module PV

La tension et le courant, donc la puissance, d'une cellule ne sont pas adaptés aux applications courantes, il est donc nécessaire de les associer. De plus, les cellules photovoltaïques sont fragiles et sensibles à l'environnement extérieur, elles sont donc munies d'une protection mécanique (l'encapsulation). Pour toutes ces raisons, les cellules sont assemblées en modules photovoltaïques.

Les cellules sont généralement connectées en série dans les modules courants commercialisés. La mise en série des cellules permet d'augmenter la puissance. Le courant reste identique tandis que la tension est multipliée par le nombre de cellules en série. Un module PV « classique » contient 36 ou 72 cellules. Mais ce nombre de cellules peut varier selon les modules servant aux applications spécifiques. On peut trouver des modules de 40, 54, 60 ou même 92 cellules en série (figure 2.5)[57].

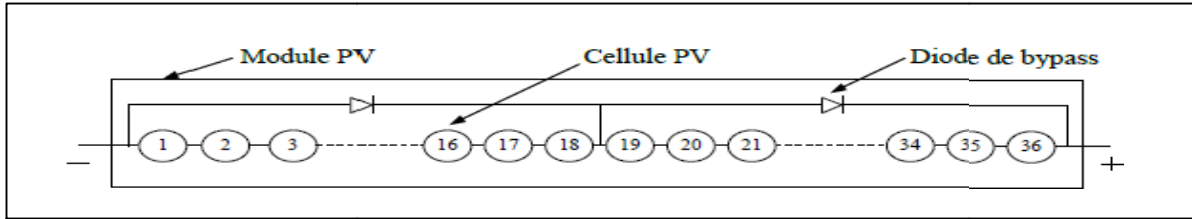


Figure 2.5 Mise en série des cellules PV dans le module [57].

Les cellules dans un module sont associées en plusieurs groupes. Chaque groupe est ensuite connecté en antiparallèle avec une diode appelée diode de bypass ou diode de dérivation. Cette diode sert à protéger les cellules contre leur fonctionnement dans le régime inverse.

On compte généralement 18 cellules pour une diode de bypass. Par contre, ce nombre peut varier selon les différents fabricants des modules. Par ailleurs, pour mieux protéger les cellules, la connexion de chaque cellule individuelle à une diode de bypass a été également proposée [58]. De plus, d'autres architectures de connexion des diodes de bypass sont dans le module. et la convertir en puissance alternative avant de l'injecter dans le réseau. Pour accomplir ce rôle, ce groupe de convertisseurs est composé d'un étage d'hacheur suivi par un étage d'onduleur (figure 2.6).

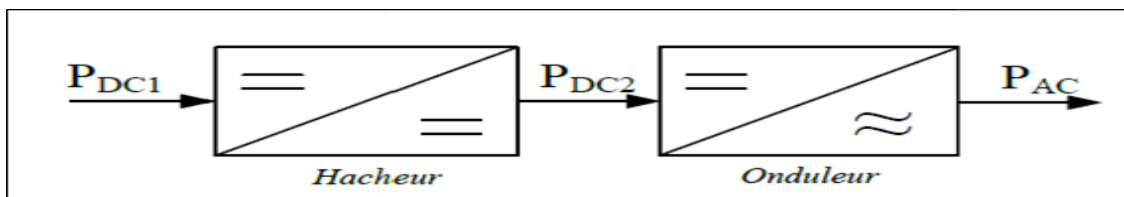


Figure 2.6 Différents étages du groupe convertisseurs de la chaîne de conversion photovoltaïque [58]

L'hacheur a pour rôle d'extraire la puissance maximale du générateur PV. C'est pourquoi il est muni d'un algorithme de recherche de type MPPT (Maximum Power Point Tracker). La puissance maximale extraite est ensuite convertie en puissance alternative active par l'onduleur.

2.6 CABLAGE ET BOITE DE JONCTION

La mise en série de plusieurs modules pour constituer un string est assurée par des câbles pour minimiser les risques de défaut à la terre ou de court-circuit après l'installation, l'utilisation de câbles à simple conducteur avec double isolation est fortement recommandée. Des connecteurs débranchables peuvent être utilisés pour simplifier la procédure d'installation. Ces connecteurs renforcent la protection contre les risques du choc électrique. Si le système PV est constitué de plusieurs strings, une boîte de jonction permet

leur mise en parallèle. La boîte de jonction peut contenir des éléments de protection tels que des fusibles, des interrupteurs et des sectionneurs [59].

2.7 SYSTEME DE PROTECTION

Comme pour les autres centrales électriques, il existe plusieurs sortes de protection pour une installation photovoltaïque : protection des intervenants, protection contre la foudre, protection du générateur PV. Du fait que notre travail porte uniquement sur des défauts conduisant à une baisse de production, nous ne nous intéressons donc qu'aux composants servant à la protection du générateur PV.

– Diode de by-pass

La diode de by-pass est connectée en antiparallèle avec un groupe de cellules pour protéger les cellules les plus faibles contre la polarisation inverse. [60]

– Diode anti-retour

La tension produite par chaque string peut être différente. Lors de la mise en parallèle de ces strings pour former un champ, le string avec la tension la plus faible peut absorber un courant inverse provenant des autres strings. Cela conduit donc à une baisse de production et les modules du string traversés par le courant inverse pourraient être également susceptibles de la défaillance. Pour éviter ces courants inverses, une diode anti-retour est placée au bout de chaque string. L'utilisation de la diode anti-retour introduit pourtant une perte dans la production du fait de la chute de tension causée par cette diode pendant le fonctionnement normal du champ PV. De plus, ces diodes peuvent se mettre en défaut et demander par conséquent un contrôle régulier.

Un fusible est parfois utilisé à la place de la diode anti-retour. Par contre, l'utilisation du fusible ne permet pas de protéger le string contre le courant inverse. Le fusible doit être dimensionné afin que les composants du string (module, câble, connecteur) puissent supporter l'intensité du courant inverse lorsque ce dernier existe. Le choix de l'un des deux composants réside donc sur la tolérance entre la perte en fonctionnement normal (pour le cas de l'utilisation de la diode anti-retour) et la perte causée par le courant inverse (lors de l'utilisation du fusible). [61]

2.8 DEGRADATION D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE

La dégradation traduit la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service. [62]. Le module photovoltaïque dégradé peut ne jamais perdre sa fonction principale qui consiste à générer de l'électricité à partir de l'ensoleillement, même si son utilisation n'est plus optimale. Cependant, l'état dégradé du module photovoltaïque peut s'avérer problématique lorsque la

dégradation dépasse un seuil critique. Selon Wohlgemuth, les constructeurs considèrent que le module PV est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau en dessous de 80% de sa valeur initiale [53]. Dans la suite, nous allons présenter les différents types de dégradation des modules les plus représentatifs selon la littérature.

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée à cause de plusieurs facteurs tels que:

- Température,
- Humidité,
- Irradiation,
- Poussière,

Chacun de ces différents facteurs cités peut induire un ou plusieurs types de dégradation tels que :

- Décoloration.
- Délamination.
- Corrosion.
- Casses et fissures de cellules.
- Chocs mécaniques.

Le NREL (National Renewable Energy Laboratory, Etats Unis) fournit une liste des dégradations majeures enregistrées sur les modules photovoltaïques en silicium cristallin (le tableau 2.1) [63].

Tableau 2.1 Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin [63].

Dégradations	
Module PV en Silicium cristallin	Interconnexions cassées
	Cellules cassées
	Corrosion
	Délamination de l'encapsulant
	Décoloration de l'encapsulant
	Vitrage cassé
	Points chauds
	Défaillance de la diode bypass
	Cassure des rubans d'interconnexion

2.9 LES PRINCIPAUX MODES DE DEGRADATION DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

La dégradation du module photovoltaïque peut affecter les différentes parties de celui-ci comme. Ces différentes parties sont : le verre, les interconnexions entre les cellules, le matériau encapsulant qui est généralement en Ethylène Vynil Acétate (EVA), le film polymère de protection qui est généralement en Tedlar et les colles qui assurent l'adhérence entre les différents composants du module (figure 2.7). [64]

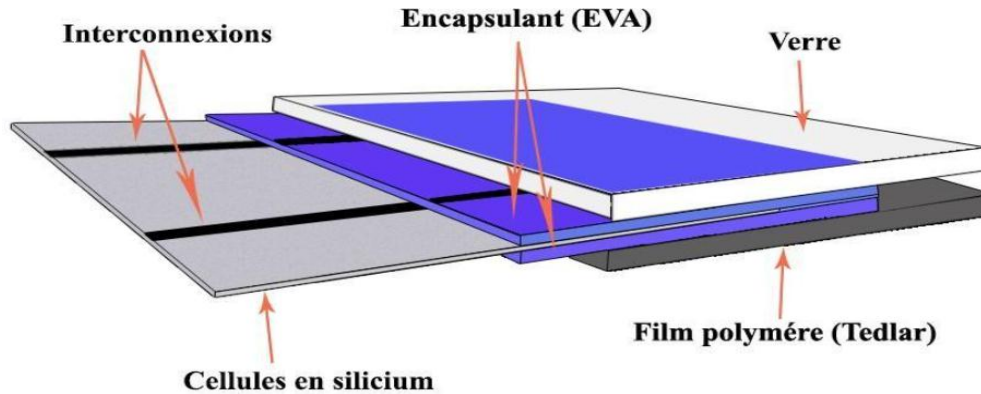


Figure 2.7 Les différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation [64].

2.9.1 Corrosion

L'humidité pénétrant dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés provoque la corrosion. La rétention de l'humidité dans l'enveloppe du module augmente la conductivité électrique du matériau. La corrosion attaque les connexions métalliques des cellules du module PV provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une perte de performance. La corrosion dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique. Montre un module PV atteint par la corrosion au niveau de la bordure et de la boîte de jonction (figure 2.8) [65].

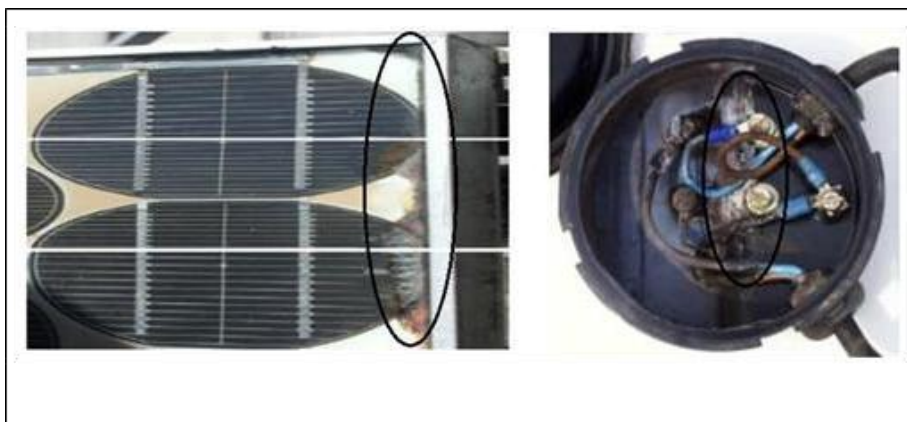


Figure 2.8 Module PV atteint par la corrosion. [65]

2.9.2 Délamination

La délamination traduit la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre avant. Elle représente un problème majeur car elle entraîne deux effets : l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module [66].

Skoczek a étudié la dégradation des modules photovoltaïques relative à la délamination du module à partir de tests basés sur la norme CEI 61215 [58]. La délamination est plus sévère lorsqu'elle se produit sur les bords du module parce que, en plus de la dégradation de la puissance, elle provoque des risques électriques pour le module et l'installation toute entière. La délamination est plus fréquente dans les climats chauds et humides. Elle favorise une pénétration de l'humidité dans le module et provoque, par conséquent, différentes réactions chimiques à l'intérieur du module induisant des dégradations telles que la corrosion des métaux de la structure du module le plus souvent. Montre deux modules (poly et monocristallins) présentant une sévère délamination (figure 2.9).

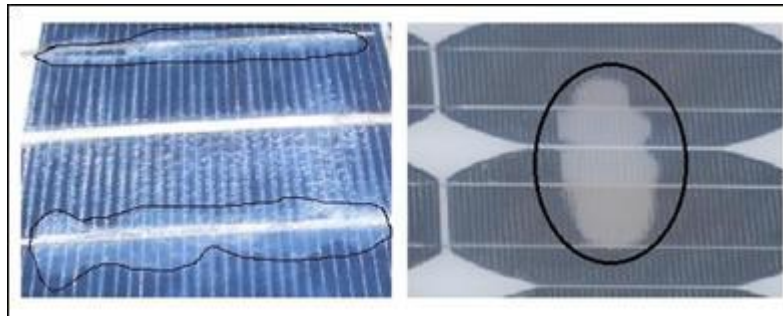


Figure 2.9 Module photovoltaïque présentant une délamination. [66]

Jansen et Delahoy ont montré que la pénétration du sel et de l'humidité dans le module photovoltaïque constitue un facteur favorisant la délamination [58]. D'autre part, ils avancent que la liaison inter faciale peut être attaquée chimiquement par l'acide fluorhydrique formée par le fluor et l'oxyde d'étain contenus dans le module.

Parmi les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques, nous avons également recensé la décoloration du module.

2.9.3 Décoloration

La décoloration du module photovoltaïque se traduit par un changement de couleur du matériau utilisé pour son encapsulation qui est généralement en Ethylène Vinyl Acetate (EVA) ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Ce changement de couleur peut se traduire soit par un jaunissement soit par un brunissement du matériau encapsulant. Elle provoque une modification de la transmittance de l'encapsulant des cellules et par conséquent la puissance générée par le module est diminuée.

Oreski et Wallner avancent que les causes principales de la décoloration de l'EVA sont les rayons ultraviolets combinés à l'eau sous des températures d'exposition supérieures à 50°C et provoquant ainsi un changement de la structure chimique du polymère [67].

La décoloration peut apparaître dans des zones différentes et non adjacentes d'un même module. Ceci peut être dû d'une part, à des polymères encapsulant d'origine ou de caractéristiques différentes et d'autre part à l'EVA qui n'est pas déployée dans les mêmes zones du module de la même manière. Kojima et Yanagisawa se sont intéressés au jaunissement de l'EVA utilisé comme encapsulant dans les modules photovoltaïques [44]. Pour cela, ils ont soumis des modules PV à un ensoleillement solaire artificiel. Ils se sont uniquement intéressés à la contribution des rayons ultraviolets (longueurs d'onde comprises entre 280 nm et 380 nm). Lorsqu'un ensoleillement de 4000 W/m² est appliqué, une décoloration des cellules apparaît avec une augmentation de la photosensibilité au bout de 400 heures et une augmentation de la transmissivité (facteur de transmission) entre 280 et 380 nm. Ainsi, il apparaît un faible jaunissement au niveau de l'encapsulant EVA qui engendre une perte de puissance du module photovoltaïque. Pour un ensoleillement de 1000 W/m², aucun changement n'est apparu dans la gamme de longueur d'onde 280 nm à 380 nm au bout de 500 heures.

Wohlgemuth a effectué des essais aux UV sur des modules PV en silicium cristallin à une température de 60°C, il a trouvé que la décoloration de l'encapsulant apparaît lorsque l'irradiation aux UV totale atteint 15 kWh/m² dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm sans dépasser une exposition de 250 W/m² [68].

Ces dernières années, la plupart des publications sur la dégradation des modules PV en silicium cristallin ont principalement porté sur la décoloration de l'EVA montre des modules atteints de décoloration (jaunissement) (figure 2.10) [60].

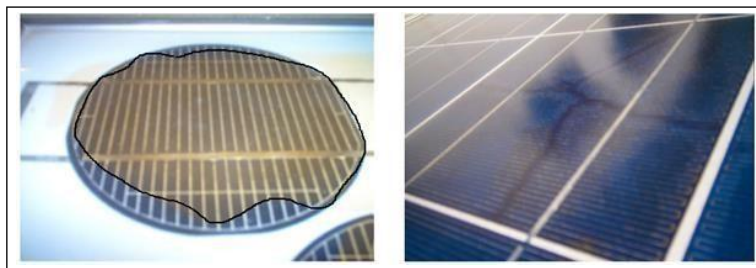


Figure 2.10 Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées. [68]

Realini a réalisé une étude expérimentale basée sur le monitoring de modules photovoltaïques en silicium cristallin en fonctionnement entre 1982 et 2003. A travers cette étude, il a fait la corrélation entre les caractéristiques électriques et la décoloration de l'encapsulant des modules PV. La décoloration du module

dégrade le courant de court-circuit (I_{cc}). Cette dégradation du courant de court-circuit peut varier de 6% à 8% en dessous de la valeur nominale pour une décoloration partielle de la surface du module et de 10% à 13% pour une décoloration totale du module. La puissance maximale (P_{max}) qui représente le paramètre de performance le plus important du module se retrouve également dégradée par la décoloration de l'encapsulant du module photovoltaïque [68].

2.9.4 Les fissures et bris de verre

Les bris de verre et fissures constituent un facteur important de dégradation des modules PV. Ils surviennent dans la plupart des cas lors des opérations d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules sur les sites d'installation [5]. Le module présentant des fissures ou des cassures peut toutefois continuer à produire de l'énergie. Montre un module photovoltaïque en silicium polycristallin fissuré lors de sa première mise en service et qui a fonctionné pendant cinq ans en association avec d'autres modules. Cependant, le risque de choc électrique et de pénétration de l'humidité devient plus élevé. Les casses, les bris de verre et les fissures sont généralement suivies des autres types de dégradation tels que la corrosion, la décoloration, la délamination [5].

Afin d'économiser le silicium et réduire les coûts de fabrication des cellules solaires, les producteurs ont fait varier l'épaisseur et la surface des cellules ces dernières années.

L'épaisseur des cellules PV en silicium est passée de 300 μm à moins de 200 μm et parfois à moins de 100 μm . En plus cette diminution de l'épaisseur des cellules, la surface des cellules cristallines a augmenté pour passer de 155 mm x 155 mm à 210 mm x 210 mm [5]. Ceci rend les cellules PV encore plus fragiles et plus sensibles aux cassures lors de leur manipulation (laminage et stockage).

Il est généralement impossible de détecter à l'œil nu les fissures de cellules sur le module déjà opérationnel. La détection peut se faire à l'aide de méthodes optiques que nous présenterons dans la section II.5 (figure 2.11) [5].



Figure 2.11 Module photovoltaïque présentant des bris de verre [5].

2.9.5 Les points chauds ou Hot-spots

Un module photovoltaïque est une association de cellules en série/parallèle. Sa caractéristique globale peut varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement.

De plus, il suffit d'un ombrage ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule défectueuse ou faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et elle se comporte en récepteur. Ainsi, elle se retrouve en siège d'une dissipation thermique relativement élevée pouvant conduire à sa destruction totale : c'est le phénomène du point chaud ou « hot-spot » [60] dont le module montré est atteint. Pour remédier à ce phénomène, les modules photovoltaïques sont équipés de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives (défectueuses ou ombragées). La diode by-pass lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du module, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du module. La dégradation d'une seule cellule peut provoquer celle du groupe de cellules associé. Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un module entier en cas de problème sur une cellule avec un module fonctionnant sans protections. [69]. Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis tels que l'ensoleillement inhomogène, la température élevée, les dépôts de poussière, la neige, la pluie et les dépôts de feuilles mortes représentent des facteurs favorisant l'apparition des points chauds ou hot-spots dans un module photovoltaïque (figure 2.12).



Figure 2.12 Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs [69].

2.9.6 Bulles

Les bulles sont généralement dues aux réactions chimiques qui dégagent des gaz dans le module et qui se retrouvent piégés à l'intérieur de celui-ci. Ce type de dégradation est similaire à la délamination, mais dans ce cas, la perte d'adhérence de l'Ethylène Vinyl Acetate (EVA) affecte uniquement une petite surface du module et est combinée à un gonflement de la surface dont l'adhérence a été dégradée. Lorsque cela se passe

sur la partie arrière du module, un encombrement apparaît sur le polymère encapsulant formant ainsi les bulles. Elles rendent plus difficile la dissipation de chaleur des cellules, augmentent leur surchauffe et accélèrent leur vieillissement [70]. montre un module présentant un nombre important de bulles sur la face arrière. Elles apparaissent généralement au centre de la cellule et peuvent être dues à une mauvaise adhérence de la cellule provoquée par la température élevée. Il peut arriver que le détachement de la cellule du verre soit à l'origine des bulles. Les bulles situées sur la face avant du module peuvent produire une réduction de l'éclairement arrivant sur le module. Elles provoquent la réflexion d'une partie de la lumière qui atteint le module (figure 2.13)[70].

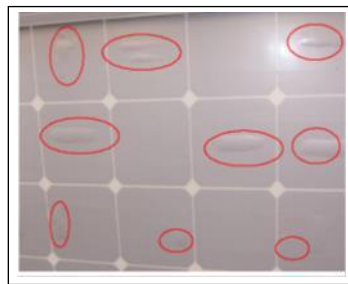


Figure 2.13 Bulles présentes sur la face arrière d'un module PV. [70]

2.9.7 PID – (Potentiel Induced Degradation)

Cette « nouvelle maladie » du module photovoltaïque, mise en évidence en 2010, commence à toucher de plus en plus de modules photovoltaïques. Le premier symptôme de ce phénomène est une dégradation rapide et inexplicable de la puissance. Cette diminution du rendement des modules, pouvant atteindre plus de 20% en quelques mois, n'est ni due à un vieillissement classique des modules, ni à une mauvaise installation du module. Les modules individuels dans les systèmes PV sont souvent connectés en série afin d'augmenter la tension du système. La différence de potentiel de la chaîne ainsi formée peut parfois atteindre quelques centaines de Volts. Afin de protéger les personnes contre les chocs électriques, toutes les structures métalliques des modules sont souvent mises à la terre. Ainsi, il peut arriver des courants de fuite dus à un défaut d'isolation entre la structure et les couches actives (cellules PV). De ce phénomène peut découler une polarisation susceptible de dégrader les caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques. Ce phénomène connu sous le nom de Potentiel Induced Degradation (PID) se caractérise par la dégradation progressive des performances des modules photovoltaïques, à base de silicium cristallin, due à la présence d'un courant électrique induit au cœur même du module.

