

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة محمد البشير الإبراهيمي برج بوعريريج
Université Mohamed El Bachir El Ibrahimi - B.B.A

كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et Technologies

قسم الكترول ميكانيك
Département d'Electromécanique

Mémoire Master

En vue de l'obtention du Diplôme de Master

Filière : Automatique
Spécialité : Automatique Et Informatique Industriel

Intitulé :

Détection et compensation de défaut dans un système photovoltaïque

Présenté par : Benkara Mahammed Abdelmoutalib.

Encadré par :

Benarroudj Walid

Dr : Benhadouga Seddik

الصفة	الرتبة	أعضاء اللجنة
Président du jury	Pr	Meddad Mounir
Directeur du mémoire	MCA	Benhadouga Seddik
Examineur	MCA	Khanfer Riad
Examineur	Pr	Cherif Aida

Année universitaire : 2020/2021

REMERCIEMENTS

Avant tout, Nous remercions Allah, le tout puissant, pour m'avoir donné la force et la patience.

Nous remercions par ailleurs notre encadreur monsieur Benahdouga Sedik nous avoir fait l'honneur de juger notre travail et d'assister à la soutenance de notre étude.

Nous remercions l'ensemble des membres du département d'Electromécanique

Nos derniers remerciements et ce ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.





Je dédie ce modeste travail à :

*A la lumière de ma vie, ma mère avec toute
mon affection ;*

A mon père avec toute ma reconnaissance ;

*A mon encadreur Msr : Benahdougua
Seddik ;*

A mes sœurs : linda ; assma ; malek

Sans oublier ma chère femme selma zerrougui

A Toute la famille benarroudj ;

A mes amis, mes cousin et cousines ;





Je dédie ce modeste travail à :

A la lumière de ma vie, ma mère avec toute mon affection ;

A mon père avec toute ma reconnaissance ;

A mon encadreur Msr : Benhadougua Seddik ;

A mes sœurs : Affef, Madiha, Baya ;

A mes frères : Nacer, Anis ;

A Toute la famille Benkara Mahammed ;

A mes amis, mes cousins et cousines ;

A toute la promotion Automatique et informatique industriel 2021.



Sommaire

Remerciements	
Dédicaces	
Table des matières	
Liste des figures	
Introduction générale	10
CHAPITRE I : état de l'art sur les PV et leurs défauts	12
I.1 Introduction	12
I.2 terminologies et concepts	12
I.3 L'effet photovoltaïque	13
I.4 Principe général	13
I.5 Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	14
I.5.1 Interaction lumière-matière	15
I.5.2 Transfert d'énergie des photons aux électrons	15
I.5.3 collecte des charges électriques	15
I.6 La matrice de cellule	16
I.7 Les constituants d'un module PV	16
I.8 Chaîne de conversion photovoltaïque autonome	17
I.9 Différents types de défauts	17
I.9.1 Jaunissement et brunissement « la décoloration »	17
I.9.2 bulle d'air	18
I.9.3 Fissures dans les cellules	19
I.9.4 Délaminage	20
I.9.5 Défaut de revêtement anti -reflet (ARC)	21
I.9.6 Points Chauds (Hot spots)	21
I.9.7 L'augmentation de la résistance série (R_s)	22
I.9.8 Diminution de la résistance parallèle (R_p)	24
I.9.9 Défaut de mis match et d'ombrage partiel	25
I.9.9.1 Mis match	25
I.9.9.2 L'ombrage partiel	25
I.9.9.3 Défauts de la diode de by-pass et diode anti-retour	26
Conclusion	27

Chapitre II : Diagnostic des défauts d'un système PV	28
II.1 Introduction	28
II.2 Identification de défauts multiples	28
II.3 les différentes étapes de diagnostic	28
II.4 Architecture de diagnostic	29
II.5 Les systèmes tolérants aux défauts	30
II.5.1 classification des commandes tolérantes aux défauts	31
II.5.1.1 Approches	32
II.5.1.2 Approche active	32
II.6 Méthodes de détection et de localisation de défauts dans un système photovoltaïque	33
II.7 Caractérisation électrique	33
II.7.1 Méthode indépendante des données climatiques	33
II.7.2 Mesure de tension/courant	34
II.7.3 Comparaison des valeurs simulées et mesurées des signaux de sortie de système PV	34
II.7.4 Analyse des de perte de puissance	34
II.7.5 Technique d'intelligence artificielle	34
II.7.6 Modèles basés sur la température et échange de chaleur	35
II.7.7 Surveillance des courants résiduels (SCR)	35
II.8 technique de détection de défaut	35
II.8.1 Détection de défauts de la mise de la terre	35
II.8.2 Inspection visuelle	36
II.8.3 Imagerie infra-rouge/thermique	36
II.8.4 Inspection par ultrasons	36
II.8.5 Thermographie infrarouge	36
Conclusion	37
Chapitre III : Diagnostic des défauts d'ombrage et de la résistance série	39
III.1. Introduction	39
III.2. L'outil Matlab / Simulink	39
III.3. Modélisation du système photovoltaïque	40
III.4. Simulation du module PV	43
III.4.1 Simulation du module PV en cas normale	43