Hacke a montré que le PID était plus fréquent dans les climats humides que dans les milieux chauds et secs. Schütz va dans le même sens en montrant que les courants de fuite augmentent avec l'humidité [71]. Dans son étude, une tension rampe de -600 V au lever du soleil et à 0 V au coucher, est appliquée entre la structure

métallique et le contact d'un module constitué de 60 cellules. Son expérience a montré que le courant de fuite augmente avec l'humidité.

Dans son étude, une tension rampe de -600 V au lever du soleil et à 0 V au coucher, est appliquée entre la structure métallique et le contact d'un module constitué de 60 cellules. Son expérience a montré que le courant de fuite augmente avec l'humidité [71]. Les différents travaux ont montré que les principaux facteurs favorisant le PID sont la tension du système dans lequel le module est utilisé, l'humidité et la température de fonctionnement.

2.9.8 Synthèse

Nous avons effectué une revue bibliographique assez exhaustive sur les différents modes de dégradation des modules photovoltaïques. Cette revue de l'état de l'art sur la dégradation des modules PV s'est focalisée, à ce stade de nos travaux, sur l'identification des principaux types de dégradations. Les travaux de recherche qui mettent en évidence leur impact sur le fonctionnement du module ainsi les facteurs qui les favorisent ont été également présentés. Il nous semble pertinent de terminer cette partie sur les principaux modes de dégradation des modules PV par une synthèse en termes de représentativité de chacun des modes de dégradation selon la littérature. Donne un récapitulatif sur la représentativité de chacun des principaux modes de dégradation des modules PV en silicium présentés dans ce chapitre (figure 2.14).

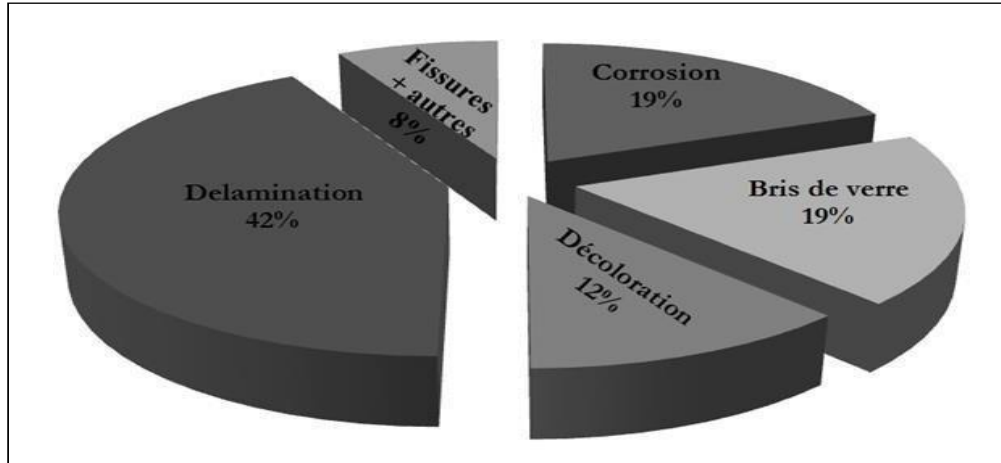


Figure 2.14 Représentativité des différents modes de dégradation. [71]

Les taux de représentativité des modes de dégradation donnés et relatifs à la technologie cristalline montrent bien la prédominance de la délamination et de la corrosion. Néanmoins, les bris de verre restent bien présents avec 19%. La décoloration reste un type de dégradation à bien prendre en compte. Durant notre étude bibliographique, nous avons

noté que ces trois modes de dégradation sont principalement provoqués par les paramètres environnementaux tels que la température, l'humidité et la radiation ultraviolette [72].

2.9.9 L'augmentation de la résistance série (R_s)

Comme il est signalé précédemment l'augmentation de la résistance série est causée généralement par la corrosion de la connectique entre deux modules PV, une vis de connexion mal serrée, la corrosion de point de soudure entre cellules..., etc. En fonctionnement normal, cette résistance de connectique est quasi nulle. La valeur de cette résistance peut être augmentée dans plusieurs cas anormaux. Une grande augmentation de cette dernière entraîne une perte en tension. Pour une limite donnée, la perte en tension peut être suffisamment grande pour rendre la tension du groupe négative et faire basculer la diode de bypass en mode passant, ce qui donne des points d'inflexion dans la courbe $I(V)$, montre le changement provoqué par l'augmentation de la résistance série (figure 2.15). [73]

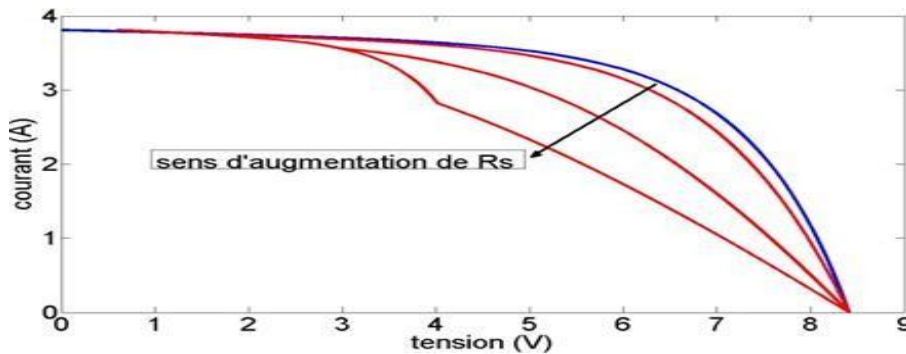


Figure 2.15 effet de défaut de mis match type R_s sur $I(V)$ [73].

Dans cette figure, on voit que la perte en tension pour un courant donné est plus importante au fur et à mesure que la résistance série augmente.

2.10 LES MOYENS DE DETECTION DE LA DEGRADATION DU MODULE PHOTOVOLTAÏQUE

A cause de la sensibilité du panneau photovoltaïque aux conditions climatiques dans la chaîne de production, on s'intéresse dans ce manuscrit par les modules PV.

2.10.1 Inspection visuelle

L'inspection visuelle est la première technique de détection des dégradations d'un module photovoltaïque. Elle peut permettre de détecter à l'œil nu certaines dégradations tels que la décoloration, la délamination, les bulles, les fissures dans les cellules et les points chauds. C'est généralement la première étape pour décider si un module PV doit être soumis à d'autres types de tests. L'inspection visuelle doit être effectuée dans des conditions naturelles sous la lumière du soleil pour avoir une lumière intense de bonne

qualité. Un éclairage d'au moins 1000 Lux est requis selon les conditions de test de la norme CEI 61215. Les réflexions doivent être évitées, car ils peuvent conduire à une mauvaise image. L'inspection doit être effectuée à partir de différents angles afin d'identifier la zone où la dégradation pourrait apparaître et d'éviter les erreurs dues aux images réfléchies. Une seule photo prise depuis une seule position ne suffit pas car il pourrait contenir une image réfléchie et conduire à une fausse interprétation.

2.10.2 Mesure de la puissance

Le principal indicateur de la dégradation d'un module photovoltaïque est la diminution de la puissance produite. Cependant, la baisse de puissance n'est pas toujours détectée au sein d'un système PV constitué d'un ensemble de modules. Pour ce faire, un test de puissance doit être plutôt appliqué individuellement aux modules PV suspects. Afin de détecter une chute de la puissance d'un module, une mesure de puissance dans les conditions standards de test (STC) doit être effectuée. Les conditions standards de test sont caractérisées par :

- Éclairement énergétique : 1000 W/m²
- Température du module : 25 °C
- Répartition spectrale du rayonnement : AM1.5

Ce test peut être effectué dans un simulateur solaire (mesure intérieure) ou sous exposition aux conditions réelles (mesure extérieure). Les conditions standards de test (STC) sont différentes des conditions de fonctionnement réel des modules photovoltaïques. En effet, habituellement la température des modules sera supérieure à 25°C, et le rayonnement n'aura pas le même spectre ni la même intensité durant les mesures. Ainsi, une méthode plus réaliste basée sur des mesures effectuées dans des conditions plus proches du fonctionnement réel et différentes des conditions standards de test a été proposée. Néanmoins, la réalisation des tests dans les conditions STC est le meilleur moyen pour comparer différents modules dans les mêmes conditions. C'est la technique que nous utilisons dans la suite de nos travaux pour l'évaluation de la dégradation des modules photovoltaïques. [74]

2.10.3 Imagerie infrarouge

Cette technique de test non destructive, permet la détection des zones à haute température qui sont, généralement, la conséquence du phénomène de Hot-spot (point chaud). La méthode utilisée est basée sur la propriété de tout matériau à émettre un rayonnement électromagnétique dont la longueur d'onde est liée à la température du matériau. En examinant la distribution de la température du module, des anomalies peuvent être détectées lorsqu'elles existent. Cette propriété est expliquée par la loi de Stefan-Boltzmann, qui définit l'équation de la manière dont une surface idéale ou «corps noir» émet un rayonnement. Le maximum du rayonnement émis dépend de la température mais seulement trois différentes plages de température sont

prises en compte : 2-2,5 μm pour des températures de plus de 1000°C qui comprend une partie du rayonnement visible et deux autres plages; 3,5-4,2 μm et 8-14 μm pour des températures plus basses. D'autres plages de température ne peuvent être considérées en raison de la forte absorption de l'air dans l'atmosphère. Cette technique est connue et utilisée dans nombreux travaux précédents. Le système utilisé pour la détection des émissions infrarouges d'un module photovoltaïque, est une caméra vidéo basée sur un détecteur à couplage de charge (CCD) spécifiquement orientés vers la détection infrarouge (IR-CCD). Aujourd'hui les caméras infrarouges disposent d'une bonne résolution et d'une grande précision qui permettent la détection de points ou de vastes zones dans les cellules et les modules photovoltaïques (figure 2.16) [75]

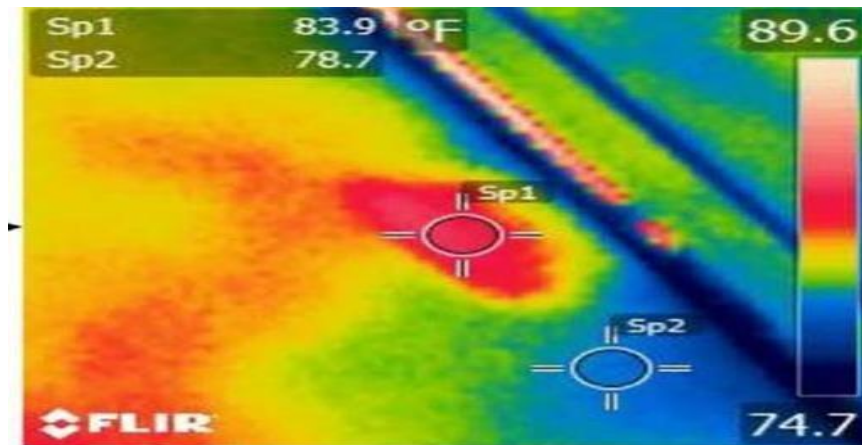


Figure 2.16 Imagerie infrarouge [75]

2.10.4 Thermographie

La technique par la thermographie est une variante de la méthode infrarouge présentée précédemment. Elle est également non destructive et permet d'identifier les pertes de puissance à l'aide d'une injection de courant. Le courant n'est pas continu mais plutôt pulsé. Ainsi la température augmente chaque fois qu'un court-circuit ou circuit-ouvert est détecté. La thermographie peut être effectuée à l'obscurité ou sous éclairage. Dans le cas du test à l'obscurité, les cellules sont généralement en condition de circuit ouvert (V_{co}). Grâce à cette technique, les petits défauts peuvent être détectés. Le détecteur utilisé est de type CCD (Détecteur à couplage de charge) comme dans la technique infrarouge. La gamme de longueurs d'onde correspondante va de 3 μm à 5 μm . suivante présente l'image obtenue par thermographie d'une cellule photovoltaïque au silicium (figure 2.17) [76].

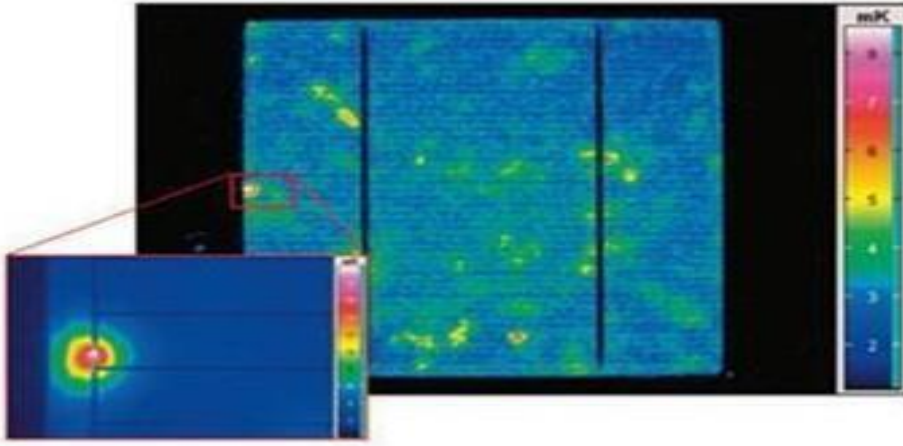


Figure 2.17 Image thermographique d'une cellule PV en silicium. [76]

2.10.4 Imagerie par électroluminescence et photoluminescence

Cette technique permet de détecter les fissures situées dans les zones de la cellule difficilement explorables par la plupart des autres techniques. Les images obtenues à l'aide de la technique par électroluminescence et photoluminescence sont également de type infrarouge. Elles peuvent être détectées par un détecteur de type IR-CCD (Infrarouge - Détecteur à couplage de charge) comme dans le cas de la technique par thermographie. Cependant, les images obtenues présentent une meilleure résolution que celles obtenues par thermographie. Les images obtenues par cette technique présentent un aspect sombre comme. Elle permet de détecter les premiers signes d'une dégradation future tels que les fissures partielles et les lignes ou zones sombres des cellules. Contrairement aux images obtenues par la détection du rayonnement infrarouge due à l'effet thermique, une image par électroluminescence est obtenue à partir des photons émis par la recombinaison des porteurs excités dans une cellule solaire. L'excitation peut être réalisée avec un courant injecté, ce qui provoque un effet électroluminescent. Elle peut également être obtenue à partir d'un rayonnement incident sur la cellule solaire, dans ce cas, une lumière est obtenue par un effet photoluminescent (figure 2.18) [77].

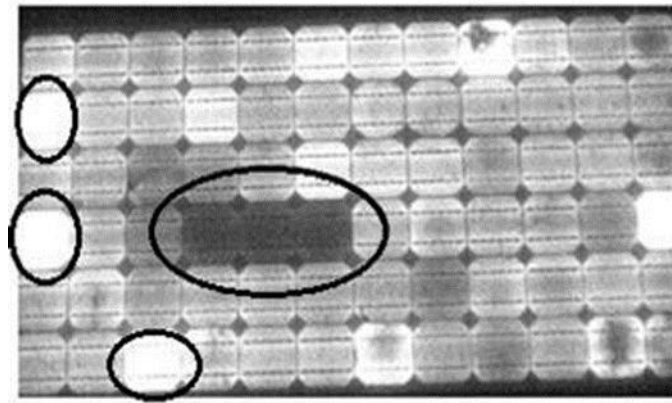


Figure 2.18 Image par électroluminescence d'un module PV avec des cellules dégradées [77].

2.10.5 Résonance de vibrations ultrasoniques

La technique par résonance de vibrations ultrasoniques est basée sur l'analyse des vibrations ultrasoniques suite à une excitation du module. Elle permet de détecter les microfissures dans les cellules PV isolées. Cette technique détecte les variations de la fréquence caractéristique de la réponse après une excitation par ultrasons de la cellule. Le détecteur utilisé est réalisé autour d'un transducteur piézoélectrique et placé à la périphérie de la cellule. Il a été démontré que la fréquence de résonance décroît alors que la bande passante de la fréquence de résonance augmente quand une fissure apparaît dans une cellule. Les principales techniques de détection des dégradations d'un module photovoltaïque avec leurs fonctionnalités et spécificités (tableau 2.2) [78].

Tableau 2.2 Les principales techniques de détection des défauts PV. [75]

Techniques	Défauts détectables	Contrôles	Spécificités
Inspection visuelle	Défauts visibles comme : Décoloration Délamination Fissures Points chauds Corrosion	Aspect général du module	-Test à l'œil nu sous un éclairage d'au moins 1000 Lux. -Plusieurs vues sont requis sous différents angles. - Images réfléchies à éviter
Résonance de vibrations ultrasoniques	- Microfissures	Variation de la fréquence de la réponse	- Excitation par ultrasons de la cellule. Transducteur piézo- électrique.
Mesure de puissance	caractérisation Electrique : Puissance, courant, tension facteur de forme, I-V/P-V	Paramètres électriques	-Mesures à réaliser dans les conditions standards de test. -Difficulté à contrôler les conditions standards. - Adaptée au module.
Imagerie infrarouge	-Point chaud (Hotspot)	Images	- Caméra CCD. - Technique assez précise et non- destructive. - Adaptée pour cellule et module.
Thermographie	-Court-circuit - Circuit-ouvert	Images	Injection de courant. Adaptée pour la cellule. Détecteur CCD
Imagerie par Electroluminescence et Photoluminescence	- Fissures	Images	- Injection de courant. - Rayonnement incident. -Image sombre.

2.11 DEFINITION D'UNE DEFAILLANCE D'UN MODULE PV

Une défaillance d'un module PV est un effet qui dégrade la puissance du module ou crée un problème de sécurité. Un problème purement esthétique n'est pas considéré comme une défaillance du module PV. Un problème causé par une mauvaise manipulation ou par l'environnement local n'est pas considéré comme un "échec". D'une part, l'encrassement du module ou une défaillance due à la foudre ne sont pas considérés comme des défaillances du module PV. Le problème d'encrassement doit être traité par l'opérateur et la foudre est un cas de force majeure pour lequel le module n'a pas été conçu. En revanche, les défauts dus à une forte charge de neige sont considérés comme une défaillance du module si ce dernier est spécifié pour une charge de neige importante. [79]

2.11.1 Définition du défaut

Un défaut est tout ce qui, dans un module PV, n'est pas ce qu'on attend de lui. Un défaut peut impliquer une défaillance du module PV. Un défaut est un terme beaucoup plus large qu'un échec. Un défaut n'entraîne pas nécessairement une perte de sécurité ou de puissance pour un module PV, mais spécifie une partie d'un module PV qui est différente d'un module PV parfait. [80]

2.11.2 Défauts dans le système photovoltaïque

Nous avons décrit dans les parties précédentes de cette thèse les différents composants constituant d'un système de production photovoltaïque suivie par un aperçu sur les méthodes de diagnostic dans le système industriel d'une manière générale.

2.11.3 Défauts courants des systèmes photovoltaïques

Les défauts dans le système PV peuvent être définies comme temporaires ou permanentes. Les défauts temporaires sont souvent causés par des effets d'ombrage et l'encrassement des modules. Les défauts permanents des modules sont : le délaminage, les bulles, le jaunissement des cellules, les rayures et les cellules brûlées.

Les défauts permanents sont éliminés en remplaçant ou en réparant les modules endommagés. Les défauts graves des panneaux photovoltaïques sont souvent causés par un court-circuit, ligne à ligne, mise à la terre et défaut d'arc.

D'autres facteurs peuvent entraîner des pertes de production, notamment le défaut de suivi du point de puissance maximale (MPP), les pertes joules dans le câblage et les équipements défectueux. Les défauts d'un système photovoltaïque peuvent être classés comme des défauts de modules, de chaînes ou de réseaux selon le composant du système photovoltaïque concerné.

– **Défaut de point chaud**

Les points chauds des modules peuvent se produire lorsque des cellules individuelles sont ombragées ou brisées. Ces cellules produisent beaucoup moins de courant que les autres cellules de la chaîne et peuvent être polarisées en sens inverse, ce qui entraîne une dissipation de puissance au lieu d'une production. Ce phénomène affecte les cellules en silicium cristallin (c-Si) et est généralement le résultat de l'encrassement, de l'ombrage, des cellules endommagées ou des diodes de dérivation endommagées. Les cellules des points chauds dissipent de l'énergie, ce qui entraîne une augmentation de la température de surface et, par conséquent, les défauts des points chauds sont principalement diagnostiqués à l'aide d'analyses infrarouges et thermiques [81]. Les points chauds persistants peuvent endommager les cellules solaires, les diodes de dérivation et provoquer des défauts de circuit ouvert [82].

– **Défaut de circuit ouvert**

Les défauts de circuit ouvert font référence aux défauts de déconnexion dans les sous-systèmes PV. Cela inclut la déconnexion des cellules d'un module, des modules d'une chaîne ou des chaînes d'un réseau PV [61]. Le diagnostic au niveau d'un réseau peut être réalisé en inspectant les indicateurs de tension et de courant. La tension du réseau PV reste constante ; cependant, le défaut entraîne une baisse de courant. Les défauts en circuit ouvert peuvent être causés par des cellules endommagées, des diodes défectueuses et des défauts de câblage [83].

– **Défaut de court-circuit**

Tout comme les défauts de circuit ouvert, les défauts de court-circuit peuvent se produire dans différents sous-systèmes de l'installation photovoltaïque. Les modules court-circuités dans une chaîne entraînent une chute importante de la tension du réseau, tandis que le courant du réseau augmente légèrement. Le même effet est observé lorsqu'un court-circuit se produit entre deux branches d'une de l'ensemble. Une étude expérimentale réalisée en montre que les défauts de court-circuit entre les modules ont un effet néfaste sur la tension de sortie du système que les courts-circuits entre les chaînes.[84]

– **Défaut de mise à la terre**

Les défauts de terre sont considérés comme les défauts les plus courants dans les systèmes PV. Le défaut fait référence au court-circuit électrique accidentel entre un conducteur électrique et la terre. Ce défaut est principalement causé par un défaut d'isolation des câbles. Les défauts de mise à la terre peuvent présenter de graves risques pour la sécurité en raison des arcs de courant continu générés au point de défaillance, des chocs électriques dus aux connexions de mise à la terre sous tension et du risque d'incendie.