III.4.2 Simulation du module PV en cas d'Influence de L'éclairement	45
III.4.2 Simulation du module PV en cas d'Influence d'ombrage	46
III.4.4 Simulation du module PV en cas d'Influence de la résistance série	49
Conclusion	50
Conclusion Générale	51

Liste des figures

Figure I.1 : Coupe en 3 dimensions d'une cellule PV typique [8]
Figure I.2 : les trois mécanismes de transformation de l'énergie solaire en une énergie électrique
Figure I.3: (a) interconnexion de la cellule avec la languette ; (b) deux cellules en série ; (c) matrice de 36 cellules connectées en série [10]
Figure I.4: les différentes couches constituant un module PV [10].
Figure I 5: Système photovoltaïque autonome
Figure I.6 : Défaut de Jaunissement
Figure I.7 : Défaut de bulles d'air.
Figure I.8 :Fissures dans les cellules PV
Figure I.9: Défaut de délaminage.
Figure I.10 : Défaut de revêtement anti –reflet
Figure I.11 : Défaut de point chaud
Figure I.12: Défaut d'augmentation de la résistance R_s .
Figure I.13 : la courbe $I(V)$ de défaut d'augmentation de la résistance série R_s
Figure I.14 : L'influence de la résistance shunt R_p Sur la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$
Figure I.15 : Défaut d'ombrage partiel.
Figure I.16: Défaut de la diode de by-pass.
Figure II.1 : Organigramme de diagnostic des défauts
Figure II-2 : Schéma global de détection et de diagnostic du défaut
Figure II-3 Classification des commandes tolérantes aux défauts
Figure II-4 Niveaux d'un système PFTC
Figure II-5 Structure d'un système AFTC
Figure II.6 : Techniques de détection de défauts pour les systèmes PV autonomes
Figure III-1 Modèle équivalent d'une cellule PV
Figure III-2 : Algorithme de diagnostic de défauts
Figure (III.3) : schéma Bloc du module solaire dans SIMULINK.
Figure (III.4) : Résultats de simulation des caractéristiques (Courant –Tension) du module PV

Figure (III.5) : Résultats de simulation des caractéristiques (puissance –tension)
Figure (III.6) : Résultats de simulation des caractéristiques Courant-Tension
Figure (III.7) : Résultats de simulation des caractéristiques Puissance-Tension
Figure (III.8) : schéma Bloc du module solaire dans SIMULINK sous l’ombrage.
Figure (III.9) : Caractéristiques (Puissance–Tension) du module PV
Figure (III.10) : Caractéristiques (Courant–Tension) du module PV sous l’ombrage.
Figure (III.11) L’Influence de la résistance série la caractéristique courant-voltage
Figure (III.12) L’Influence de la résistance série la caractéristique puissance-voltage
Figure (III.13) Le code MATLAB après Simulation.

Introduction générale

Le XXIème siècle est confronté à des défis énergétiques sans précédent. En effet la demande croissante en énergie et la raréfaction des ressources fossiles, telles que le pétrole, le charbon et le gaz, ou fissiles, comme le minerai d'uranium, qui sont nécessaires pour assurer le fonctionnement des systèmes énergétiques classiques. Les gisements de ces ressources sont, en effet, limités dans le temps et s'épuisent de plus en plus rapidement, au fur et à mesure que la consommation énergétique de l'humanité croît, en effet le pétrole s'épuisera en d'ici 42 ans, le charbon 160 ans et le gaz naturel dans 65ans [1]. L'augmentation du coût des énergies fossiles d'un côté et la limitation de ses ressources de l'autre côté a conduit à l'apparition d'autres formes d'énergie telle que l'énergie photovoltaïque comme une solution prometteuse parmi les autres. L'absence de la pollution et plus au moins la disponibilité de l'irradiation solaire au cours de l'année dans les quatre coins du globe terrestre encourage son développement [2]. Cependant les installations photovoltaïques (comme le cas de tous les systèmes électriques et électroniques), tombent en panne et se dégradent pendant la durée de fonctionnement.

Un système PV peut être exposé à plusieurs pannes provoquant le dysfonctionnement de ce dernier, plusieurs études ont constaté que la fiabilité des systèmes PV est fortement dépendante du matériel utilisé pour la construction des panneaux PV, de la température, de l'humidité et du rayonnement solaire, A ce titre, nous pouvons citer le défaut le plus couramment rencontré dans un générateur PV qui est le défaut d'ombrage partiel [3] [4] [5], Ce qui nécessite un diagnostic dont l'objectif principal est de fournir un outil qui permet de détecter les pannes et de maximiser ainsi la production énergétique du system photovoltaïque , Et pour ce faire on a élaboré à travers ce manuscrit un document pouvant couvrir l'essentiel pour une initiation au monde du diagnostic des systèmes photovoltaïques .

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].

Ce mémoire est organisé autour trois chapitres qu'on décrit comme suit :

Dans le premier chapitre : Défauts liés aux systèmes photovoltaïques autonomes- Etat de l'art

Dans le deuxième chapitre :

Nous exposerons les commandes tolérantes aux défauts et les méthodes de compensation de l'énergie perdue et Un exposé détaillé des généralités sur la modélisation et leur utilisation, suivies de quelques méthodes d'identification des paramètres de la cellule photovoltaïque.

Dans troisième chapitre :

On parle de l'application l'une des méthodes choisi de diagnostique des défauts du système photovoltaïque.

CHAPITRE I : état de l'art sur les PV et leurs défauts

I.1 Introduction

Ce chapitre présente un état de l'art recensant les travaux liés aux panneaux solaires sur lesquels nous nous sommes appuyés. Dans un premier temps, nous étudierons la cellule photovoltaïque qui est l'élément de base de tout panneau solaire. Nous nous intéresserons ensuite aux associations de ces cellules permettant de construire des éléments plus ou moins grands : du panneau solaire au champ photovoltaïque. Après avoir discuté des applications L'objectif de ce chapitre est de donner un état de l'art sur les techniques et les méthodes utilisées dans le domaine de la surveillance et la supervision des systèmes. Pour cela, nous commençons tout d'abord par une introduction et un rappel de quelques définitions génériques utilisées dans le domaine de la surveillance, par la suite nous abordons les différentes approches et méthodes de la détection et de la localisation des défaillances dans un processus industriel

I.2 terminologies et concepts

La terminologie est une discipline qui a pour objet l'étude théorique des dénominations des objets ou des concepts utilisés par tel ou tel domaine du savoir ce qui rend parfois difficile l'appréhension des contributions. Les principales définitions sont :

La maintenance : l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé [11]

Défaut : Absence d'une chose ou d'une personne dont la présence serait nécessaire ou souhaitable (généralement pour former un ensemble cohérent, Absence d'une chose dont la présence serait nécessaire ou souhaitable [12]

Défaillance : une interruption permanente de la capacité du système à remplir une fonction requise dans des conditions d'opérations spécifiées [13]

Dysfonctionnement : signifie "trouble, anomalie dans le fonctionnement, défaut, mauvais état de travail

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 : Contrôle permanent du déroulement d'un processus, du bon état de dispositifs, de systèmes [14]. 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 [15].

I.3 L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque dont le terme souvent abrégé par les lettres P et V est un phénomène physique propres à certains matériaux communément appelés les semi-conducteurs (souvent le silicium). Il est composé à partir de 3 étapes qui se résument en l'absorption de lumière par le matériau de la cellule P.V. Le transfert d'énergie des photons vers les charges électriques et finalement la collecte de charge. La puissance du champ photovoltaïque est directement proportionnelle aux nombres de cellules employées dans une installation. Seulement, une exposition au rayonnement homogène de l'ensemble de la surface est exigée pour une meilleure rentabilité. Pailleurs l'obtention de puissance maximale peut être assurée par observation des 3 critères : l'orientation, l'inclinaison et la température. Cette dernière doit être maintenue à un niveau minimal au sein du dispositif par une ventilation importante.

I.4 Principe général

La formation d'une jonction réalisée par le dopage du silicium représente le principe de base de la cellule solaire. La création d'une barrière de potentiel dans le semi-conducteur permet de séparer les électrons et les trous qui sont générés par l'absorption de la lumière dans le matériau. Lors de la formation de la jonction, les électrons diffusent vers la zone p et les trous vers la zone n (alignement du niveau de Fermi), afin de tendre vers un équilibre thermodynamique. Le dipôle, créé aux bords de la jonction, entraîne la formation d'un champ électrique qui s'oppose à l'équilibre à tout déplacement de charges. La polarisation de la jonction en direct permet alors de diminuer la hauteur de la barrière de potentiel et donc l'intensité de champ électrique permettant le passage de porteurs de charges. A l'opposé, une polarisation inverse augmentera la hauteur de la barrière. La relation courant-tension pour une diode idéale à l'obscurité est donnée par la relation :

$$I = I_0 [\exp (qv / nkt) - 1]$$

Avec :

I₀ : courant de saturation de la diode

n : facteur d'idéalité de la diode

k : constante de Boltzmann.

q : charge électrique (en coulomb).