– **Défaut d'arc**

Le passage involontaire d'un courant dans l'air ou dans un autre diélectrique est connu sous le nom de défaut d'arc. Les défauts d'arc peuvent se produire entre une discontinuité dans un conducteur électrique et entre des conducteurs ayant des potentiels différents. Arcs électriques dans un système photovoltaïque pourrait entraîner de graves dangers. [85]

– **Défaut de ligne à ligne**

Un défaut ligne à ligne désigne un défaut de court-circuit entre les conducteurs du PV système. Les défauts de ligne à ligne peuvent être causés par un défaut d'isolation des câbles et dommages mécaniques [86].

– **Défaut de mismatch et d'ombrage**

L'association série/parallèle de cellules photovoltaïques formant le générateur photovoltaïque (GPV) verra sa caractéristique électrique varier à l'échelle de la cellule impliquant une désadaptation (en anglais : mismatch). Dans le cas de la connexion série, le déséquilibre limitera le courant de la chaîne de cellules.

Donc, le défaut de "mismatch" est causé par le groupement de cellules possédant une caractéristique I-V non identique.

Le défaut d'ombrage est un cas particulier du défaut de mismatch car sa présence conduit à une réduction de l'ensoleillement reçu par des cellules. Le changement de ces paramètres provient de deux facteurs principaux :

- Premièrement, des cellules pourraient posséder des propriétés physiques différentes suite à une tolérance dans la fabrication. Seule la tolérance de la puissance du module est donnée par les fabricants de la cellule ou du module. Elle peut varier entre +/- 3% et +/-5% selon les fabricants.
- Deuxièmement, des cellules PV peuvent être exposées à des conditions de fonctionnement différentes causées par les différents défauts (figure 2.19) [89].

Le tableau 2.3 présente les paramètres de cellule par rapport de défaut.

Tableau 2.3 paramètres de cellule par rapport de défaut. [83]

Nature des défauts	Paramètres affectés
Module arraché ou cassé Ombrage : Feuilles d'arbre, déjections, sable, pollution, neige etc.	Variation de I_{ph}
Echauffement des cellules	Variation de T
Dégradation des interconnexions Fissure Corrosion des liaisons entre cellules Corrosion des liaisons entre cellules	Variation de R_s
Modules de performances différentes Détérioration des cellules Pénétration de l'humidité	Variation de tous les paramètres des cellules

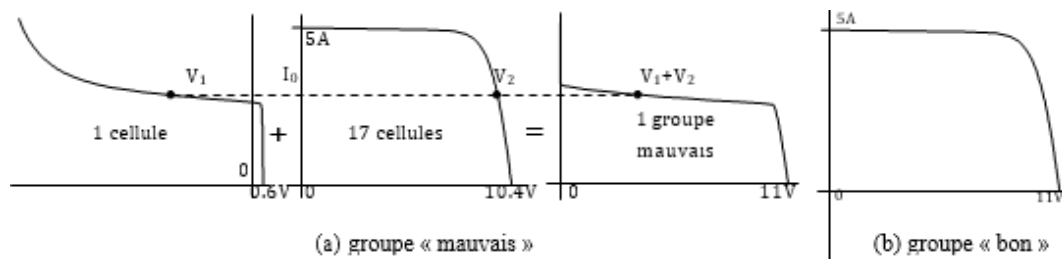


Figure 2.19 Caractéristique I-V d'un groupe de défaut ombrage. [89]

– **Défaut de HOT-SPOT**

Un module photovoltaïque est une association de cellules en série/parallèle. Sa caractéristique globale peut varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'un ombrage ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule défectueuse ou faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et elle se compose en récepteur. Ainsi, elle se trouve en siège d'une dissipation thermique relativement élevée pouvant conduire à sa destruction totale : c'est le phénomène du point chaud ou hot-spot, pour remédier à ce phénomène, les modules photovoltaïques sont équipés de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passive (défectueuses ou ombragés). [90]

Dans un module photovoltaïque, les points chauds peuvent se produire par n'importe quelle combinaison d'une défaillance d'une cellule, de l'interconnexion, d'un ombrage partiel et une variation du courant généré d'une cellule à l'autre (mis-match).il peuvent aussi résulter d'une diode anti-retour inadéquate ou à cause d'une cellule craquelée à l'intérieur du module. Selon, la gravité de la craquelure, une cellule peut potentiellement produire moins de courant que les autres cellules de la série, ce facteur peut avoir une conséquence majeure sur la dégradation des modules (figure 2.20). [91]

Si le point chaud dure longtemps, la quantité d'électricité produite diminue et, dans le pire des cas, il existe un risque d'inflammation. Une fois qu'on détecte un hot-spot, on doit agir immédiatement. L'une des méthodes de détection des points-chauds consiste à utiliser la thermographie infrarouge. Aujourd'hui, lors de l'inspection périodique prédictive de la maintenance après l'installation du panneau, nous utilisons souvent une thermographie infrarouge non refroidie, et la caméra elle-même est devenue très pratique. Par conséquent, vous pouvez facilement trouver des endroits pouvant être des points chauds sur le panneau (figure 2.21).[92].

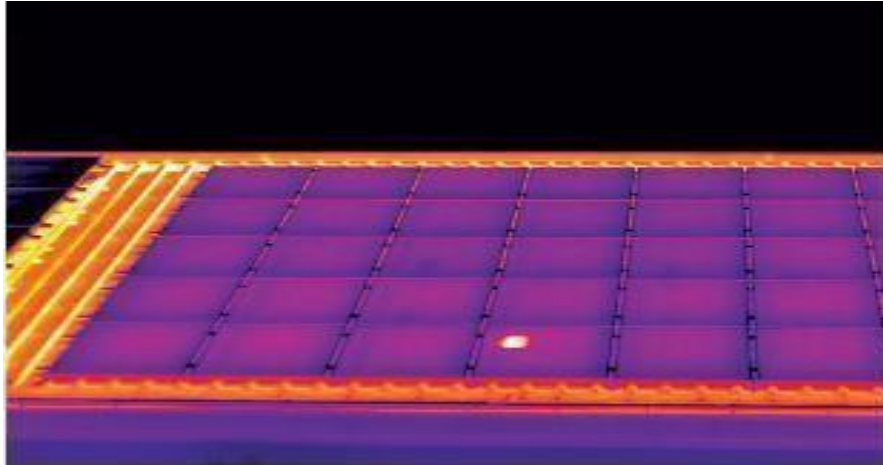


Figure 2.20 défaut de hot spots par la caméra thermique[91].

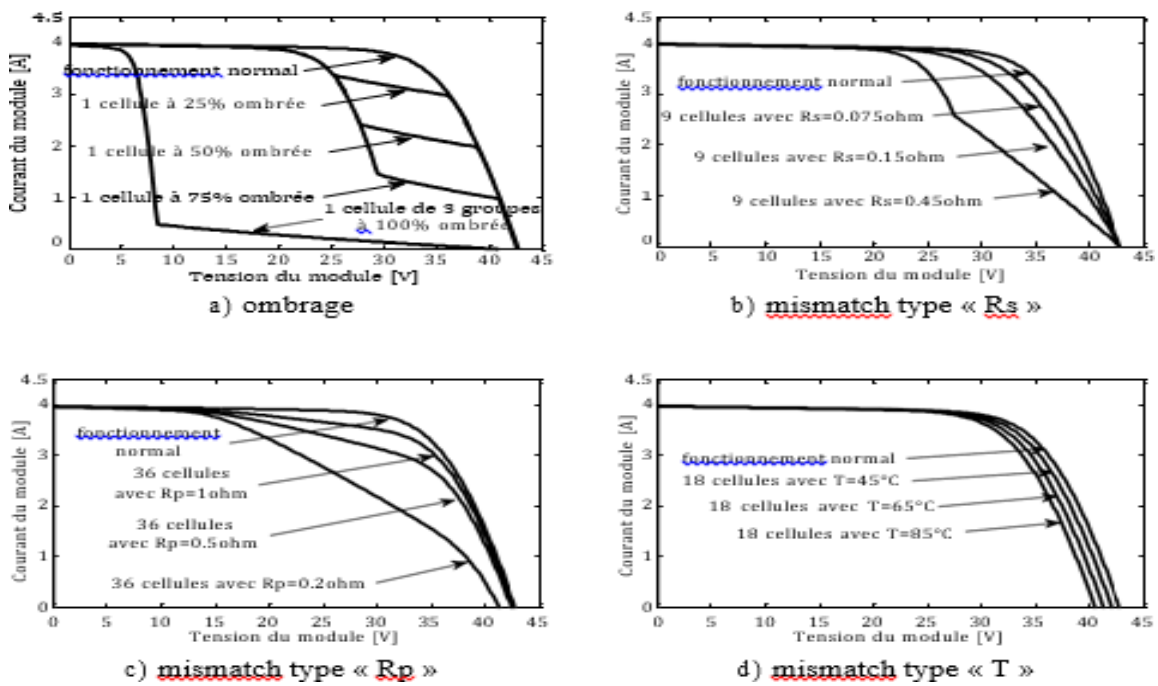


Figure 2.21 Caractéristiques I-V d'un module PV lors de défauts de mismatch et d'ombrage et (R_s) (R_p). [92]

– **Défauts de la diode de by-pass de diode anti-retour**

Comme il a été mentionné précédemment La diode de by-pass est une des solutions pour protéger les cellules de l'ombrage partiel. Cette diode se place, en général, en parallèle avec une branche de dix-huit cellules (figure 2.22). On peut constater plusieurs défauts de cette dernière, ces défauts sont en général des défauts de fabrication. Donc dans un panneau photovoltaïque on peut trouver une diode déconnectée, une diode équivalente à une impédance quelconque, une diode court-circuitée et une diode inversée [54]. La même manière que pour la diode de by-pass, la diode anti retour est exposée aux mêmes types de défauts envisagés pour la diode anti-retour : court-circuit, impédance quelconque, circuit ouvert et diode inversée (figure 2.23). [93]

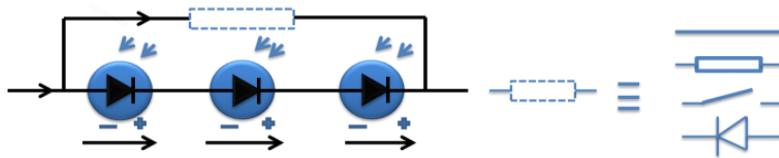


Figure 2.22 défaut de la diode de by-pass. [93]

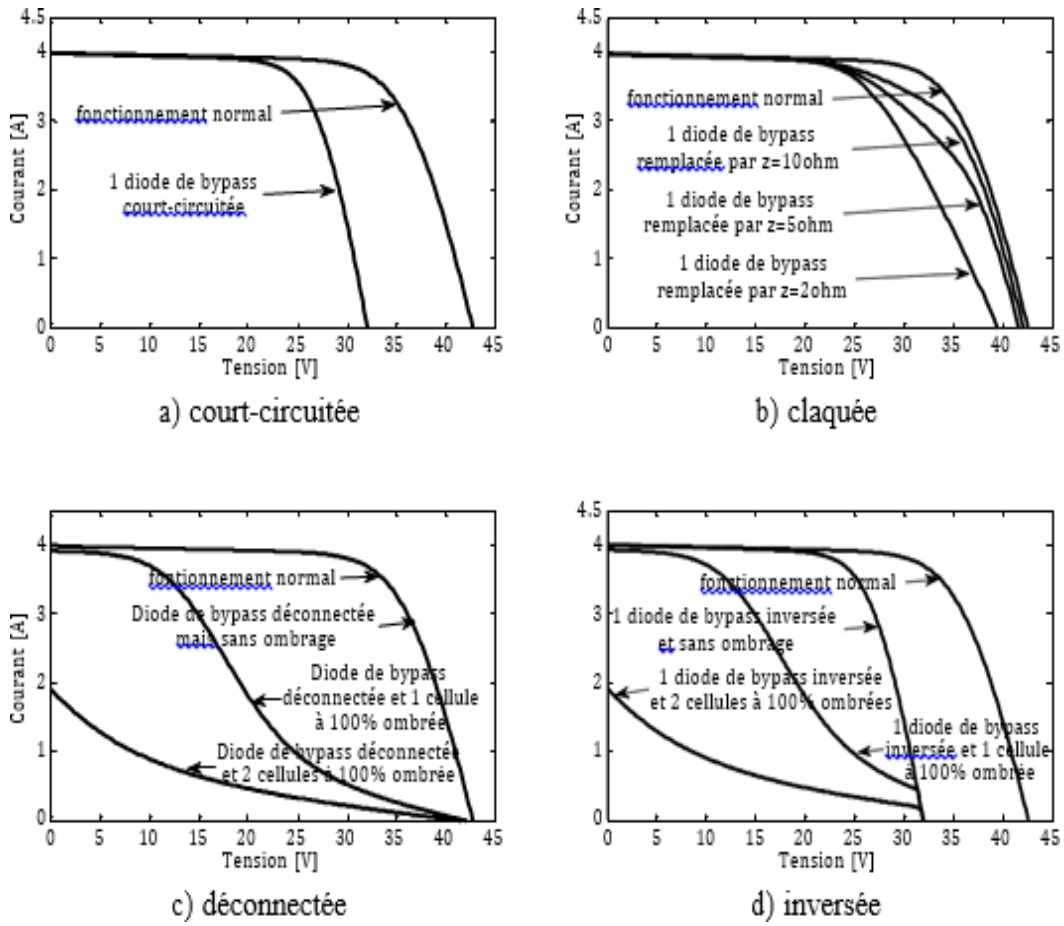


Figure 2.23 Caractéristiques I-V d'un module PV lors de défauts de diode de by-pass. [93]

2.11.4 Classification des défauts et Evaluation des symptômes de défauts

Nous avons cité précédemment quatre catégories de défauts : les défauts prolongés avec un rendement nul, les défauts brefs avec un rendement nul. Les symptômes des défauts en prenant de compte les impacts de la sévérité des défauts sur le comportement d'un générateur photovoltaïque, le tableau 2.4 montre la classification des défauts selon leurs catégories (les tableaux 2.4, 2.5, 2.6, 2.7, 2.8) [94].

1. Classification des défauts

Tableau 2.4 la classification des défauts selon leurs catégories [94]

Défauts	Description	Catégorie
-Défaut du composant -Système déconnecté (longue durée)	-La production de l'électricité est nulle lorsqu'il ya des pannes au niveau des composants. -La production est arrêté puisqu'il ya une isolation (déconnection) du système PV	Défaut prolongé avec un rendement nul
- déconnexion temporaire de l'onduleur. -Système déconnecté (courte durée)	-La production de l'électricité est nul puisqu'il ya une déconnection entre la chaine PV et l'onduleur. -La production est arrêté puisqu'il ya une isolation (déconnection) du système PV	Défaut bref avec un rendement nul
Défauts d'ombrage	Le rayonnement solaire est bloqué par des objets d'ombrage externe (bâtiments, arbres ...)	Défaut d'ombrage
Erreurs MPPT	La variation des caractéristiques (I-V) varie la caractéristique de la courbe de puissance	Défaut avec un rendement non nul (pas d'ombrage)

Tableau 2.5 Les remarques lors les défauts de mismatch et d'ombrage [94].

Défaut	Les symptômes
- Ombrage	<ul style="list-style-type: none"> - Isc inchangé - Voc diminue pour un nombre important de cellules ombrées - Le facteur de forme diminue en fonction du facteur d'ombrage Présence d'un point d'inflexion
Poussière	<ul style="list-style-type: none"> - Réduction de Isc en fonction coefficient de transmission - Voc diminue pour un coefficient de transmission très faible
Résistance série	<ul style="list-style-type: none"> - Voc et Isc inchangés - Le facteur de forme diminue en fonction de la croissance de la valeur de Rs - Présence d'un point d'inflexion pour une valeur importante de Rs - Déviation de pente par rapport à celle de la courbe normale - Voc inchangée pour une faible sévérité - Le facteur de forme diminue en fonction de la réduction de la valeur de normale
Résistance parallèle	<ul style="list-style-type: none"> - Isc inchangé - Voc inchangée pour une faible sévérité - Le facteur de forme diminue en fonction de la réduction de la valeur de - Rp Déviation de pente par rapport à celle de la courbe Normale
Température	<ul style="list-style-type: none"> - Isc inchangé - Voc et le facteur de forme diminuent en fonction de l'augmentation de la température

2. Défaillante court-circuit et circuit-ouvert et inversé

Tableau 2.6 Les remarques défailantes (cc.co.inv) [94].

Défaut	Les symptômes
Court-circuit	<ul style="list-style-type: none"> - Isc inchangé - Voc diminue en fonction du nombre de diodes court- circuitées - Diminution de Voc est facile à quantifier (-10V par diode)
Circuit-ouvert	<ul style="list-style-type: none"> - Voc inchangée - Isc et FF diminuent fortement en fonction du nombre de cellules ombragées - Déviation de pente par rapport à celle de la courbe normale
Inversée	<ul style="list-style-type: none"> - Voc diminue en fonction du nombre de diodes inversées - Isc et FF diminuent fortement en fonction du nombre de cellules ombragées

3. Mismatch et ombrage

Tableau 2.7 Les remarques défailantes (cc.co.inv) [94].

Défaut	Les symptômes
Court-circuit	<ul style="list-style-type: none"> - Isc inchangé - Voc diminue en fonction du nombre de diodes court- circuitées - Diminution de Voc est facile à quantifier (-10V par diode)
Circuit-ouvert	<ul style="list-style-type: none"> - Voc inchangée - Isc et FF diminuent fortement en fonction du nombre de cellules ombragées - Déviation de pente par rapport à celle de la courbe normale
Inversée	<ul style="list-style-type: none"> - Voc diminue en fonction du nombre de diodes inversées - Isc et FF diminuent fortement en fonction du nombre de cellules ombragées

4. Défaut de module

Tableau 2.8 Les remarques lors le module défaillant [94].

Défaut	Les symptômes
Module	<ul style="list-style-type: none"> - Isc inchangé - Voc diminue pour le défaut de type court-circuit - Voc reste quasiment inchangée pour des faibles valeurs de la résistance qui shunte le module. Elle diminue progressivement en fonction de la diminution de la résistance - Déviation de la pente pour les défauts de type module shunté

2.12 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé les différents défauts affectant les panneaux PV. L'intérêt réside dans l'obtention de la caractéristique I-V du GPV (cellule, module, groupe) pour les différents défauts que nous avons considérés (défaut de mismatch, défaut d'ombrage, défaut de diode by pass et défaut de module). On a montré que ces défauts peuvent être divisés en général aux défauts de fabrication, et aux défauts dus aux conditions climatiques et aux conditions d'exploitation. On a aussi constaté que la plupart des défauts dits électriques, sont dus aux conditions climatiques telles que l'augmentation de la résistance série. Tout d'abord, nous avons donné quelques notions de base sur les méthodes de diagnostic des panneaux photovoltaïques. Ou Son rôle consiste à suivre le fonctionnement des PV dans le but de détecter, localiser et établir un diagnostic des défaillances qui affecte ces performances et sa sureté de fonctionnement. Que les méthodes de diagnostic de défauts utilisées dans les PV :

Méthodes nécessitant l'intervention directe de l'homme par l'utilisation d'un matériel qui n'est pas initialement conçu pour les diagnostics des PV tel que : IR, Inspection visuelle...

Chapitre 3: Méthodes De Maintenance Prédictive Des Systèmes PV

Le concept de maintenance ne se limite pas à la réparation ou au dépannage au moindre coût ou à la réparation du matériel le plus rapidement possible. Ils ne sont pas non plus conçus pour maintenir le fonctionnement des installations à tout prix ou pour assurer une sécurité de fonctionnement élevée, à tout prix, pour atteindre une disponibilité maximale mais pas une rentabilité.

La maintenance commence par la conception de l'appareil. L'équipement doit être maintenable (concept de maintenance) et capable de produire avec facilité d'utilisation et avec la plus grande sécurité. Pendant toute la période de production, la maintenance surveille l'équipement, suit sa détérioration et sa mise à niveau en surveillant les performances tout en surveillant les coûts et la disponibilité. En fin de vie d'une machine, la maintenance analyse d'abord, une diminution de ses performances correspond au potentiel de détérioration et de régénération[95]. Dans ce chapitre, nous aborderons les types de maintenance et les différentes méthodes analytiques utilisées.

3.1 DEFINITION DE LA MAINTENANCE

La maintenance est l'ensemble de toutes les actions techniques, administratives et de management durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise[96].

3.2 TYPES DE MAINTENANCE

Il existe 9 types de maintenance répartis entre la maintenance préventive et la maintenance corrective la figure 3.1 montre les types de maintenance. La maintenance préventive est effectuée avant toute panne et comprend des types de maintenance tels que: maintenance basée sur le temps, maintenance en cas de panne, maintenance basée sur les risques, maintenance basée sur l'état et maintenance prédictive. La maintenance corrective est effectuée après un dysfonctionnement, soit sous forme de maintenance corrective différée, soit sous forme de maintenance d'urgence (figure 3.1) [97].

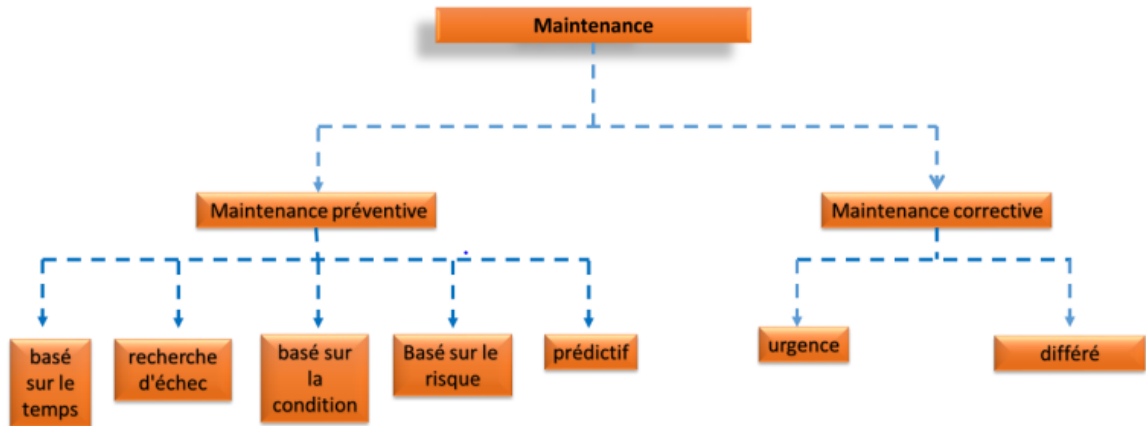


Figure 3.1 les types de maintenance [97]

3.3 METHODE DE PARETO (« ABC » OU « 20/80 »)

3.3.1 Définition

Le principe ou loi de Pareto (loi du 80-20, ou 20-80) est une théorie selon laquelle 20% des causes sont responsables de 80% des effets. Applicable à différents domaines et secteurs, celle-ci figure notamment parmi les méthodes de maintenance les plus connues dans le monde industriel. Que ce soit en BTS maintenance, en école d'ingénieur ou tout simplement au sein même des services méthodes maintenance des entreprises, l'analyse des pannes est directement associée aux diagrammes de Pareto, dont le but est d'établir une hiérarchie des causes d'un phénomène [98].

3.3.2 L'objectif de diagramme de Pareto

L'objectif de la distribution de Pareto est de classer les interventions de maintenance en fonction de leur nombre, puis de les hiérarchiser selon leur priorité. Voici les quelques étapes nécessaires à la création d'un diagramme de Pareto (figure 3.2) :

1. Définir l'ensemble des interventions en fonction du type de panne
2. Triez ces groupes par ordre croissant
3. Calculez le nombre total d'interventions ou le temps mis en fonction du type de carte de Pareto que vous souhaitez analyser
4. Calculer le pourcentage pour chaque groupe: nombre d'intervention / total ou temps passé / total
5. Réalisation du dessin

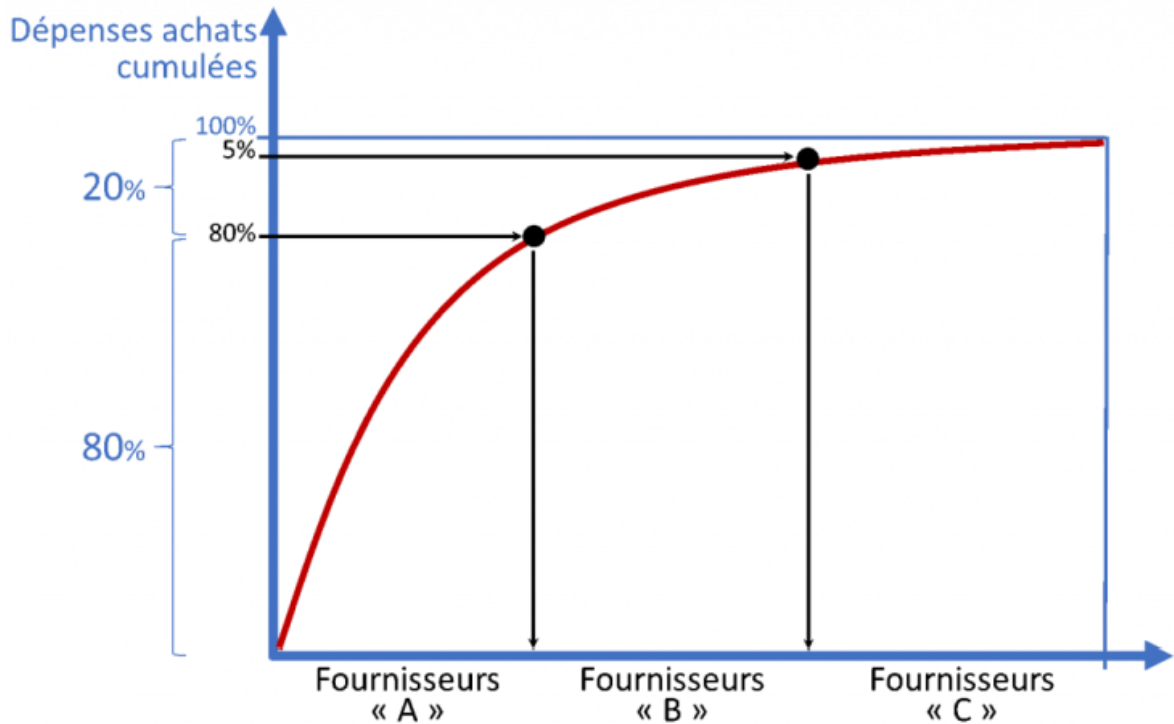


Figure 3.2 Courbe de PARETO [99]

Il s'agit de déterminer les aires obtenues à partir de la forme de la courbe sur la courbe. à Généralement, la courbe comporte deux ruptures, ce qui permet de définir trois régions a, b et c.

- Région A: C'est la première partie de la courbe qui échoue le plus.
- Zone B: C'est la deuxième partie de la courbe qui définit modérément l'échec.
- Région C: C'est la troisième partie de la courbe avec le moins de défauts.

3.3.3 Fonction

Suggérer objectivement un choix, c'est-à-dire classer par ordre d'importance des éléments (produits, machines, pièces...) à partir d'une base de connaissance d'une période antérieure (historique de pannes par exemple). Les résultats se présentent sous la forme d'une courbe appelée courbe ABC dont l'exploitation permet de détecter

les éléments les plus significatifs du problème à résoudre et de prendre les décisions permettant sa résolution [100].

3.3.4 But de la méthode ABC

L'analyse ABC est une analyse permettant [100] :

- D'établir la proportionnalité ou l'importance de chaque élément étudié dans l'ensemble des éléments.

- De trier et donc de classer les éléments les uns par rapport aux autres.
- De tirer les enseignements de cette proportionnalité.
- De vérifier la concentration grâce à l'indice de concentration de Gini.
- De déterminer l'importance relative de causes ou d'autres critères.
- De les classer par ordre d'importance.
- De dégager les axes prioritaires.

3.3.5 Objectifs de la méthode ABC

Un système amélioré de suivi des coûts doit être le moyen d'accroître les profits de l'entreprise avant d'être le moyen d'avoir des coûts plus précis. L'utilisation de la méthode ABC améliorera la rentabilité de l'entreprise grâce à une plus grande précision

dans l'analyse des coûts qui permettra d'établir de meilleures stratégies de gestion des produits et des activités.

3.3.6 Caractéristiques

- Une activité définit comme un ensemble de tâches élémentaires.
- Le premier principe est tout d'abord de recenser toutes les activités génératrices de valeurs puis ensuite d'évaluer pour chacune d'elles, le coût correspondant.
- L'inducteur est l'unité de mesure de l'activité.
- Un processus est un ensemble d'activités nécessaires pour fournir un produit ou un service.
- La méthode ABC se concentre essentiellement sur les coûts des activités qui seront affectés par la suite aux coûts des produits fabriqués et vendus.
- Le coût d'une activité quelconque peut ainsi, être constitué des coûts relatifs aux tâches suivantes :

Commande + Fabrication + Facturation + Expédition +Maintenance [101]

3.4 METHODE DE CREATION D'UN GRAPHIQUE DE PARETO

- Recueillir les données.
- Placer les valeurs dans un tableau.
- Trier les valeurs par ordre décroissant.
- Cancellier les pourcentages cumulés.
- Etablir le graphique.
- Recueillir les données.

3.5 METHODE DES 5S

C'est un Outil d'amélioration continue importé du Japon, permettant d'optimiser l'organisation et l'efficacité d'un poste de travail, d'un service, d'une entreprise.

Il est basé sur la participation du personnel qui prend en charge et organise son espace de travail. C'est un outil essentiel pour amorcer une démarche de Qualité Totale (TQM). L'appellation "5S" vient des initiales des mots clés de la méthode [102] :

- SEIRI : c'est Débarrasser (éliminer ce qui est inutile).
- SEITON : c'est Ranger (classer, ordonner ce qui est utile).
- SEISO : c'est Nettoyer (tenir propre les outils, les équipements, l'atelier ...).
- SEIKETSU : c'est Organiser (établir et formaliser des règles).
- SHITSUKE : c'est Maintenir la rigueur (respecter les règles).

Cette méthode :

- Améliore la productivité, l'efficacité et la Qualité. - Diminue les pannes (gravité/fréquence) par le diagramme cause à effet (figure 3.3).
- Réduit les pertes de temps (recherche d'un outil ...).
- Contribue à l'implication et à la motivation du personnel.
- Inspire confiance et donne une bonne image de l'entreprise (un environnement propre et agréable est votre meilleure publicité).
- Améliore la sécurité au travail et réduit les risques de pollution.
- Libère de l'espace inutilement utilisé.
- Permet au personnel d'avoir une meilleure qualité de vie au travail.

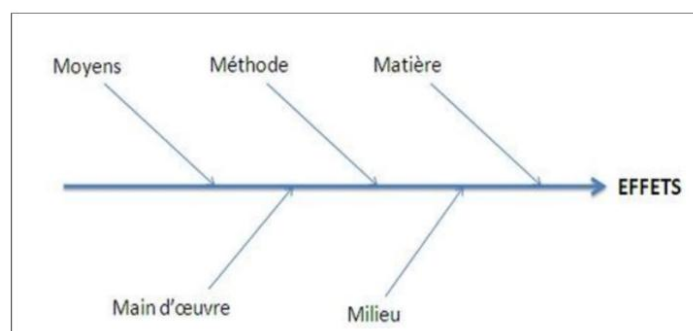


Figure 3.3 Diagramme d'Ishikawa (cause à effet) [102]

3.5.1 Définition et Présentation

Le mot KAIZEN est la fusion des deux mots japonais KAI et ZEN qui signifient respectivement « changement » et « bon ». La traduction française courante est « amélioration continue ». En fait, par extension, on veut signifier « analyser pour rendre meilleur ».

Le KAIZEN est un processus d'améliorations concrètes, simples et peu onéreuses réalisées dans un laps de temps très court. Mais le KAIZEN est tout d'abord un état d'esprit qui nécessite l'implication de tous les acteurs [103].

3.5.2 Démarche

Cette démarche japonaise repose sur des petites améliorations faites au quotidien, constamment. C'est une démarche graduelle et douce, qui s'oppose au concept plus occidental de réforme brutale du type « on jette le tout et on recommence à neuf » ou de l'innovation, qui est souvent le résultat d'un processus de réingénierie.

En revanche, le KAIZEN tend à inciter chaque travailleur à réfléchir sur son lieu de travail et à proposer des améliorations. Donc contrairement à l'innovation, le KAIZEN ne demande pas beaucoup d'investissements financiers, mais une forte motivation de la part de tous les employés. En conséquence, plus qu'une technique de management,

le KAIZEN est une philosophie, une mentalité devant être déployée à tous les niveaux de l'entreprise.

La bonne mise en œuvre de ce principe passe notamment par :

- Une réorientation de la culture de l'entreprise.
- La mise en place d'outils et concepts comme les outils du TQM (gestion globale de la qualité), un système de suggestion efficace et le travail en groupe.
- La standardisation des processus.
- Un programme de motivation (système de récompense, satisfaction du personnel...).
- Une implication active du management pour le déploiement de la politique.
- Un accompagnement au changement, lorsque le passage au KAIZEN représente un changement radical pour l'entreprise.

3.5.3 Objectifs du KAIZEN

- Simplification des flux.
- Amélioration de la qualité.
- Amélioration des délais.
- Amélioration de la productivité.
- Amélioration de la gestion des fournisseurs.
- Développement de nouveaux

3.6 METHODE AMDEC

3.6.1 Présentation

L'AMDEC ou Analyse des Modes de Défaillance de leurs Effets et de leur Criticité.

Technique d'analyse préventive permettant d'identifier et de traiter les causes potentielles des défauts et des défaillances avant qu'ils ne surviennent.

L'AMDEC est une méthode rigoureuse de travail en groupe, très efficace grâce à la mise en commun de l'expérience et des connaissances de chaque participant, à condition toutefois que l'animateur AMDEC soit suffisamment expérimenté.

On peut effectuer :

- Une AMDEC Produit, pour vérifier le produit, pour vérifier la conformité d'un
- Un produit développé par rapport aux exigences du client,
- Une AMDEC Processus, pour valider la fiabilité du processus de fabrication,
- Une AMDEC Moyen, pour vérifier la fiabilité d'un équipement

Le principe consiste à recenser toutes les causes potentielles de chaque mode de défaillance et d'évaluer la criticité.

Cette dernière résulte d'une triple cotation quantifiée :

- note "G" : Gravité ou sévérité de l'effet du défaut ou de la défaillance,
- note "F" : Occurrence ou fréquence d'apparition de la cause,
- note "D" : Détection : probabilité de non détection de la cause.

L'indice de criticité est obtenu par le produit des trois notes :

$$C = G F D$$

Plus la criticité est importante, plus la défaillance considérée est préoccupante. Lorsque la criticité dépasse la limite prédéfinie par le groupe, ce dernier recherche les actions d'amélioration possible pour la ramener à un niveau acceptable en jouant sur :

- la gravité (exemple : la gravité d'une fuite de carburant sera diminuée par la mise en place d'un bassin de rétention),
- L'occurrence (exemple : en augmentant la fiabilité d'un composant, en jouant sur la maintenance préventive ...),
- La non-détection (exemple : en mettant en place des outils de contrôle et de surveillance, en formant les contrôleurs...).
- La méthode proposée, c'est l'AMDEC qui a pour horizon de focaliser les efforts sur la minorité des éléments qui causent la majorité des effets nuisibles à la maintenance, à la production et à la qualité.

3.6.2 Méthode AMDEC Processus/Produit

Notre approche de l'AMDEC Processus et Produit est basée sur la même démarche (Figure) que nous regroupons en quatre étapes séquentielles :

L'initialisation et l'analyse fonctionnelle, l'étude qualitative ou analyse des modes de défaillance et de leurs effets, l'étude quantitative ou évaluation de la criticité et finalement les actions correctives à mener à travers la minimisation de la criticité (figure 3.4).

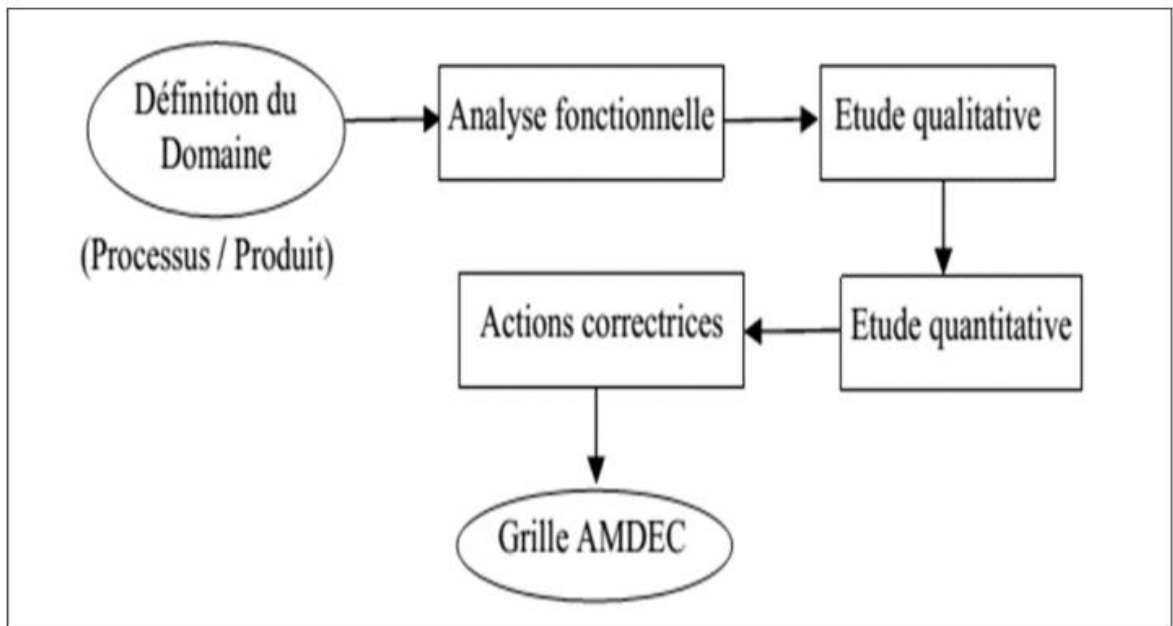


Figure 3.4 Démarche AMDEC Processus / Produit [104]

– Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité (AMDEC)

L'AMDEC – pour Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité – est une méthode d'analyse de la fiabilité technique « qui permet d'une manière inductive de recenser les défaillances dont les conséquences affectent les fonctionnements du système technique dans le cadre d'une application donnée. Autrement dit, elle constitue un « outil d'analyse qualitative et quantitative qui, par anticipation, aide à définir les défaillances potentielles d'un produit, leur probabilité de survenue ainsi que leurs conséquences » Elle s'effectue en passant en revue soit un produit soit un processus et elle comporte deux étapes :

- première étape : réaliser une « analyse qualitative permettant de faire ressortir les modes de défaillance 101 potentiels.
- Deuxième étape : effectuer une « analyse quantitative dont l'objectif est de chiffrer la criticité.

– **Acteurs et le déroulement de l'étude AMDEC**

L'AMDEC nécessite l'implication d'un certain nombre d'acteurs formant un groupe pluridisciplinaire : l'animateur, le chef de projet, les concepteurs, les opérateurs, etc.

La démarche se déroule en 7 phases.

- Initialisation : définir le périmètre de l'étude ;
- Préparation : collecter l'ensemble des données d'entrée de l'étude (analyse fonctionnelle, description des solutions, méthodes et processus de production, retours d'expérience...);
- Identification des modes de défaillance : d'abord analyser, pour chaque « fonction », les « modes de défaillance » des constituants (Ou « composants ») du système qui conduisent au non-respect des caractéristiques attendues ; ensuite décliner, pour chaque mode de défaillance, l'« effet » et la « cause »
- Evaluation et hiérarchisation des causes de défaillance : évaluer, pour chaque mode de défaillance, sa « fréquence d'apparition (F) », sa « gravité (G) » et sa « détection (D) ». Un indicateur du niveau de risque – la « criticité (C) » – peut ensuite être calculé en appliquant la formule suivante $C = F \times G \times D$;
- Recherche d'actions préventives : déterminer une action destinée à ramener la criticité à une valeur acceptable si celle-ci est trop élevée;
- Mise en œuvre de solutions : mettre en œuvre les actions identifiées
- « Contrôle d'efficacité » : effectué un suivi de l'efficacité des améliorations apportées. [105]

– Exemple de support AMDEC:

3.7 CONCLUSION

La maintenance n'est pas toujours le fait de mesurer et de remettre en marche un équipement défaillant, mais c'est maîtriser ces équipements au point de dresser leur planning de maintenance. Cette fonction doit être basée sur des méthodes pour optimiser les comportements des équipements.

Chapitre 4: Surveillance du défaut d'ombrage partiel et des fissures dans une centrale photovoltaïque

Ce chapitre a pour objectif d'appliquer aux panneaux photovoltaïques une stratégie de surveillance doit réaliser les trois tâches principales :

- la détection de la panne produite,
- la localisation l'emplacement du défaut,
- et l'identification de la défaillance pour le choix du type de maintenance ou de correction à réaliser sur l'installation.

Dans ce chapitre la première partie présente la conception d'un système expérimental au sein du laboratoire CUN-Naama, Pour étudier pratiquement la relation entre une défaillance, et la caractéristique $I(V)$ du panneau solaire, il fallait distinguer l'effet des facteurs naturels sur le rendement et les caractéristiques des panneaux solaires.

On s'intéresse dans cette partie à l'étude pratique de l'influence d'ombrage partiel avec l'effet naturel du sablage sur les modules photovoltaïques, principalement sur leurs caractéristiques électriques telles que : les courbes $I-V$, la tension en circuit-ouvert (V_{co}), le courant de court-circuit (I_{cc}), le facteur de forme (FF), la puissance maximale (P_{max}) et le coefficient de conversion (EFF).

Dans la deuxième expérience on a placé des plaques transparentes avec des fissures de différentes tailles sur les panneaux et on a comparé les relevés des caractéristiques électriques avec celui des expériences témoins (la figure 4.1).

La deuxième partie présente une stratégie de surveillance dans une centrale photovoltaïque simulée, cette dernière s'attache à concevoir une approche de diagnostic.

On se concentre sur le défaut d'ombrage partiel qui est presque la même signature sur la caractéristique $I(V)$. La simulation de notre modèle théorique de surveillance dans l'environnement MATLAB/Simulink nous à permis de valider notre approche et de prouver son efficacité.

4.1 ÉTUDE EXPÉRIMENTALE

4.1.1 Principe de l'étude

La présente étude s'attache à proposer une méthode de détection de défaillances du panneau solaire en observant leurs influences sur ses caractéristiques. L'idée est de comparer les caractéristiques normales avec ceux prélevées sous l'effet d'ombrage partiel causé par le sablage.

Pour réaliser ce travail, on s'intéresse d'abord au comportement des panneaux PV sous des conditions réels. Ensuite, on fait une comparaison dans la première expérience entre un panneau sablé et un autre propre témoin (figure 4.1).



Figure 4.1 Scénario de l'expérience 1 : Comparaison entre un panneau sablé et un autre propre (témoin)

4.1.2 Matériel utilisée

Panneau photovoltaïque

Nous utilisons des panneaux solaires de dimension $0.80 \times 1.75 \text{ m}^2$ inclinés d'un angle de 45° (figure 4.2).

Caractéristiques du panneau :

- Puissance maximale (P_m) : 200 W
- Tension du circuit ouvert (V_{oc}) : 57.6 V
- Courant du court-circuit (I_{sc}) : 4.6 A
- Tension maximale (V_{mp}) : 47.06 V
- Courant maximum (I_{mp}) : 4.26 A

- Température du fonctionnement : -45°C to $+85^{\circ}\text{C}$
- Tolérance : $\pm 5\%$



Figure 4.2 Un panneau solaire

L'ACQUI-SOL

L'ACQUI-SOL est un pack d'acquisition pour centrale solaire. Il est composé d'un ensemble de capteurs, interfaces et d'un logiciel permettant la surveillance en temps réel, des données d'une installation photovoltaïque (figure 4.3).[106] .[107]

Composition du pack:

1- Interface capteurs : composé de 3 capteurs 4-20mA qui permettent de relever:

- la vitesse du vent (m/s),
- l'irradiation solaire (W/m²),
- la température du panneau solaire ($^{\circ}\text{C}$).