T : température en Kelvin.

L'équilibre thermodynamique est modifié lorsque des porteurs de charge sont injectés par polarisation ou par illumination. L'introduction des quasi-niveaux de Fermi E_{Fp} et E_{Fn} permettent d'exprimer simplement le régime quasi-équilibre [7]

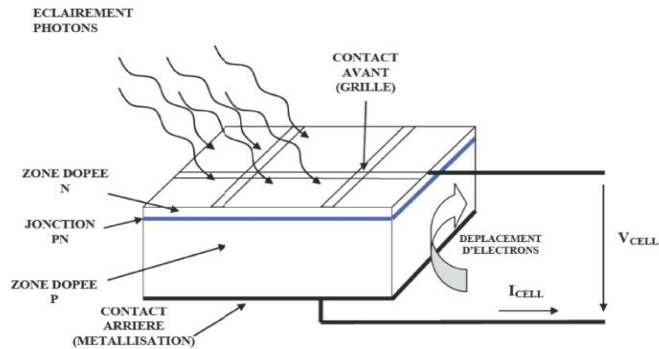


Figure I.1: Coupe en 3 dimensions d'une cellule PV typique [8]

I.5 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 (*Figure I-2*)

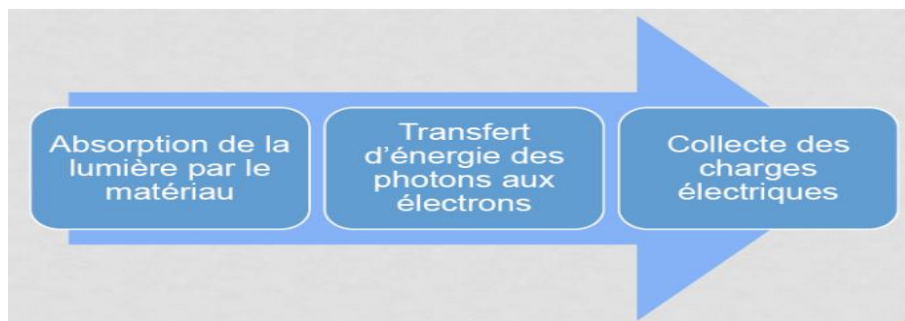


Figure I.2 : les trois mécanismes de transformation de l'énergie solaire en une énergie électrique [9]

I.5.1 Interaction lumière-matière

Le rayonnement solaire est constitué de photons transportant chacun une énergie qui répond, elle-même Les photons incidents sont absorbés par le silicium en fonction de leur longueur d'onde. Les photons de basse longueur d'onde est 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.

I.5.2 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 [7].

I.5.3 collecte des charges électriques

Une cellule PV (*figure I-1*) 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 [8].

I.6 La matrice de cellule

Dans un module, les cellules sont arrangées en série. Après que les cellules soient finies, des rubans de cuivre avec de l'étain sont soudés à un barre bus sur la face avant (figure I-3)

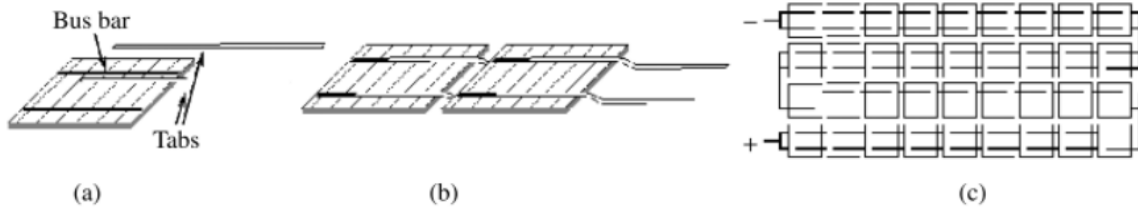


Figure I.3: (a) interconnexion de la cellule avec la languette ; (b) deux cellules en série ; (c) matrice de 36 cellules connectées en série [10]

I.7 Les constituants d'un 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 [10]. Les différentes couches qui constituent le module sont empilées. Une structure de base est esquissée Dans la (figure I-4).