Figure 4.3 Interface capteurs d'AQUI-SOL

2- Interface donnée composée de (figure 4.4):

- Alimentation secteur,
- Raccordement interface capteurs,
- Bornes entrée du ou des panneaux solaires (250 VDC max., 15A max),
- Bornes sortie utilisation du ou des panneaux solaires,
- Voyant « sous tension » de l'interface donnée,
- Raccordement vers PC via le cordon convertisseur USB/SERIE,
- Raccordement entrée onduleur (250 VDC max., 15A max),
- Raccordement sortie utilisation onduleur,
- Prise de mesure de la tension aux bornes de la batterie (50 VDC max).

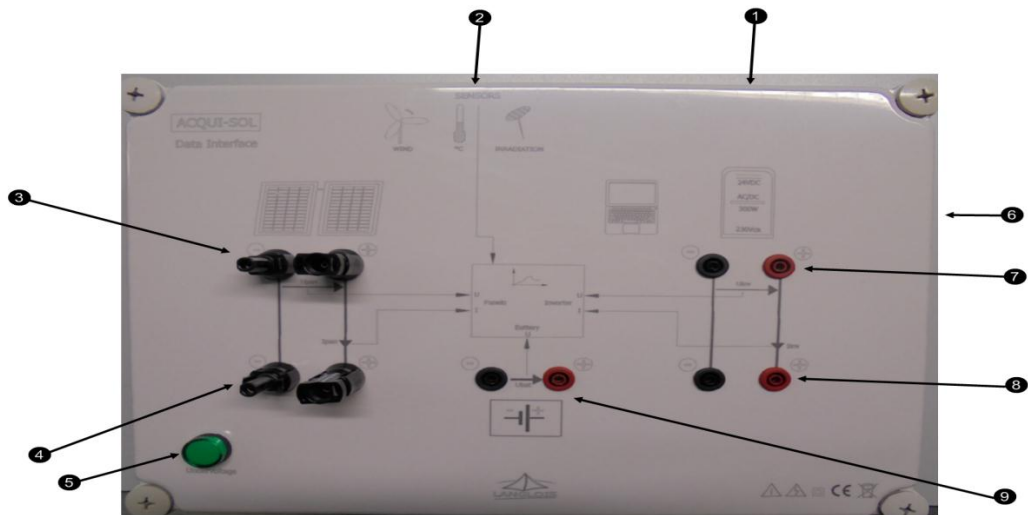


Figure 4.4 L'interface donnée d'AQUI-SOL

3- Le logiciel « Visisole » pour l'interprétation des données (figure 4.5).

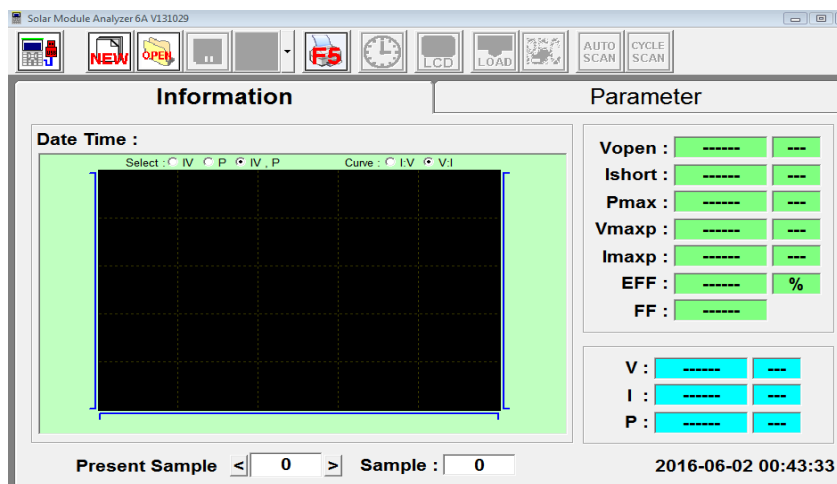


Figure 4.5 L'interface du logiciel Visisole

Analyseur solaire

Le FI 103-AMS est l'outil idéal pour les installateurs avec sa fonction de calcul de l'efficacité du panneau, cette fonction indique un rendement en pourcentage permettant l'optimisation du positionnement et de l'installation, la visualisation graphique des courbes d'évolution tension/courant apporte une interprétation rapide et visuelle du test (figure 4.6).



Figure 4.6 Analyseur de panneaux solaire

– Plaques fissurées

Nous avons utilisé des plaques contenant différentes densités de fissures (figure 4.7).



Figures 4.7 Les plaques fissurées

4.1.3 Présentation des résultats expérimentaux

– L'expérience n°01

L'expérience a été menée quatre (04) fois à des différents moments de la journée. À chaque fois, nous avons comparé entre le panneau témoin et le panneau ombré avec le sable sur lequel la quantité de sable augmente à chaque essai (figure 4.8). Les conditions des différents essais et les résultats mesurés par l'analyseur solaire sont montrés ci-dessous :

Essai n°01 :

- La température : 36 C°
- L'humidité : 19%
- L'inclinaison : 45°

Essai n°03

- La température : 24 °C
- L'humidité : 11 %
- L'inclinaison : 45°

Essai n°02 :

- La température : 32 °C
- L'humidité : 10 %
- L'inclinaison : 45°

Essai n°04

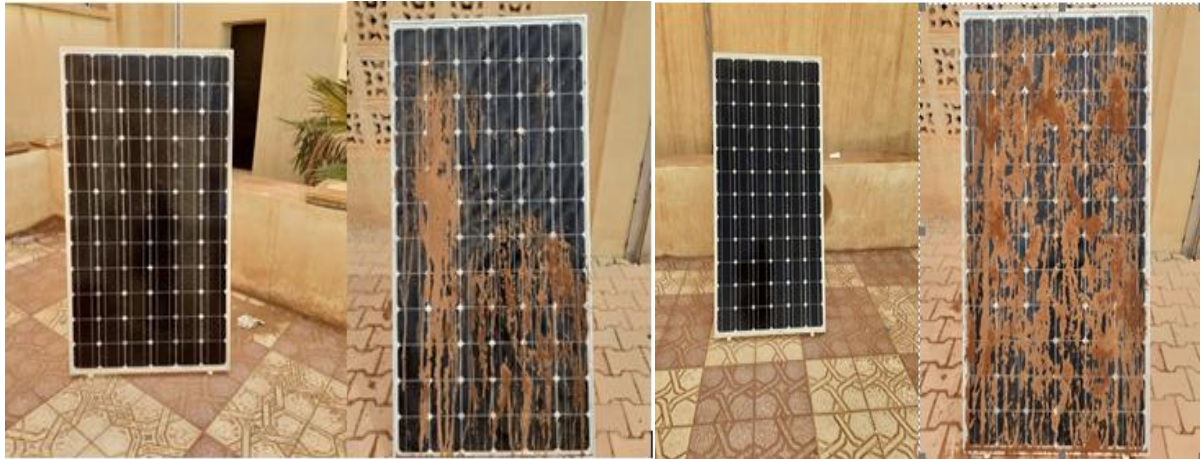
- La température : 29 C°
- L'humidité : 12 %
- L'inclinaison : 45°

La figure ci-dessous représente les essais de l'expériences n°01



L'essai de 15% de sablage

L'essai de 30% de sablage

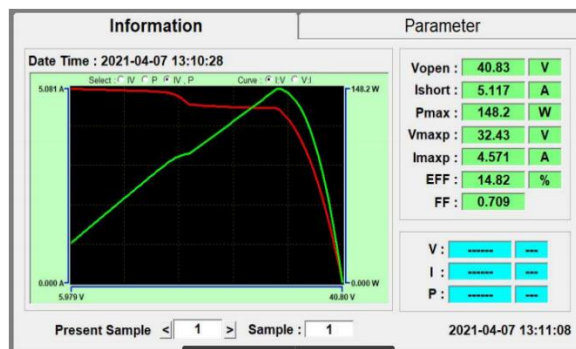
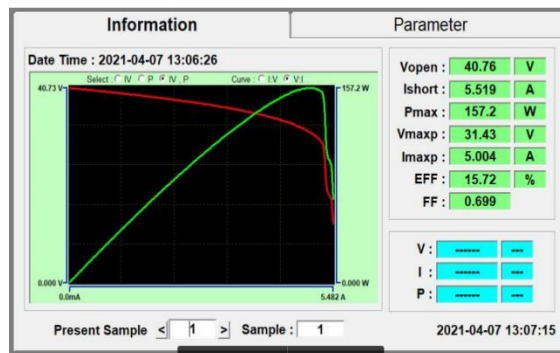


L'essai de 65% de sablage

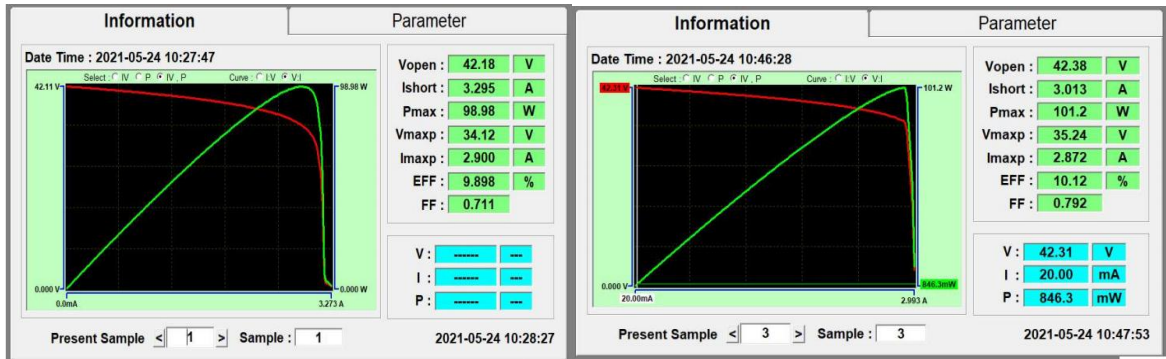
L'essai de 80% de sablage

Figure 4.8 L'expérience n°01

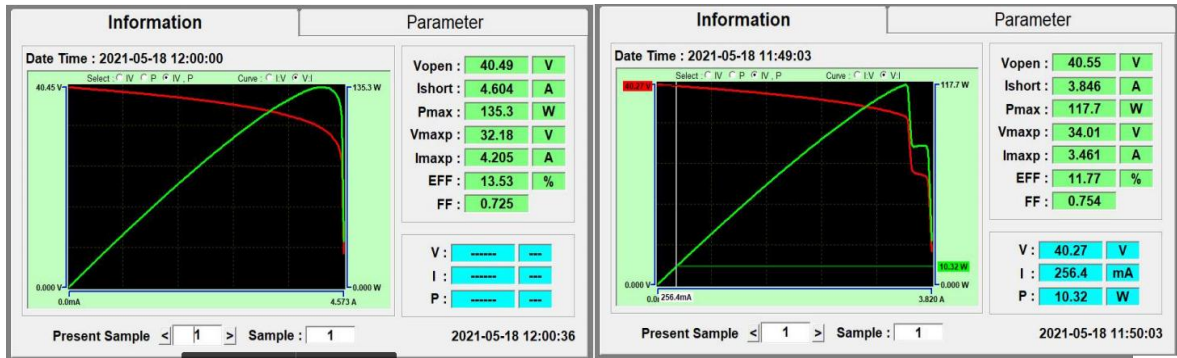
Les résultats sont illustres dans la Figure 4.9 :



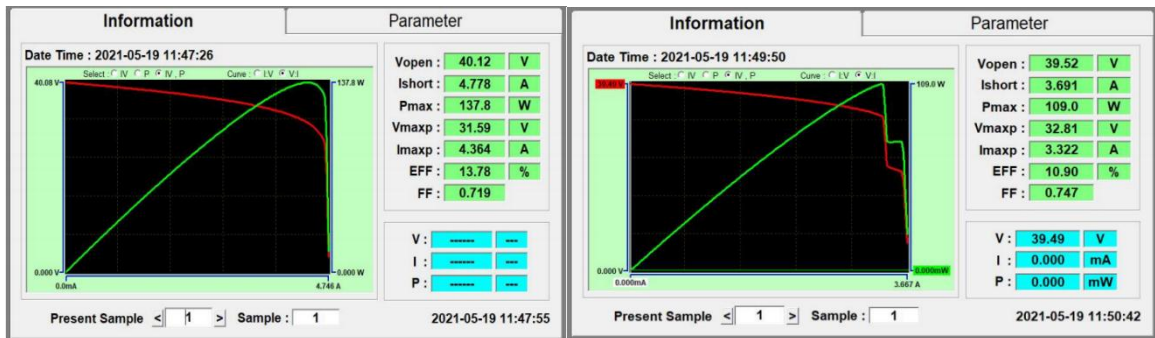
Essai I.1



Essai I.2



Essai I.3



Essai I.4

Figure 4.9 Résultat de l'expérience 1 : Caractéristiques I(V)

Dans cette expérience, nous avons utilisé des panneaux solaires avec des quantités différentes (ordre croissant) de sable. Nous avons trouvé que :

- La quantité de sable joue un rôle très important dans la dégradation de rendement.
- Les panneaux solaires sont plus affectés par le sablage total par rapport au partiel.
- Les différents essais avaient plus en moins les mêmes conditions, d'où les allures similaires des caractéristiques pour les différentes expériences témoins ;
- Une distorsion symptomatique de la forme de la caractéristique $I=f(V)$ qui peut être utilisée pour diagnostiquer la défaillance (tableau 4.1).

Tableau 4.1 Récapitulation des résultats l'expérience n°01

	ESSAI 01		ESSAI 02		ESSAI 03		ESSAI 04	
	PT	PS	PT	PS	PT	PS	PT	PS
Vopen (Volt)	40.76	40.83	42.18	42.38	40.49	40.55	40.12	39.52
Ishort (mA)	5.519	5.117	3.295	3.013	4.604	3.864	4.778	3.691
Pmax (mW)	157.2	148.2	98.98	101.2	135.3	117.7	137.8	109.0
Vmax (Volt)	31.43	32.43	34.12	35.24	32.18	34.01	31.59	32.81
I_{max}(mA)	5.004	4.571	2.900	2.842	4.205	3.461	4.364	3.322
EFF(%)	15.72	14.82	9.898	10.12	13.53	11.77	13.78	10.90
FF	0.699	0.709	0.711	0.792	0.725	0.754	0.719	0.747

Le tableau 4.2 donne les différences entre les valeurs des deux montages (sablé et témoin) pour les différents essais. On peut y constater que la majorité des valeurs sont décroissantes sauf (Vopen) et (Vmax) ce qui montre une corrélation entre le sablage et le changement de caractéristiques.

Tableau 4.2 Différences entre les résultats des deux montages (ombrée avec sable et témoin)

2	ESSAI 01	ESSAI 02	ESSAI 03	ESSAI 04
Δ Vopen (Volt)	0.07	0.2	0.06	0.6
Δ Ishort (mA)	0.402	0.282	0.74	1.084
Δ Pmax (mW)	9	2.22	17.6	-1.22
Δ Vmax (Volt)	1	1.12	1.83	1.22
Δ I_{max}(mA)	0.433	0.058	0.744	1.042
Δ EFF(%)	0.9	0.222	1.76	2.88
Δ FF	0.01	0.081	0.029	0.028

– Expérience n°02

Parmi les défaillances les plus connues dans les installations photovoltaïques on a les fissures. Ce qui a incité les fabricants et les entreprises a intégrée des teste dans leur ligne de production. Par exemple, le test ELCD.

▪ Le teste ELCD

Ce teste permet d'évaluer la qualité des cellules fabriquées et tous les autres défauts possibles causés par une mauvaise qualité des cellules et / ou un mauvais traitement ultérieur des panneaux photovoltaïques comme : les cellules cassées, microfissures dans les cellules et la détections des défauts de contact des barres omnibus [108].

– Le principe de fonctionnement

La figure 4.10 montre le mécanisme pour vérifier les panneaux lumineux avec des paillettes électriques où le module PV est placé dans une zone sombre et fermée qui n'est pas accessible par la lumière de n'importe quelle source. En suit en le connecte à une source d'alimentation capable de lui fournir la bonne tension pour atteindre le courant du court-circuit.

Le panneau est ensuite photographié par des caméras qui été installées à l'intérieur et sur une dimension constante. Enfin une analyse d'image sera réalisée et lu sur l'ordinateur grâce à un programme spécial (figure 4.10). [108].

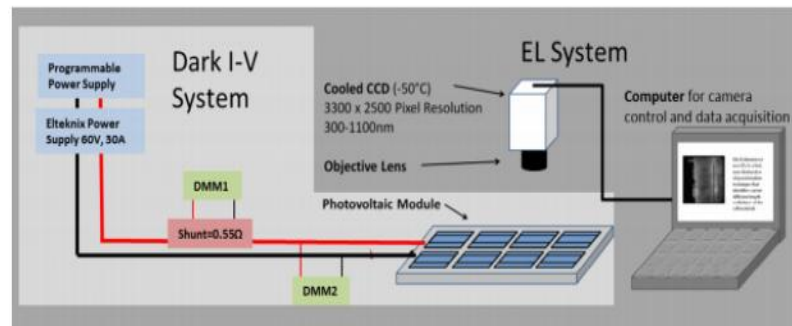


Figure 4.10 Le mécanisme du test ELCD pour la vérification des panneaux lumineux .[108]

Dans notre cas on utilise des panneaux solaires déjà en exploitation. On place donc des plaques fissures de dimension $21*27\text{cm}^2$ et avec déférentes densités de fissures qu'on a scannée avant et mesuré la densité grâce à un programme MATLAB de traitement d'images (figure 4.11).

Les étapes de ce traitement sont :

- Scanner les plaques ;
- Inverser les couleurs et augmenter la résolution des images ;
- Transformer en Bitmap ;
- Densité des fissures = $\frac{\text{Nombres de pixels représentant les fissures}}{\text{Dimenssion en pixels de l'image}} .100\%$.

Le choix de la taille des plaques fissurées est motivé par des constatations précédentes qui montrent que non seulement plusieurs petites fêlures sont moins nuisibles qu'une importante fissure. Mais aussi, qu'il y a une relation inverse entre la dimension du panneau et la taille des fissures : plus la dimension des panneaux est grande, moins les fissures influencent les caractéristiques électriques de ces derniers [109] .[110]. D'où la décision de travailler avec une quantité importante de fissures sur la même position (figure 4.12).

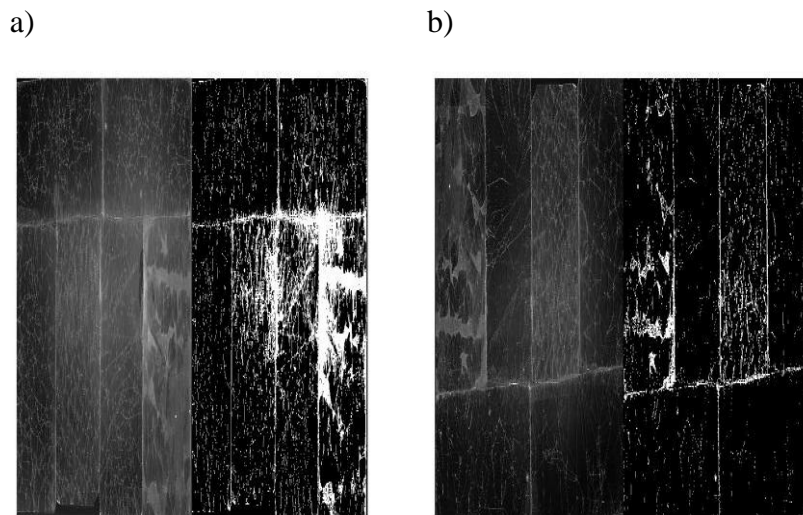


Figure 4.11 Traitement des plaquettes scannées par MATLAB : a) Plaquette d'essai n°01, b) Plaquette d'essai n°02

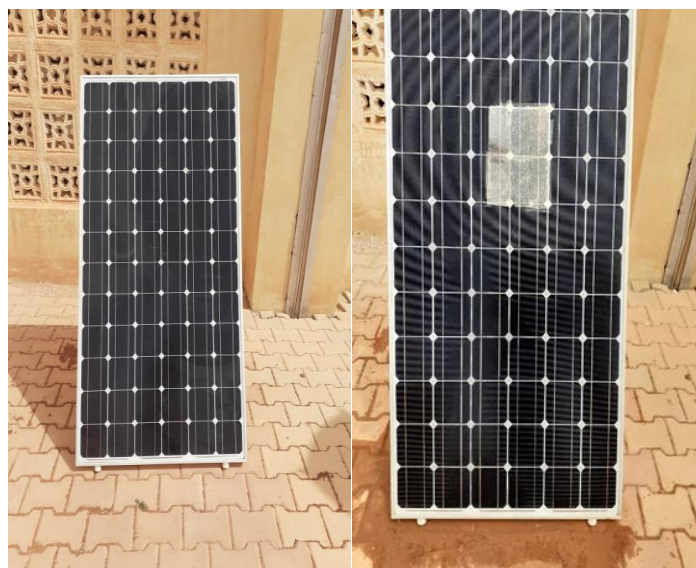


Figure 4.12 Scénario de l'expérience 2 : Comparaison entre un panneau témoin et un autre fissuré

Les conditions des différents essais et les résultats mesurés par l'analyseur solaire sont montrés ci-dessous :

Essai n°01

La température : 24c°

L'humidité : 11%

L'inclinaison : 45°

La densité de fissure : 19,23%

Essai n°02

La température : 30c°

L'humidité : 12%

L'inclinaison : 45°

La densité de fissure : 6,02%

La figure 4.13 si dessous represente les essais de l'expériences n°02

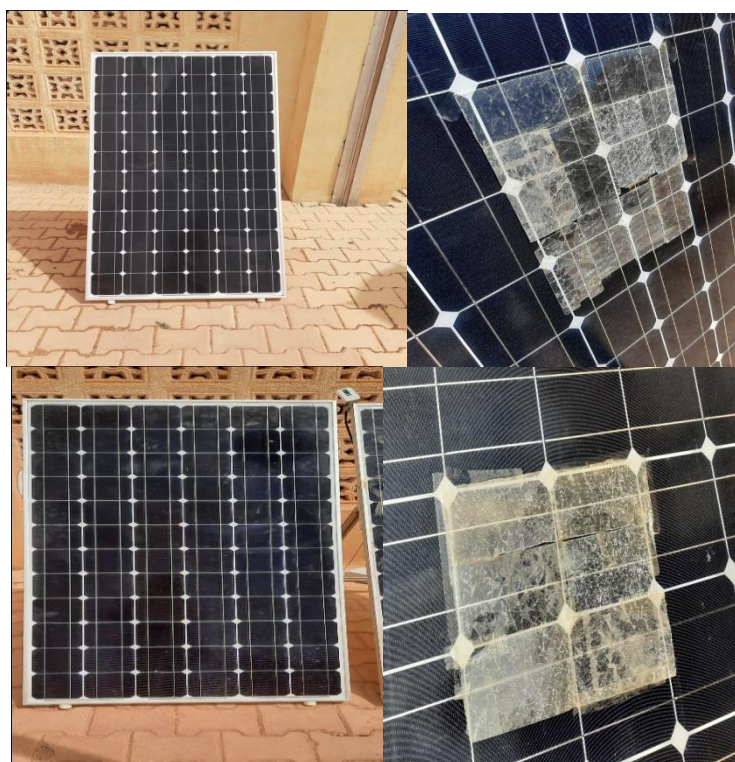
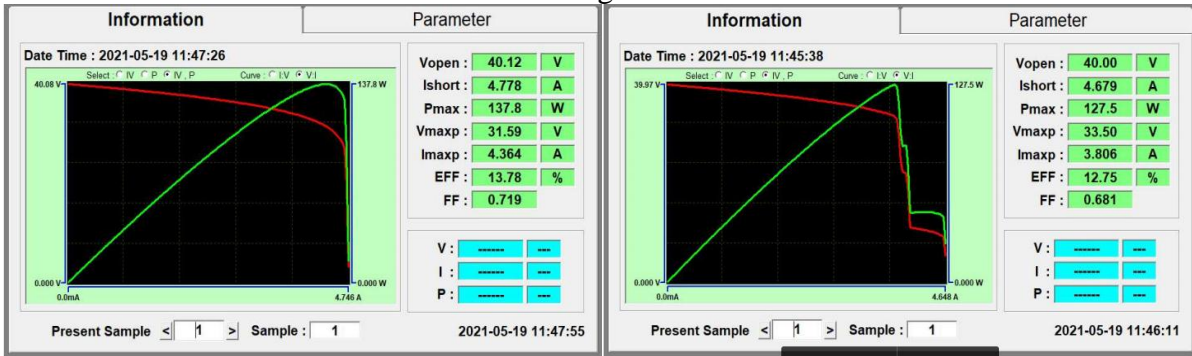
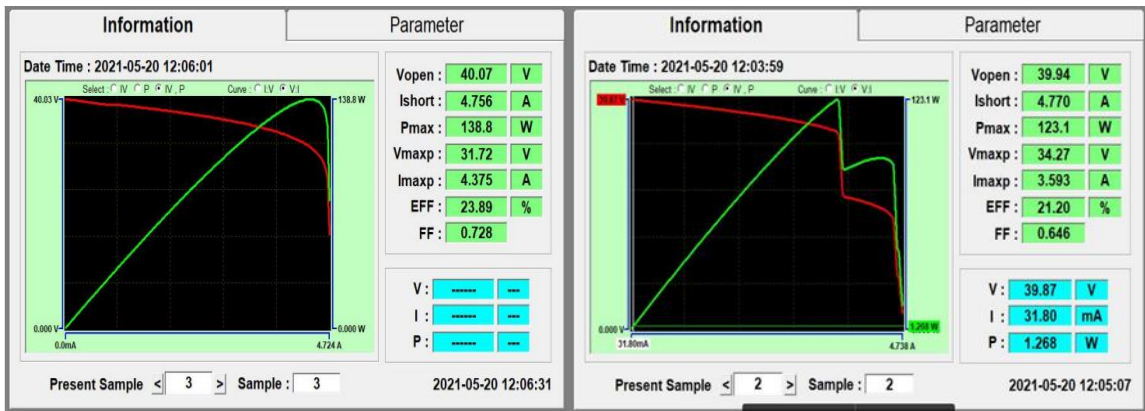


Figure 4.13 L'expérience n°02

Les résultats sont affichés si dessous dans la figure 4.14 :



EssaiII.1



Essai II.2

Figure 4.14 Résultat de l'expérience 2. Caractéristiques I(V)

Dans cette expérience, nous avons remarqué que :

- Si la densité des fissures est petite, la diminution du rendement est faible.
- Plus la plaque est fissurée, plus les caractéristiques de production électrique, notamment le rendement diminue.

Le tableau suivant (Tableau 4.3) donne les différences entre les valeurs des deux montages (témoin et fissuré) pour les différents essais. On peut voir la diminution des valeurs entre les deux montages pour chaque essai. Pour certaines valeurs la différence est plus grande pour le second essai (plus de fissures). Des expériences supplémentaires doivent être menées pour confirmer ce résultat.

Tableau 4. 3 Résultats du deuxième essai

LES ESSAI	ESSAI 01		ESSAI 02	
	PT	PF	PT	PF
Vopen (Volt)	40.12	40.00	40.07	39.94
Ishort (mA)	4.778	4.679	4.756	4.770
Pmax (mW)	137.8	125.5	138.8	123.1
Vmax (Volt)	31.59	33.50	31.72	34.27
Imax(mA)	4.364	3.806	4.375	3.593
EFF (%)	13.78	12.75	23.89	21.20
FF	0.719	0.681	0.728	0.646

– **Expérience n°03**

Dans cette expérience, nous avons mesuré les caractéristiques du panneau solaire sous l'effet des deux défaillances à la fois. Comme il est montré dans la figure suivante. Cela suite à des constatations sur terrain que les fissures retiennent la saleté et le sable fin (figure 4.15).

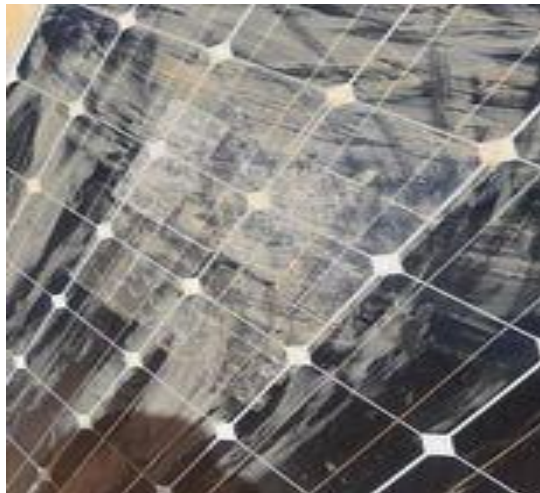


Figure 4.15 Un panneau sous les deux défaillances

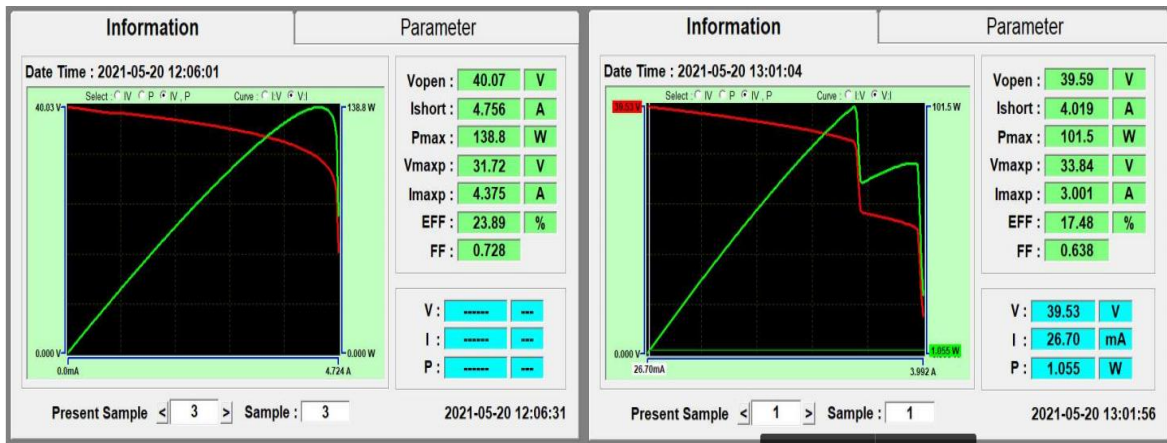


Figure 4.16 Résultat d'expérience n°03 : Caractéristiques I(v) du panneau solaire sous les deux défaillances.

– Récapitulatif des résultats

D'après les expériences et les résultats ci-dessus (figure 4.16), on remarque que :

- Plus la quantité de sable est importante, plus le rendement est faible ;
- Un sablage total affecte plus le rendement et les caractéristiques I(V) sur les panneaux par rapport à un ombrage partiel (sablage) ;
- Les valeurs du courant de court-circuit et de la puissance diminuent avec l'augmentation des fissures ;
- Plus la taille des fissures est importante, plus le rendement diminue ;
- L'amointrissement de la productivité est plus important dans le cas des deux défaillances cumulées.

4.2 SIMULATION D'UN SYSTEME DE SURVEILLANCE DU DEFAUT D'OMBRAGE PARTIEL DANS L'ENVIRONNEMENT MATLAB

4.2.1 Principe de la simulation

Notre simulation vise à proposer une méthode de diagnostic de modélisation utile pour les centrales solaires. L'étude a été réalisée sur la base de la localisation du panneau défaillant obtenue par une comparaison efficace des tensions de sortie mesurées et des tensions d'estimation. La comparaison est faite avec la centrale solaire idéale en utilisant une approche d'apprentissage basée sur le réseau neuronal artificiel (ANN). La défaillance partielle de l'ombrage a été détectée par l'équation donnée $d^2\Delta V/dI^2 > 0$. Les résultats obtenus en utilisant

l'environnement MATLAB/Simulink montrent une performance satisfaisante en termes de rapidité et de précision dans des conditions d'ombrage variables.

4.2.2 Modèle de la cellule photovoltaïque

Pour utiliser un modèle suffisamment précis. Nous avons utilisé l'expression analytique du courant électrique produit par la cellule solaire avec des paramètres empiriques permettant de prendre en compte les caractéristiques globales des matériaux et les paramètres physiques comme la température et le temps. Une cellule photovoltaïque a un comportement équivalent à une source de courant shunté par une diode. Ce modèle est complété par une résistance R_s due à la contribution des résistances de bases et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière, et une résistance parallèle (ou shunt R_p) qui provient des contacts métalliques et des résistances de fuite sur la périphérie de la cellule.

Le schéma équivalent illustré à la figure 4.17 a été réalisé à l'aide de Powersim sous MATLAB/Simulink.

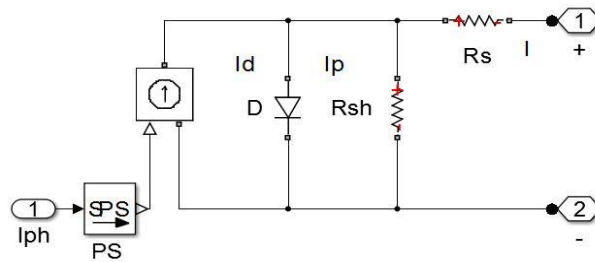


Figure 4.17 Schéma électrique équivalent à une diode, d'une cellule photovoltaïque

La caractéristique courant-tension I-V d'une cellule solaire est dérivée par l'équation :

$$(4.1) \quad I = I_{sc} - I_d - I_p$$

Avec : I – courant fourni par la densité de cellules, I_{sc} – courant de cellule de court-circuit, I_d – courant de diode, I_p – courant à travers la résistance.

$$(4.2) \quad I_p = \frac{V + R_s I}{R_p}$$

Avec : I_p – courant photonique, V – tension aux bornes de la cellule, R_s - résistance série de la cellule PV, R_p - résistance de chasse

où :

$$(4.3) \quad I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV_d}{KT}\right) - 1 \right]$$

Avec : I_0 – courant de saturation, q – charge des électrons, V_d – tension de la diode, K – constante de Boltzmann, T – température effective de la cellule.

où:

$$(4.4) \quad V_d = \frac{V + R_s I}{a} \quad I_r = \frac{V + R_s I}{R_p}$$

Avec : a – facteur d'idéalité de la diode. Les caractéristiques de l'intensité-tension d'une cellule PV sont :

$$(4.5) \quad I = I_{sc} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{aKT}\right) - 1 \right] - \frac{(V + IR_s)}{R_p}$$

Le courant de court-circuit I_{sc} est donné par :

$$(4.6) \quad I_{sc} = \frac{R_p + R_s}{R_p} I_{pv}$$

Avec : I_{pv} – courant généré par la distance de la cellule PV.

Lorsque la condition $I_{sc} = I_{pv}$ est garantie, on obtient en retour un fonctionnement optimisé du programme accompagnant la simulation PV, on obtient :

$$(4.7) \quad I = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{V_t a}\right) - 1 \right] - \frac{(V + IR_s)}{R_p}$$

Avec : V_t – tension de jonction thermique. Le courant généré par le PV I_{pv} est influencé par le rayonnement solaire et la température selon l'équation suivante

$$(4.8) \quad I_{sc} = \frac{R_p + R_s}{R_p} I_{pv}$$

4.2.3 Modélisation du système de centrale photovoltaïque

La conception d'un système solaire PV contient 15 panneaux polycristallins ; ce système est composé de 3 sous-systèmes connectés en série, chaque sous-système contient 5 panneaux avec la même connexion, plus de détails peuvent être vus dans la Figure 4.18.

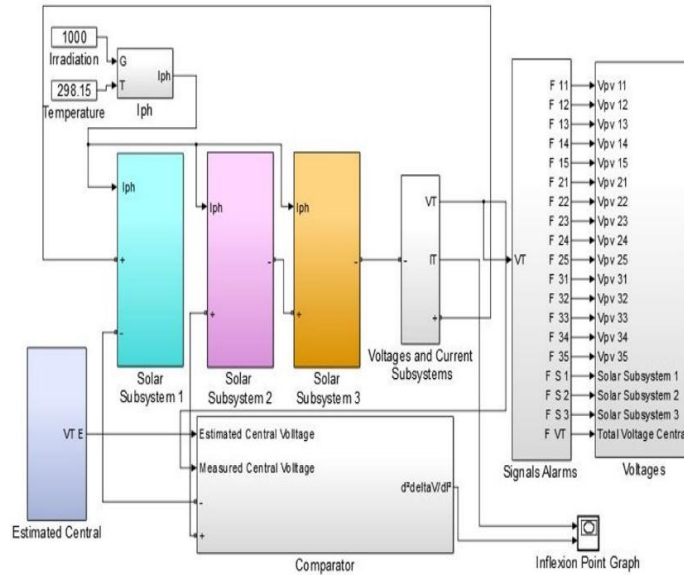


Figure 4.18 Le composant bloc de la centrale PV réalisé par le logiciel MATLAB/Simulink

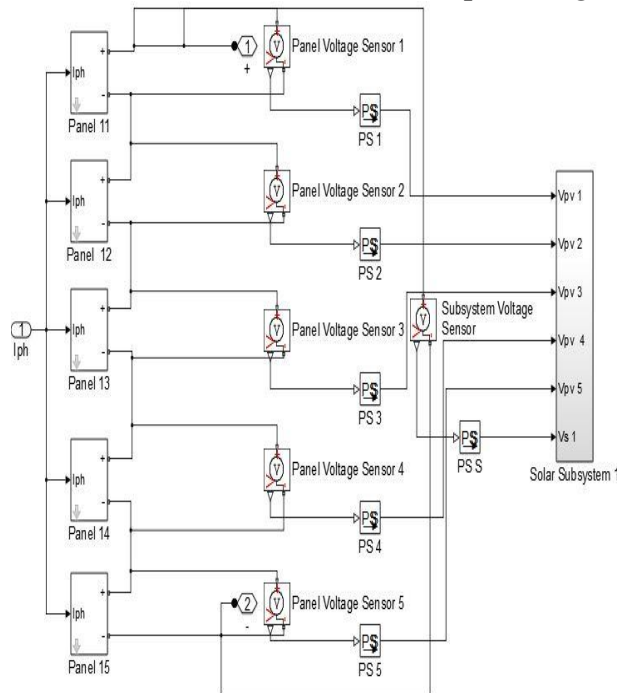


Figure 4.19 Le composant de bloc du sous-système PV réalisé par le logiciel MATLAB/Simulink

$$(9) \quad I_{pv} = \left(I_{pv,n} - K_i \Delta T \right) \frac{G}{G_n}$$

Avec : K_i – coefficient courant/température, T – température effective de la cellule, G – rayonnement solaire, G_n – référence de rayonnement solaire. avec:

$$(10) \quad \Delta T = T - T_n$$

Avec : T_n – température de référence.

Selon les équations (3) et (4), le courant de diode peut être évalué par :

$$(11) \quad I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{V_t a}\right) - 1 \right]$$

Avec :

$$(12) \quad I_0 = \frac{I_{sc,n} + K_i \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{oc,n} + K_i \Delta T}{V_t a}\right) - 1}$$

La conception d'un système solaire PV contient 15 panneaux polycristallins ; ce système est composé de 3 sous-systèmes connectés en série, chaque sous-système contient 5 panneaux avec la même connexion, plus de détails peuvent être vus dans la Figure 4.20.

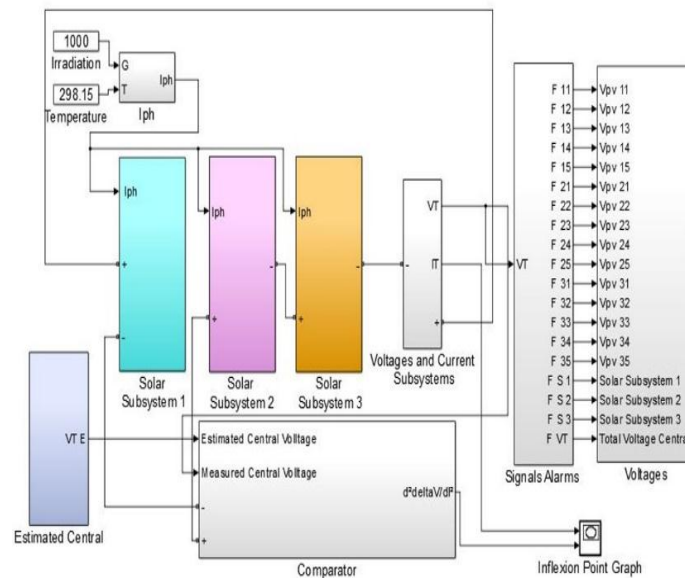


Figure 4.20 Le composant bloc de la centrale PV réalisé par le logiciel MATLAB/Simulink

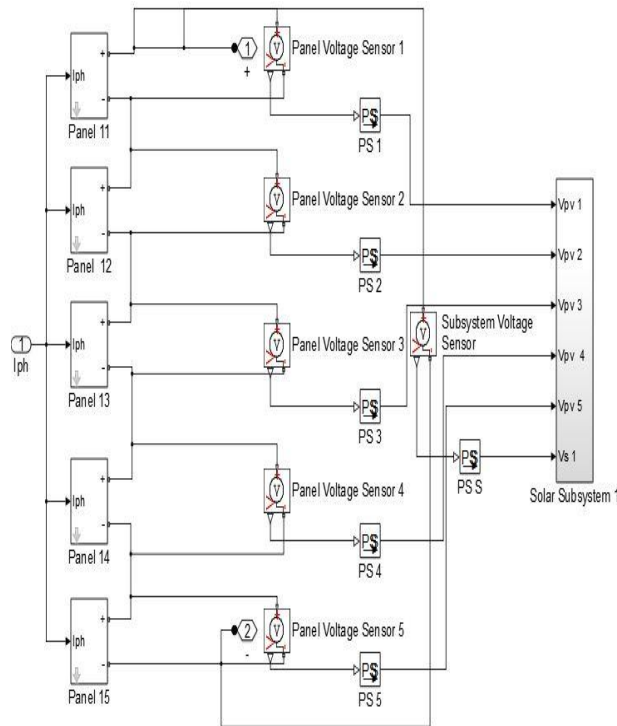


Figure 4.21 Le composant de bloc du sous-système PV réalisé par le logiciel MATLAB/Simulink

4.2.4. L'apprentissage de la centrale photovoltaïque par réseau de neurones artificiels (ANN)

Comme tout système de production d'énergie, les installations photovoltaïques (PV) doivent être surveillées pour améliorer les performances du système et le diagnostic précoce des pannes, pour plus de fiabilité. Il existe plusieurs stratégies de surveillance photovoltaïque basées sur le rendement de la centrale et sa nature. La surveillance peut être effectuée localement sur site ou à distance. Il mesure la production et se concentre également sur la vérification et le suivi des convertisseurs et des dispositifs de communication pour un fonctionnement efficace. Jusqu'à présent, de nouvelles méthodes de diagnostic des pannes du système PV ont été développées.

Cependant, compte tenu de l'évolution des installations photovoltaïques, des techniques de surveillance plus avancées sont continuellement à l'étude. Dans cet article, les défaillances majeures des systèmes photovoltaïques sont abordées et certaines techniques de surveillance photovoltaïque ont été proposées dans des études récentes.

Afin d'étudier la panne d'ombrage partiel, il faut comparer les tensions dérivées par la centrale PV avec les tensions de l'estimateur solaire, obtenues par approche intelligente (ANN) qui nécessite un apprentissage à partir d'une base de données correspondant à ses entrées et les sorties. L'objectif principal du modèle ANN est de détecter d'éventuelles défaillances dans le système PV examiné illustré à la figure 4.22 Le modèle ANN a été développé comme suit.[111] :

- Sélection des variables d'entrée et de sortie.
- Normalisation des ensembles de données.
- Sélection de la structure du réseau.