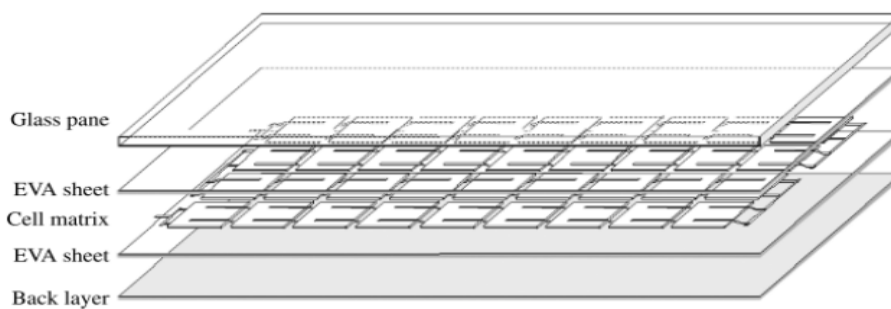


Figure I.4: les différentes couches constituant un module PV [10].

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.

I.8 Chaîne de conversion photovoltaïque autonome

Comme le montre la Figure I 5, les installations photovoltaïques sont principalement composés de modules PV connectés aux convertisseurs DC/DC dont le fonctionnement dépend des contrôleurs MPPT. Cette connexion est assurée via une boîte de jonction. Les diodes de blocage sont habituellement incluses dans la construction de chaque module PV

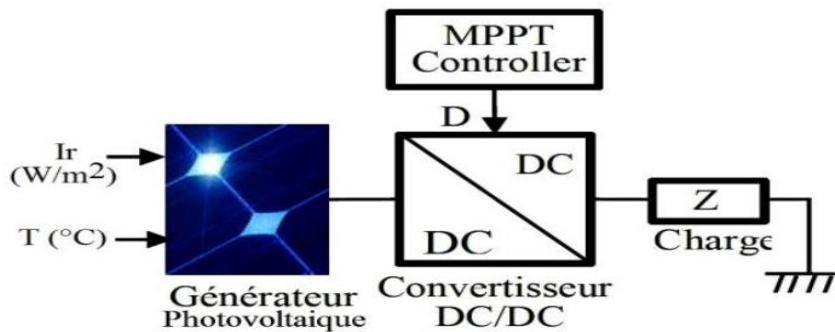


Figure I 5: Système photovoltaïque autonome

I.9 Différents types de défauts

Dans cette partie nous décrirons les différents défauts rencontrés d'un système « P.V ». Ces défauts peuvent apparaître suite à un défaut de fabrication ou bien en raison des conditions climatiques et vieillissement PV qui affectent la puissance de sortie du module PV. Notre objectif est de présenter les principaux défauts ou de dégradations associées à un système PV.

I.9.1 Jaunissement et brunissement « la décoloration »

Les panneaux solaires photovoltaïques sont composés d'une multitude de couches comparables à un mille feuilles. Il y a en premier lieu, le verre de protection transparent (verre, Pirex®, teflon...). Ensuite, une feuille transparente en général de l'EVA (Ethylène Vinyl Acétate) dont le rôle essentiel est d'assurer une isolation galvanique (électrique). La cellule de silicium. Une seconde feuille transparente d'EVA. Sous l'effet des UV et de l'humidité l'EVA se décompose et crée de l'acide acétique – dit encore acide éthanoïque – qui diminue le pH du complexe EVA-PVF (polyvinyl fluoride) et augmente ainsi la corrosion. Ces désordres se manifestent par le jaunissement des panneaux solaires (yellowing) qui restent à ce stade de nature principalement esthétiques. « ce jaunissement pourrait être un problème s'il provoquera un manque d'adhérence entre la matière d'enrobage polymère et les cellules du module » Au stade du brunissement (browning) la corrosion a commencé à faire son effet : les cellules photovoltaïques sont attaquées et risquent de perdre de leur puissance. Des études ont déterminé

que la cause principale de ce défaut est l'exposition au rayonnement UV combinée avec l'eau à des températures supérieures à 50 Co ce qui provoque une modification de la structure chimique du polymère.