La tension de sortie de l'estimateur est donnée sur la figure 4.20 avec la tension de sortie ANN. La tension d'accord entre l'estimateur et le modèle ANN est acceptable, il est important de mentionner que l'erreur négligeable a été prise en compte dans la simulation (figure 4.22).

Le programme d'apprentissage

```

% clear all
% close all
clc
% D=load('kpee3.txt');
global err %id iq id1 iq1
global com %fcn

% x=D(:,1);
% %%%%%%%%%%%
% B=load('kpss3.txt');
% y=B(:,1);
% %%%%%%%%%%%
% P=[id iq id1 iq1]';
% T=fcn';
% P = [err com]';
P = [a]';
T = [b]';
% net=newff(minmax(P), [100 1], {'tansig','purelin'},'trainlm');Impo
% net=newff(p,T, [20 20 20], {'tansig','tansig','tansig'},'trainlm');
% net=newff(P,T, [20 20 20], {'tansig','tansig','tansig','tansig'},'trainlm');
% net=newff(minmax(P), [50 50 1], {'tansig','tansig','purelin'},'trainlm');
% net=newff([min(P) max(P)],[10,1],{'tansig','purelin'},'trainlm','learnngdm','mse');
% net.trainParam.show = 10;
% net=newff(P, T, [10 10 10 1], {'tansig','tansig','tansig','purelin'},'trainlm');
net=newff(P, T, [10 10 10], {'tansig','tansig','tansig'},'trainlm');
net.trainParam.lr = 0.02;% Taux d'apprentissage(Learning rate)
net.trainParam.epochs = 1000;% Maximum number of epochs to train
net.trainParam.goal = 1e-12;% Precision prévue (Performance goal)
net.trainParam.max_fail=4000;
% net=init(net)
% netiw{1,1}; % intialisation des poids
% net.b{1}; % intialisation de biais
net1 = train(net, P, T);
gensim(net1,-1)

```

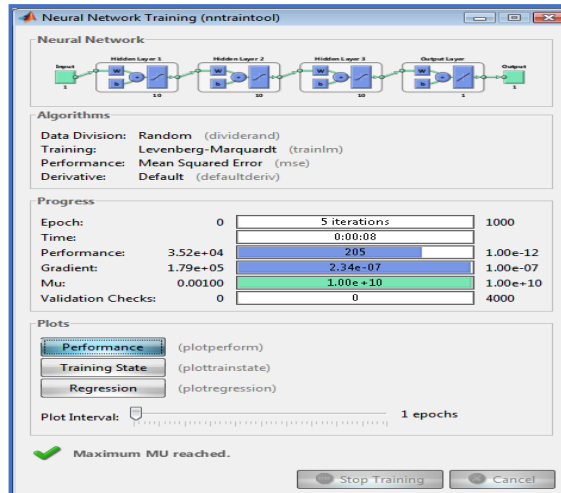


Figure 4.22 Apprentissage du réseau de neurones de la planète solaire

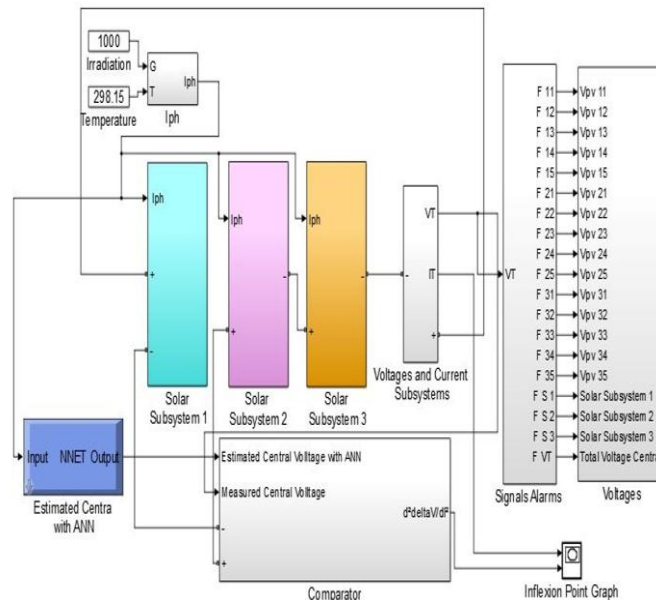


Figure 4.23 Le bloc composant de la centrale PV avec un estimateur ANN réalisé par le logiciel MATLAB/Simulink

4.2.5. Localisation et détection du défaut d'ombrage partiel

Dans cette section, le développement du système de localisation nécessite 19 capteurs de tension, 15 capteurs liés à chaque panneau, 3 liés à chaque sous-système et un long capteur lié à la sortie de la centrale photovoltaïque, comme illustré à la Figure 4.21.

La figure 4 montre la détection d'un défaut d'ombrage partiel.

La panne est détectée uniquement si $(d^2\Delta V/dI^2) > 0$, le capteur du système est allumé, si $(d^2\Delta V/dI^2) < 0$, si l'ombrage n'est pas détecté, le capteur est éteint [112]. La procédure utilisée pour expliquer la localisation et la détection d'un défaut d'ombrage est illustrée dans Figure 4.28.

Les premières entrées sont ; la température (T°), l'insolation (G), la tension du panneau (V_{PV}), et l'incertitude de l'instrument de mesure.

La tension de la centrale solaire est déterminée par :

$$(4.13) V_T = \sum_{i=1}^N V_{Si}$$

Avec : V_T – la tension de la planète solaire, V_S – la tension du sous-système, N – le nombre de cellules en série par module.

S'il n'y a pas de panneaux défectueux ($F=0$), la tension du sous-système est évaluée par :

$$(4.14) V_S = nV_{PV}$$

Avec : V_{PV} – la tension du panneau, n – le nombre de panneaux dans le sous-système.

lorsque la panne est détectée ($F=1$), la tension du sous-système est décrite par :

$$(4.15) V_S = (n - f)V_{PV} + \sum_{j=1}^f V_{PVf}$$

Avec : f – le nombre de panneaux défectueux, V_{PVf} – la tension du panneau défectueux, F – le signal représentant l'absence ou la présence de la panne.

Ensuite, pour repérer le panneau défectueux, il convient de comparer sa tension à un seuil de tension normale du panneau (E) calculé par :

$$(4.16) E = V_{PVE} \pm \varepsilon$$

Avec : V_{PVE} – tension estimée du panneau y , ε – incertitude sur le système et l'instrumentation de mesure.

Si la tension mesurée du panneau (V_{PV}) est inférieure à la tension normale du panneau, l'indicateur d'alarme est activé ($F=1$) qui indique le panneau défectueux, ce qui confirme l'existence d'un point de flexion ; sinon, il n'y a pas de panneau défectueux ($F=0$).

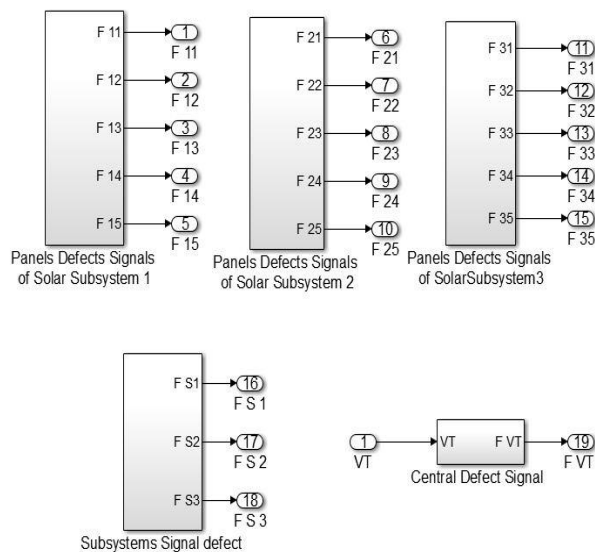


Figure 4.24 Schéma fonctionnel des signaux d'alarme assemblés

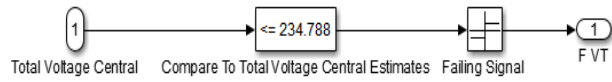


Figure 4.25 *Comparteur de la tension totale de la centrale photovoltaïque avec le seuil estimé*

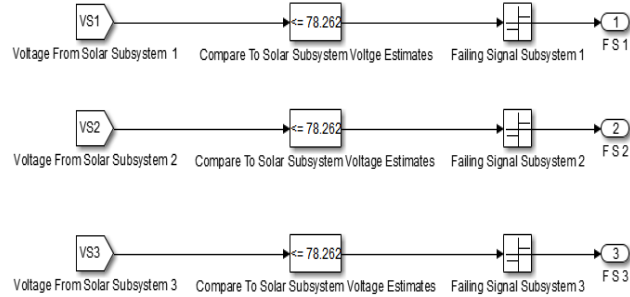


Figure 4.26 *Comparteur des tensions de sortie des 3 groupes solaires avec les seuils estimés*

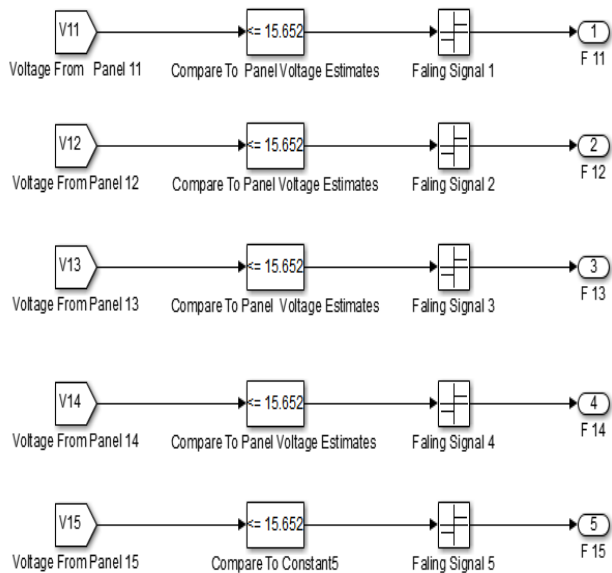


Figure 4.27 *Comparteur des tensions de sortie des panneaux PV (exemple du groupe 1) avec les seuils estimés*

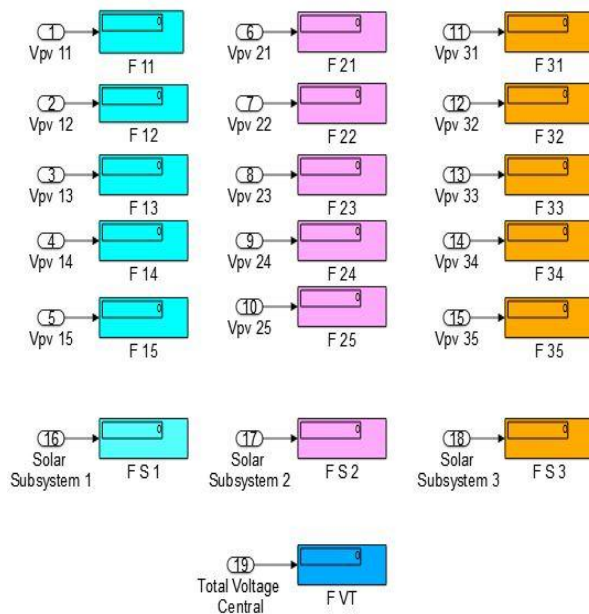


Figure 4.28 La composante de bloc des alarmes du signal de la centrale PV

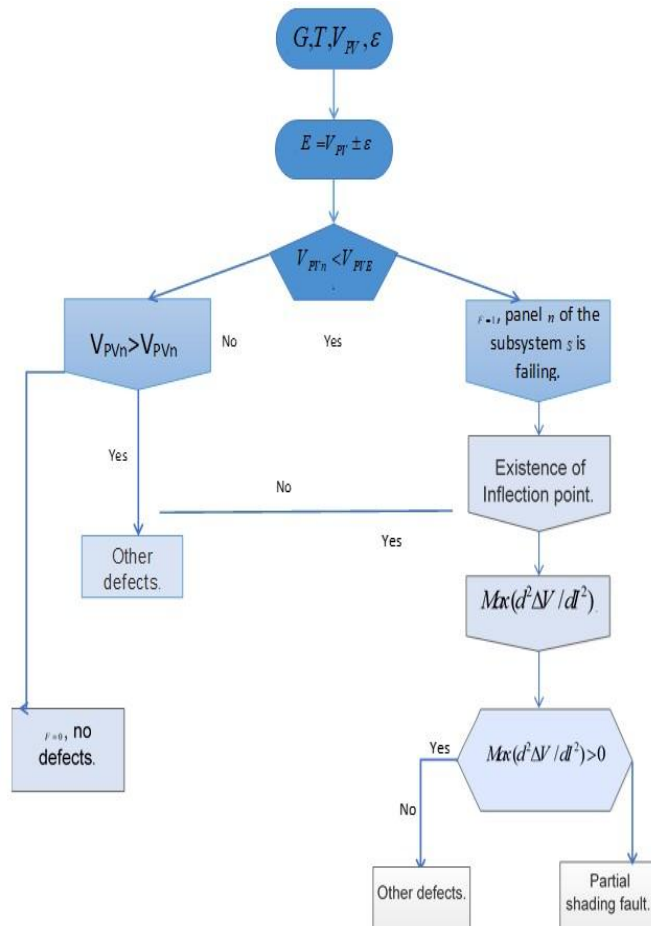


Figure 4.29 Algorithme de diagnostic de panne

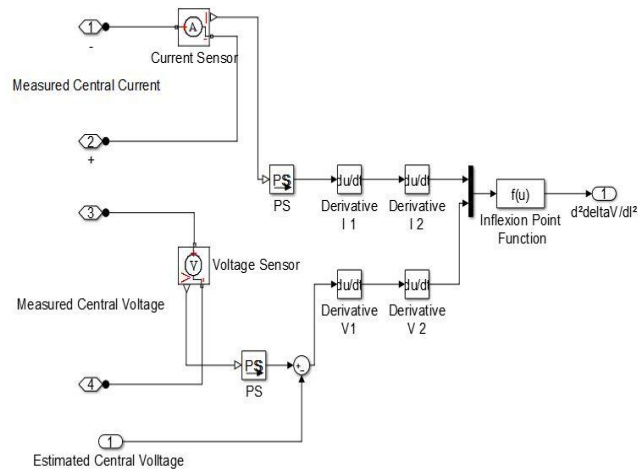


Figure 4.30 Composants de bloc du système de détection de panne réalisé par le logiciel MATLAB/Simulink

4.3 RESULTATS DE LA SIMULATION

Pour diagnostiquer et localiser le défaut d'ombrage partiel, nous avons appliqué trois pourcentages d'ombrage partiel sur trois panneaux de la centrale photovoltaïque.

Chaque pourcentage d'ombrage partiel a été appliqué sur chaque panneau respectivement : 25 %, 50 % et 75 %, la localisation de ce défaut est illustrée à la figure 4.32.

Les caractéristiques des panneaux MSX_60 utilisés sont mentionnées dans le tableau ci-dessous [113].

Tableau 4.4 Caractéristiques du panneau MSX_60

Isc [A]	Voc [V]	Imp [A]	Vmp [V]	Ns cels	KV [V/°C]
3.80	21.10	3.50	17.10	36	-0.1055
KI [A/°C]	Rs [Ω]	Rsh [Ω]	Iph[A]	Is [A]	A
0.0025	0.2160	203.68	3.8045	3.582e-8	1.2354

Les résultats obtenus ont été trouvés à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink, dans ces conditions climatiques : Température : 298,15 K et Radiation : 1000 W/m². La figure 4.31 illustre l'effet d'une dégradation partielle de l'ombrage. On peut observer que lorsque le pourcentage d'ombrage augmente, les paramètres photovoltaïques de sortie diminuent.

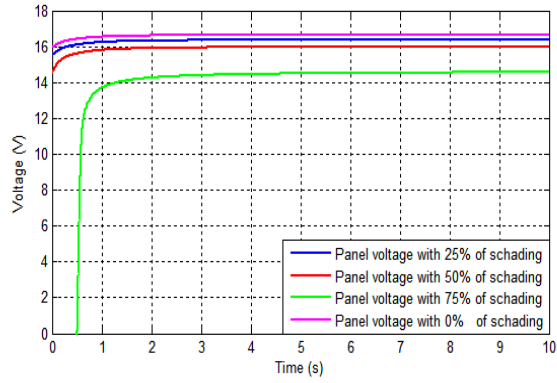
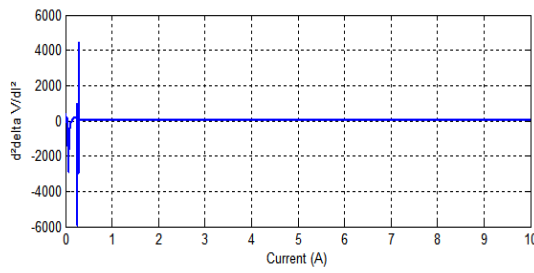
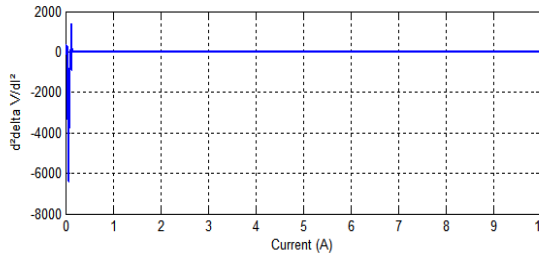


Figure 4.31 L'effet de la dégradation partielle de l'ombrage

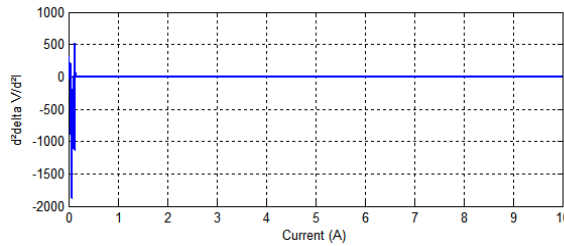
a)



b)



c)



d)

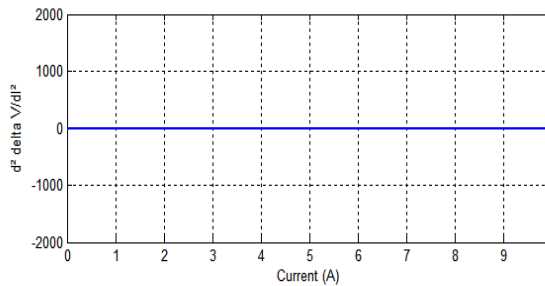


Figure 4.32 Les points d'inflexion de l'ombrage partiel se dégradent : a) 75 % de l'ombrage partiel, b) 50 % de l'ombrage partiel, c) 25 % de l'ombrage partiel, d) 0 % de l'ombrage partiel.

De plus, le tableau 4.5 résume tous les résultats obtenus.

Tableau 4.5 Les différentes valeurs de la dégradation partielle de l'ombrage

Partial shading percentage	Max of ($d^2\Delta V/dI^2$)
0 %	0
25 %	521,6
50 %	1379,8
75 %	4433,05

4.4 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons étudié pratiquement l'effet de deux défaillances qui sont le sablage et les fissures sur les caractéristiques électriques des panneaux solaire photovoltaïques. Nous avons vu théoriquement déjà que les caractéristiques du panneau solaire changent d'une manière normale à cause de plusieurs conditions naturelles comme : la température, l'éclairement et le changement climatiques ou bien les conditions expérimentales (l'inclinaison, l'échauffement de matériel). Après, on a démontré pratiquement que ces caractéristiques se dégradent à cause des défaillances, notamment les deux que nous avons étudié à savoir le sablage et les fissures.

Entre outre, nous avons mis en avant un changement de forme de la caractéristique I–V des panneaux sous l'effet des dites défaillances. Ce changement symptomatique de l'allure de la caractéristique I–V des modules photovoltaïques peut être utilisé pour diagnostiquer ces défaillances.

Aussi, qu'il existe une relation entre l'étendu des fissures et du sablage, et le changement de caractéristiques I–V ainsi que la diminution du rendement d'un panneau solaire.

Conclusion générale et perspectives

Le dysfonctionnement et les anomalies des systèmes physiques rencontrés dans la production d'énergie solaire photovoltaïque, sont généralement associés à des éléments qui sont considérés comme critiques. L'élément le plus important dans une centrale solaire photovoltaïque est le panneau solaire. Ce dernier, se caractérise par des critères qui changent en mode normal ou à cause de quelques défauts.

Notre travail a été orienté vers l'analyse, la surveillance et la maintenance prédictive dans une centrale solaire photovoltaïque, nous avons focalisé notre thème de recherche vers les défauts les plus fréquents : le défaut d'ombrage partiel et le défaut des fissures, dans notre zone d'étude « la wilaya de Naama » qui se trouve dans une zone semi-désertique, et qui souffre presque toute l'année de vent de sable, causant ces deux défaillances entraînant ainsi la dégradation du module photovoltaïque et la diminution de la quantité et la qualité d'énergie électrique produite.

Une approche globale a été proposée à base du changement des caractéristiques électriques du panneau solaire sous l'effet de deux défauts : l'ombrage partiel causé par le sable et les fissures. Cette étude est motivée par le fait que les défaillances mentionnées ont presque la même signature sur la caractéristique $I(V)$ du module PV.

Dans cette thèse, nous avons utilisés tout un environnement matériel et logiciel, réalisé au laboratoire des énergies renouvelable du CUN Naama. Ce dernier nous a permis de tracer la caractéristique $I(V)$ du module PV sous l'influence de défaillances citées précédemment d'une manière automatique pour une stratégie de surveillance basée sur : la détection, l'identification et la localisation de ces défauts afin d'avoir une bonne décision de maintenance.

Après, une approche globale pour l'identification des paramètres inconnus des cellules et des panneaux photovoltaïques,

Nous avons démontré qu'il y avait une relation inversement proportionnelle entre les défauts et la production, car lorsque la gravité des pannes augmente, le rendement diminue.

Nous avons ainsi présenté la conception d'un système expérimental au sein du laboratoire CUN-Naama, afin d'étudier pratiquement la relation entre les deux défaillances (ombrage partiel et les fissures), et la caractéristique I(V) du panneau solaire. Nous avons, finalement, dressé une stratégie de surveillance dans une centrale photovoltaïque simulée sous l'environnement MATLAB/Simulink, ce qui

nous a permis de valider notre approche et de prouver son efficacité.

Perspectives

Lorsqu'on considère l'importance de surveiller et de maintenir des panneaux solaires dans des centrales photovoltaïques pour la production d'énergie électrique, ce travail donne lieu aux perspectives suivantes :

Trouver une méthode pour récupérer le sable pour mesurer sa quantité déposée sur le PV ;

Quantifier la relation entre le sable et le rendement afin de mesurer numériquement la corrélation entre eux ;

Améliorer un système de nettoyage en utilisant :

Les systèmes piézoélectriques ;

Les systèmes équipés d'un capteur PIR.;

Système avec Intelligence Artificielle ;

Système Intégrant l'IoT ;

Système de nettoyage avec une pompe: en cas de sablage avec des gouttes d'eau ou pluie.

Annexes

Tableau 1: Résultat de l'étude Kurtz-Jordan NREL sur la dégradation de la PV sur le terrain

Les données	Nombre de modules étudiés	Taux de dégradation median	Taux dégradation moyen	Taux de dégradation de P90
Haute qualité	1936	0.5 – 0.6 % / ans	0.4 – 0.5 % / ans	1.2 % / ans
Toutes les données du module	9,977	0.9 – 1.0 % / ans	0.9 – 1 % / ans	1.7% / ans

Tableau 2: Résumé des causes et conséquence des défauts techniques d'un module

Défauts observés	Explication possible	Taux de dégradation
Pertes optiques	Jaunissement de l'encapsulant	1% par an
Délaminage	Adhésion réduite de l'EVA aux composants	Pas de pertes directes
Oxydation	Oxydation naturelle des métaux	0.5% par an
Effet « Hot Spot »	Température anormalement élevée d'un endroit ciblé du module	0.5% par an

Bibliographie

- [1] Stéphane Vighetti, Yves Lembeye, Jean-Paul Ferrieux, Jean Barbaroux. Module photovoltaïque et ombrages : étude et intégration d'une structure d'équilibrage. EPF 2010, Jul2010, Saint-Nazaire, France.
- [2] R. Kadri, H. Andrei, J.-P. Gaubert, T. Ivanovici, G. Champenois, and P. Andrei, "Modeling of the photovoltaic cell circuit parameters for optimum connection model and real-time emulator with partial shadow conditions," *Energy*, vol. 42, no. 1, pp. 57–67, Jun. 2012.
- [3] Y.-J. Wang and P.-C. Hsu, "An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells," *Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 3069–3078, May 2011.
- [4] S. Roy Chowdhury and H. Saha, "Maximum power point tracking of partially shaded solar photovoltaic arrays," in *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2010, vol. 94, no. 9, pp. 1441–1447.
- [5]: Quintana M.A., King D.L., McMahan T.J., Osterwald C.R. "Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules". Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1436-1439, 2002.
- [6]:Dossier thermique-Courier ES n°03, "effet photovoltaïque et fonctionnement des installations solaires isolées", Janvier 2000
- [7]:Aziz TOULAIT et Rachid Aili Thème Modélisation et simulation sous MATALAB/SIMULINK d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT(université de mouloud Mammeri Tizi-Ouzou)
- [8]: K.Safia, L.Meriem, "contribution de l'effet des OTC sur les propriétés des cellules solaires: application aux structures: p-Si/n-Zno:Al", mémoire d'ingénieur, université Ferhat Abbas, Sétif, 2011.
- [9]: Anne LABOURET, Michel VILLOZ, "Energie solaire photovoltaïque", 2ème édition, Edition Dunod, le Moniteur, juin 2006. 25.
- [10]: Mr KHENFER RIAD, Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques, 05 Mars 2015
- [11]: A.Luque, S.Hegedus, "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering", 2003, S. Delencol, "le solaire photovoltaïque", doc PDF, 2012.

- [12]: S. PETIBON ‘ Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l’énergie pour les applications photovoltaïques’, université de Toulouse, 2009.
- [13]: Oriol Planas - Ingénieur Technique Industriel, spécialité mécanique, 8 avril 2016
- [14]: Violaine Didier sous la direction de Bruno Gaiddon, Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques Fonctionnement, Etat de l’Art et Etude des Performances - Août 2007 –
- [15]: M.-A. Green, Solar cells, 1982 by Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N.J. 07632.
- [16] : J.-D. Chatelain, Traité d’électricité, Volume VII, Dispositifs à semi-conducteurs, 1979 Editions Georgi, St-Saphorin,
- [17]: H. Häberlin, Photovoltaik, 1991 AT Verlag Aarau.
- [18] : L. Keller, P. Affolter, Optimisation de la surface du champ photovoltaïque, 1994, Rapport ENET N° 9100290, Office fédéral de l’énergie.
- [19] : Le livre Cellules solaires : les bases de l’énergie photovoltaïque de A. Labouret, P. Cumunel, J-P Braun et B. Faraggi. (ETSF).
- [20] Zhao Y, Lyons Jr R. Ground-fault analysis and protection in PV arrays. Proc Photovolt Prot 2011:1–4.
- [21] F. Bonanno, G. Capizzi, C. Napoli, G. Graditi, G.M. Tina, A radial basis function neural network based approach for the electrical characteristics estimation of a photovoltaic module, Appl. Energy 97 (2012) 956–961.
- [22] K. Ding, J. Zhang, X. Bian, J. Xu, A simplified model for photovoltaic modules based on improved translation equations, Sol. Energy 101 (2014) 40–52.
- [23] M.S. Ismail, M. Moghavvemi, T.M.I. Mahlia, Characterization of PV panel and
- [24] Czapp S The effect of earth fault current harmonics on tripping of residual current devices. In: Proceedings of international school on non sinusoidal currents and compensation. ISNCC. IEEE; 10 Jun 2008. p. 1–6.
- [25] M. Cotterell. Installation guidelines: electrical. In: Practical Hand book of Photovoltaics, 2nd ed. Boston. MA, USA: Academic, 2012, ch. IIC-3. p. 819–34.
- [26] A. Boudghene Stambouli, Z. Khiat, S. Flazi, Y. Kitamura, A review on the renewable energy development in Algeria: current perspective, energy scenario and sustainability issues, Renew. Sustain. Energy Rev. 16 (2012) 4445–4460.
- [27] Outline of investigation for low-voltage fuses—fuses for photovoltaic systems. UL subject 2579; 2010.

- [28] A. Mellit, S. Sağlam, S.A. Kalogirou, Artificial neural network-based model for estimating the produced power of a photovoltaic module, *Renew. Energy* 60 (2013) 71–78.
- [29] Flicker J, Johnson J. Analysis of fuses for blind spot ground fault detection in photovoltaic power systems. Report. Sandia National Laboratories; 2013.
- [30] Altas IH, Sharaf AM. A photovoltaic array simulation model for Matlab- Simulink GUI environment. In: Proceedings of international conference on clean electrical power, ICCEP; 2007. p. 341–5.
- [31] Tsai H-L, Tu C-S, Su Y-J. Development of generalized photovoltaic model using Matlab/Simulink. World congress on engineering and computer science San Francisco, USA; 2008.
- [32] Celik AN. Artificial neural network modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules. *Sol Energy* 2011;85:2507–17.
- [33] Silvestre S, Boronat A, Chouder A. Study of bypass diodes configuration on PV modules. *Appl Energy* 2009;86:1632–40.
- [34] Ishaque K, Salam Z, Syafaruddin. A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model. *Sol Energy*. 2011;85:2217–27.
- [35] Chih-Tang S, Noyce RN, ShockleyW. Carrier generation and recombination in P–N junctions and P–N junction characteristics. *Proc IRE* 1957;45:1228–43.
- [36] Weidong X, Dunford WG, Capel A. A novel modelings method for photovoltaic cells. In: 35th annual IEEE power electronics specialists conference, PESC, vol. 3; 2004. p. 1950–6 .
- [37] Chouder A, Silvestre S, Sadaoui N, Rahmani L. Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters. *Simul Model Pract Theory* 2012;20:46–58.
- [38] Mr. Belaout Abdesslam, Etude et diagnostic des défauts fréquents aux systèmes photovoltaïques (PV) par emploi de la caractéristique courant-tension, :28/10/2014
- [39] M. Dhimish, V. Holmes, B. Mehrdadi, and M. Dales, “Diagnostic method for photovoltaic systems based on six layer detection algorithm,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 151, pp. 26–39, 2017.
- [40] Mellit, G. M. Tina, and S. A. Kalogirou, “Fault detection and diagnosis methods for photovoltaic systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, no. March, pp. 1–17, 2018.

- [41] M. Benkaci, "Surveillance des systèmes mécatronique d'automobile par des méthodes d'apprentissage." Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier, 2011.
- [42] F. Castang, "Synthèse robuste de filtres de diagnostic pour la surveillance à base de modèle des systèmes multivariables et incertains." These Dr. Bordeaux 1, 2003
- [43] M. Staroswiecki and G. Comtet-Varga, "Analytical redundancy relations for fault detection and isolation in algebraic dynamic systems," *Automatica*, vol. 37, no. 5, pp. 687–699, 2001.
- [44] M. Rodrigues, D. Theilliol, M. Adam-Medina, and D. Sauter, "A fault detection and isolation scheme for industrial systems based on multiple operating models," *Control Eng. Pract.*, vol. 16, no. 2, pp. 225–239, 2008.
- [45] M. Rodrigues, D. Theilliol, M. Adam-Medina, and D. Sauter, "A fault detection and isolation scheme for industrial systems based on multiple operating models," *Control Eng. Pract.*, vol. 16, no. 2, pp. 225–239, 2008.
- [46] H. Hacene, "Identification et surveillance de processus dynamiques complexes par logique floue. Application à un échangeur de chaleur." These Dr. Université M'hamed Bougara de Boumerdès, 2007.
- [47] D. Berdjag, "Méthodes algébriques pour la décomposition de modèles comportementaux: Application à la détection et à la localisation de défaillances." These Dr. Université des Sciences et Technologie de Lille-Lille I, 2007.
- [48] A. O. Molina, "Méthodologie pour le placement des capteurs à base de méthodes de classification en vue du diagnostic." These Dr. INSA de Toulouse, 2005.
- [49] V. Cocquempot, "Contribution à la surveillance des systèmes industriels complexes." These Dr. Université des Sciences et Technologie de Lille-Lille I, 2004.
- [50] K. Kato, H. Koizumi, A study on effect of blocking and bypass diodes on partial shaded PV string with compensating circuit using voltage equalizer. in 2015 IEEE international symposium on circuits and systems (ISCAS). 2015. IEEE.
- [51] H. E. Suryanto, S. R. Wenham and M. A. Green, "Shadow tolerance of modules incorporating integral bypass diode solar cells," *Solar Cells*, vol. 19, pp. 109- 122, 1986.
- [52] N. D. Kaushika and N. K. Gautam, "Energy yield simulations of interconnected solar PV arrays," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 18, pp. 127- 134, 2003.
- [53] D. Picault, "Reduction of Mismatch Losses in Grid-Connected Photovoltaic Systems Using Alternative Topologies," Thèse de doctorat, Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELAB), Université de Grenoble, 2010.

- [54] L. Bun, Etude, Détection et localisation de Défauts pour un système photovoltaïque, thèse Doctorat, Université de Grenoble, Décembre 2011.
- [55] Lannoy A., Procaccia H. Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel. Lavoisier, 2005.
- [56] Wohlgemuth J., Cunningham D., Nguyen A.M., Miller J. “Long Term Reliability of PV Modules”. Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1942-1946, 2005.
- [57] Munoz M.A., Alonso-Garcia M.C., Nieves Vela, Chenlo F. “Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions”. Solar Energy 85, 2264–2274, 2011.
- [58] Bosco N. Reliability Concerns Associated with PV Technologies 2010 .
- [59] Skoczek A., Sample T., Dunlop E.D., Ossenbrink H.A. “Electrical performance results from physical stress testing of commercial PV modules to the IEC61215 test sequence”. Solar Energy Materials & Solar Cells, 92, 1593–1604, 2008.
- [60] Oreski G., Wallner G.M. “Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions”. Solar Energy 83, 1040–1047, 2009.
- [61] Kojima T., Yanagisawa T. “The evaluation of accelerated test for degradation a stacked a-Si solar cell and EVA films”. Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 81, N°. 1, 119- 123, 2004.
- [62] Wohlgemuth J.H., Kurtz S. “Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic’s Progress Toward Grid Parity”. IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California, April 10-14, 2011.
- [63] Kempe M.D. “Modelling the moisture ingress into photovoltaic modules”. Solar Energy Materials & Solar Cells, 90, 2720–2738, 2006.
- [64] Realini A. Mean Time before Failure of Photovoltaic Modules. Final Report (MTBF Project), Federal Office for Education and Science Tech. Rep., BBW 99.0579, 2003.
- [65] Dallas W., Polupan O., Ostapenko S. “Resonance ultrasonic vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers”. Measurement Science and Technology 18, 852–858, 2007.
- [66] Rueland E., Herguth A., Trummer A., Wansleben S., Fath P. “Optical μ -crack detection in combination with stability testing for inline inspection of wafers and cells”. Proceedings 20th EU PVSEC, Barcelona, 3242–3245, 2005.
- [67] Alonso-Garcia M.C., Ruiz J.M., Chenlo F. “Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module”. Solar Energy Materials & Solar Cells, Volume 90, Issue 3, pp. 329-340, 2006.
- [68] Rabii A.B., Jraidi M., Bouazzi A.S. “Investigation of degradation in field-edged photovoltaic modules”, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 11- 18, 2003.

- [69] Schütze M., Junghänel M., Friedrichs O., Wichtendahl R., Scherff M., Müller J., Wawer P. "Investigations Of Potential Induced Degradation Of Silicon Photovoltaic Modules". 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Germany, 5–9 September 2011.
- [70] Changwoon H., Nochang P., Jaeseong J. "Lifetime prediction of silicon PV module ribbon wire in three local weathers". PV module reliability workshop, 2012.
- [71] A. M. Bazzi, K. A. Kim, B. B. Johnson, P. T. Krein, and A. Dominguez-García, "Fault impacts on solar power unit reliability," in Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC, 2011, pp. 1223– 1231.
- [72] A. Ndiaye, "Étude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques- Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance," Thèse de doctorat Université cheikh Anta de Dakar, 2013.
- [73] Köntges, M., et al. "Performance and reliability of photovoltaic systems." Subtask 3 (2014): 4-20.
- [74] Fateh, Hassani, and Noura Mohamed Islam. "Détection des pannes photovoltaïques Par les réseaux de neurones probabiliste." (2018).
- [75] S. R. Madeti, S. N. Singh. A comprehensive study on different types of faults and detection techniques for solar photovoltaic system. Solar Energy. Vol 158, pp. 161-185, 2017.
- [76] O. Breitenstein, J. Bauer, K. Bothe, W. Kwapil, D. Lausch, U. Rau, et al. Understanding junction breakdown in multicrystalline solar cells. Journal of Applied Physics. Vol 109, pp. 5, 2011.
- [77] T. Pei, X. Hao. A Fault Detection Method for Photovoltaic Systems Based on Voltage and Current Observation and Evaluation. Energies. Vol 12, pp. 1712, 2019.
- [78] ABABACAR, Ndiaye. Étude de dégradation et de fiabilité des modules photovoltaïques impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance. Thèse de doctorat. Énergie renouvelable et systèmes électriques. Dakar, université Cheikh Anta Diop de Dakar, 2016, 181p.
- [79] SADOK, Mohammed. Détermination des paramètres, performances et étude de la dégradation des modules photovoltaïques en milieu saharien. Thèse de doctorat. Science physique. Tlemcen, université Aboubakr Belkaid-Tlemcen, 2011, 142p.
- [80] MEKIDECHE Yacine ; Influence d'ombrage sur le comportement d'un générateur photovoltaïque Master en Électromécanique Faculté Des Sciences et Sciences Appliquées Université Akli Mohand Oulhadj – Bouira. 2018. 89p.

- [81] J. L. Crozier, "Characterization of Cell Mismatch in Photovoltaic Modules Using Electroluminescence and Associated Electro-optic Techniques." Nelson Mandela Metropolitan University, 2012.
- [82] TRIQUILB," Classification des arythmies cardiaques par les chaînes de Markov cachées", Mémoire de Magister, Université des sciences et de la technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, 2010.
- [83] Mezache.A, "optimisation de la détection décentralise CFAR dans un clutterweibull utilisant les algorithmes génétiques et les réseaux de neurones flous", thèse de doctorat, université de Constantine, 2009.
- [84] DUPONT.R, "Emissions biogéniques de NO par les sols Impact sur la chimie atmosphérique",Thèse de doctorat, université Toulouse III – Paul Sabatier, 200.
- [85] A. O. Molina, "Méthodologie pour le placement des capteurs à base de méthodes de classification en vue du diagnostic." These Dr.INSA de Toulouse, 2005.
- [86] Y.-J. Wang and P.-C. Hsu, "An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells," *Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 3069–3078, May 2011.
- [87] Stéphane Vighetti, Yves Lembeye, Jean-Paul Ferrieux, Jean Barbaroux. Module photovoltaïque et ombrages : étude et intégration d'une structure d'équilibrage. EPF 2010, Jul2010, Saint-Nazaire, France.
- [88] Aouchiche, N., Défauts liés aux systèmes photovoltaïques autonomes et techniques de diagnostic-Etat de l'art. *Revue des Energies Renouvelables*, 2018. 21(2): p. 247-265.
- [89]:Riad ,K., Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques. 2015, thèse de Docteur en Sciences Université Ferhat Abbes-Setif-1. le 05 Mars.
- [91] Le Groupe Logistique conseil LE DIAGRAMME DE CAUSES A EFFET.Documentation sur la gestion de la qualité, 2007.
- [92] Rekioua, D. and E. Matagne, Optimization of photovoltaic power systems: modelization, simulation and control. Springer Science & Business Media, 2012.
- [93] Ashok Kumar, L., S. Sumathi, and P. Surekha, Solar PV and wind energ conversion systems An introduction to theory, modeling with MATLAB/SIMULINK, and the role of soft computing techniques. Springer ,2015.

- [94] R.V. Monteiro, G.C. Guimarães, F.A. Moura, M.R. Albertini, M.K. Albertini, Estimating photovoltaic power generation: performance analysis of artificial neural networks, support vector machine and Kalman filter, *Electr. Power Syst. Res.* 143 (2017) 643–656.
- [95] M. Torres-Ramírez, G. Nofuentes, J.P. Silva, S. Silvestre, J.V. Muñoz, Study on analytical modelling approaches to the performance of thin film PV modules in sunny inland climates, *Energy* 73 (2014) 731–740.
- [96] Documentation de FD X 60-000, «Maintenance industrielle - Fonction maintenance », Association Française de Normalisation (AFNOR), Mai 2002, disponible sur : http://www.ehpadneuilly.com/cariboost_files/FDX_60-000.pdf.
- [97] A. Lannoy, Leïla Marle, « Quelques méthodes d'analyse, de diagnostic et de pronostic utilisées en fiabilité et maintenance industrielle », institut pour la maîtrise des risques, IMDr, le :23 06 2011, pp 9.10
- [98] Moubray, J., *Reliability-centered maintenance*. 2001: Industrial Press Inc.
- [99] Xu, T., et al., Risk-based predictive maintenance for safety-critical systems by using probabilistic inference. *Mathematical Problems in Engineering*, 2013. 2013.
- [100] Yam, R., et al., Intelligent predictive decision support system for condition-based maintenance. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, 2001. 17(5): p. 383-391.
- [101] INGEXPERT conseil expert en maintenance. Théorie de la maintenance. 2021.05.06; Available from: https://www.ingexpert.com/maintexpert/php_theorie_maintenance_methode_outil_d_emarche.php.
- [102] Daphné Mothes. Pareto et GMAO : Vers une évolution de l'analyse maintenance. 22 mars 2018; Available from: <https://www.mobility-work.com/fr/blog/gmao-vers-uneevolution-de-lanalyse-pareto>.
- [103] Philippe Petitm. Mon Pareto ne fait pas 80-20, est-ce grave docteur ? 17 novembre 2020; Available from: <https://www.management-commercial.fr/2020/11/17/monpareto-ne-fait-pas-80-20-est-ce-grave-docteur/>
- [104] BOUKHERISSI, M., AMDEC (Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité) appliquée à la STEP d'Ain El Houtz.
- [105] Clarisse GUIGON. AMDEC : définition et mise en oeuvre. 01/04/2021; Available from: <https://www.manager-go.com/management-de-la-qualite/amdec.htm>.

- [106]: N Gokmen, E Karatepe, B Celik, S Silvestre, Simple diagnostic approach for determining of faulted PV modules in string based PV arrays, *Solar Energy* 86 (2012) 3364–3377
- [107]: Mariusz Ś., Michał G., Wpływ efektu zacielenia na pracę elektrowni solarnej zsystemem rozproszonych paneli fotowoltaicznych, *PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY*, R. 96NR 7/2020, (2020), 76-79.
- [108]: Dricus De Rooijhttps, «ELCD test - Electroluminescence Crack DétectionTest», <https://sinovoltaics.com/quality-control/quality-control-elcd-test-electroluminescence-crack-detection-test/>, postée le 8 Février 2011.
- [109]: S Bader, X Ma, B Oelmann, One-diode photovoltaic model parameters at indoor illumination levels – A comparison, *Solar Energy* 180 (2019) 707–716
- [110]: M.A. Hasan , S.K. Parida, An overview of solar photovoltaic panel modeling based on analytical and experimental viewpoint, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60 (2016) 75–83.
- [111]: W. Chine, A. Mellit, V. Lugh, A. Malek, G. Sulligoi, A. Massi Pavan, A novel fault diagnosis technique for photovoltaic systems based on artificial neural networks, *Renewable Energy* 90 (2016) 501e512.
- [112]: Karri H.K., Gadi V.S.K.R., A Photovoltaic System Maximum Power Point Tracking by using Artificial Neural Network, *PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY*, R. 98 NR 2/2022, (2022), 33-38.
- [113]: A H. Elsheikh, S W. Sharshir, M Abd Elaziz, A.E. Kabeel, W Guilan, Z Haiou, Modeling of solar energy systems using artificial neural network: A comprehensive review, *Solar Energy* 180 (2019) 622–639.