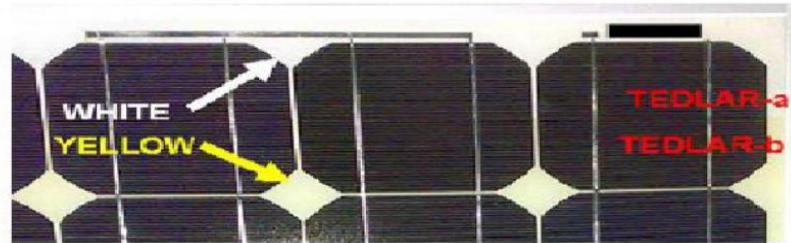


Figure I.6 : Défaut de Jaunissement

I.9.2 bulle d'air

Les bulles sont principalement dues aux réactions chimiques qui émettent des gaz emprisonnés dans le module PV. Ils forment un air chambre dans laquelle la température du gaz est inférieure à cellules adjacentes. Cependant, la chambre d'air aggrave la chaleur, la capacité de dissipation de la cellule voisine de sorte que surchauffe et présente donc une température plus élevée que dans les cellules adjacentes. De plus, lorsque des bulles apparaissent sur la face avant causés par les microfissures à la surface de cellule solaire, une réduction du rayonnement atteignant la cellule PV se produit, créant ainsi un découplage de la lumière et augmenter la réflexion. En outre, les bulles peuvent se briser, et peut endommager la surface d'étanchéité arrière qui provoque infiltration d'humidité (Kaplan, 2012). Sur la Figure I-6, trois cas peuvent être observés. Un module contenant un grand nombre de bulles dans la face arrière. Elles apparaissent généralement dans le centre de la cellule Figure I-6.a, et cela peut se produire en raison d'un détachement provoqué par une température élevée. L'image de fond IR Figure I-6.b, est obtenu à partir d'un module PV contenant des bulles, elle montre qu'une température plus basse se trouve dans la face arrière où une bulle est située, et par conséquent la température de la cellule est plus élevée parce que la chaleur de la cellule est moins dissipée. Dans le cas de bulles sur la face avant, à l'exception d'un excès de l'effet d'échauffement, une diminution de la lumière qui peut atteindre la cellule solaire peut se produire, provoquant un ombrage partiel

La figure Figure I-6.c, montre un Module PV avec décollement sévère. Une moitiés de l'enrobé polymère est décollé. [16].

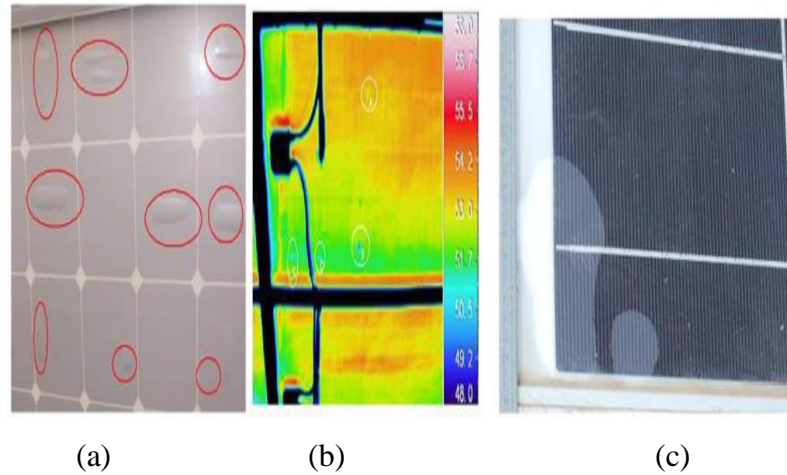


Figure I.7 : Défaut de bulles d'air.

I.9.3 Fissures dans les cellules

Une fissure cellulaire arrive quand les cellules solaires subissent une force extérieure ou stress thermique. Aujourd'hui beaucoup de fabricants de PV tentent de minimiser l'épaisseur de cellules solaires afin d'économiser le silicium et de réduire le coût. L'épaisseur a diminué de 300 μm à moins de 200 μm , ou parfois même à moins de 100 μm . En plus de la diminution de l'épaisseur de la cellule, la surface des cellules solaires a augmenté à 210 mm x 210 mm. Cette réduction d'épaisseur et augmentation de la superficie rendait les cellules plus fragiles et sensibles aux fractures au cours de leur manipulation et au cours du stockage.

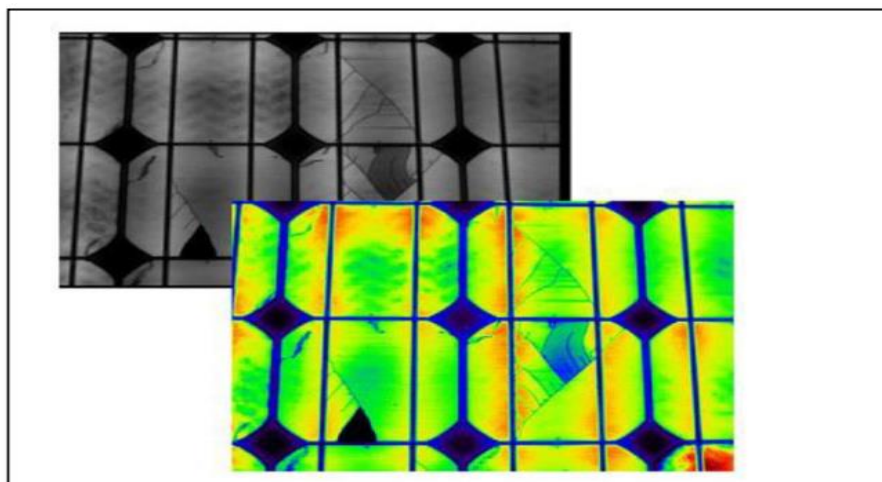


Figure I.8 : Fissures dans les cellules PV

I.9.4 Délaminage

Dans un panneau solaire, les cellules solaires sont encapsulées avec un matériau d'encapsulation appelé EVA (éthylène acétate de vinyle). L'EVA protège les cellules sensibles de l'influence climatique telles que l'humidité et les rayons UV. En production, les cellules sont stratifiées de façon permanente dans une machine sous vide avec un apport de chaleur. Il est important d'atteindre la température de polymérisation afin d'obtenir un haut degré possible de réticulation de l'EVA (plus de 70%). Une erreur dans le processus de fabrication ou un entreposage inadéquat de l'EVA avant la production peut conduire à une mauvaise adhésion et à un décollement ultérieur. Lors d'un délaminage, les couches de EVA se dissolvent et prennent une couleur blanche. Les panneaux solaires dé stratifiés doivent également être remplacés. En cas de délaminage dans les extrémités du module, l'humidité peut s'infiltrer à cause de la pénétration de l'eau à l'intérieur et endommager les cellules et se traduit par la corrosion de la cellule solaire. Ainsi que une diminution de la lumière, où la réflexion augmente et finalement une perte de puissance. La Figure. II.6 présente un exemple de la façon dont un décollement extrême peut détruire un module PV, dans cette figure le défaut est apparu après à peine une année de fonctionnement. Le délaminage est plus fréquent dans les climats chauds et humides. Lorsque l'humidité pénètre dans le module PV, différentes réactions chimiques se produisent, et provoquent une certaine dégradation dans différentes parties du module. Il en résulte souvent la corrosion des métaux intervenant dans la structure du module. Dans ce cas, la résistance électrique de PV pourrait augmenter ou une panne électrique pourrait apparaître. [17]



Figure I.9: Défaut de délaminage.

I.9.5 Défaut de revêtement anti -reflet (ARC)

En dehors des stratégies telles que la texturation des surfaces cellulaires, les performances des cellules qui forment un module PV peut être amélioré par l'ajout d'un revêtement anti réfléchissant de manière à maximiser la lumière qui atteint la zone active de la cellule. Les matériaux habituellement utilisés sont le dioxyde et le nitrure de silicium, et l'épaisseur est choisie de telle sorte que seulement une petite partie de la lumière s'échappe. Pendant l'exposition du module PV au soleil, le revêtement anti -reflet (ARC) reçoit un rayonnement qui pourrait induire un changement de la coloration ARC « Figure. I.9 ». Les propriétés anti réfléchissantes peuvent subir des modifications, dans ce cas. La lumière qui atteint les cellules peut être plus faible que prévu. La caractérisation infrarouge (IR) de ces modules dans différentes conditions n'a montré aucun effet particulier qui pourrait être associé à des changements dans la couleur de l'ARC. Un suivi des modules concernés doit être effectué afin de détecter si ce défaut conduit à un autre défaut plus grave. Ce défaut est lié à une oxydation de l'ARC et il est souligné par .Cette oxydation de l'ARC pourrait entraîner une perte d'adhérence entre les cellules et le verre.

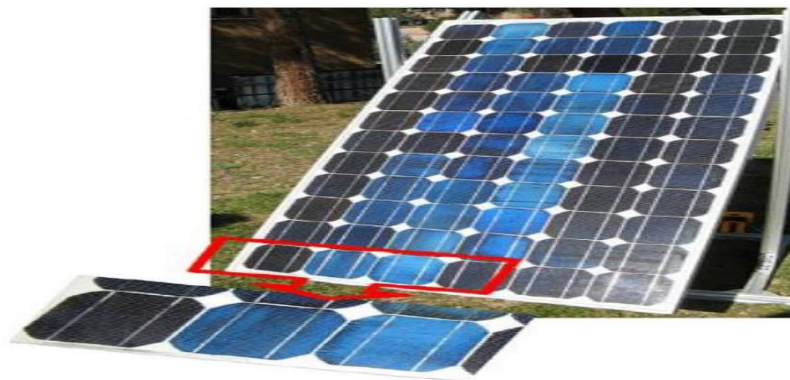


Figure I.10 : Défaut de revêtement anti –reflet

I.9.6 Points Chauds (Hot spots)

Des cellules ombragées ou fissurées peuvent donner naissance à un phénomène qui surchauffe localement le module entraînant sa perte. Ce phénomène ne s'appelle point chaud. Le phénomène des points chauds est un problème relativement fréquent dans les générateurs photovoltaïques actuels. Il comporte à la fois un risque pour la durée de vie du module photovoltaïque et une diminution de son efficacité opérationnelle. Lorsque des cellules PV sont associées en série, le courant circulant dans l'ensemble est limité par le courant généré par la

cellule la moins performante ou la moins éclairée. Ainsi, une cellule qui ne recevrait pas la même quantité de lumière que le reste de l'ensemble, produirait un courant plus faible c'est ce qu'on appelle l'ombrage partiel. Si l'une d'elles était partiellement ombragée le courant ne pouvait plus circuler. La cellule accumulait alors le courant produit en amont et se comportait comme un récepteur. Elle dissipait une puissance sous forme de chaleur pouvant dépasser les 100°C ce qui pouvait la faire griller. Si le point chaud est causé par un shunt (court-circuit d'une cellule) ou une erreur dans l'interconnexion entre les cellules générant également un shunt. Le point chaud est directement lié à une erreur de fabrication de la cellule ou du module PV. En outre, si une cellule génère un courant plus faible que le reste des cellules (appelée mésappariement) Un point chaud apparaît sous la forme d'une cellule entière fonctionnant à une température plus élevée que le reste des cellules « Figure I.10.a » elle peut être considérée aussi comme une erreur de fabrication du module photovoltaïque. Le hot spot « Figure I.11.b » pourrait causer des dommages à la cellule ou l'encapsulant dans un court laps de temps de fonctionnement.

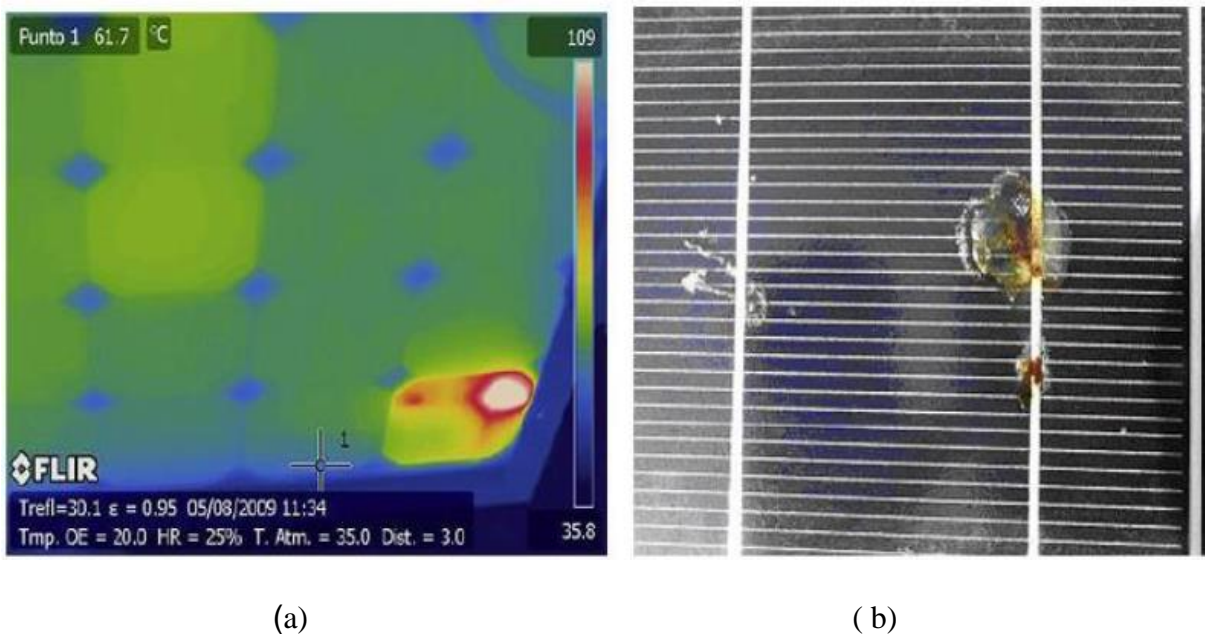


Figure I.11 : Défaut de point chaud

I.9.7 L'augmentation de la résistance série (R_s)

La résistance en série est l'un des plus importants facteurs influençant les performances des cellules solaires. Généralement 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.

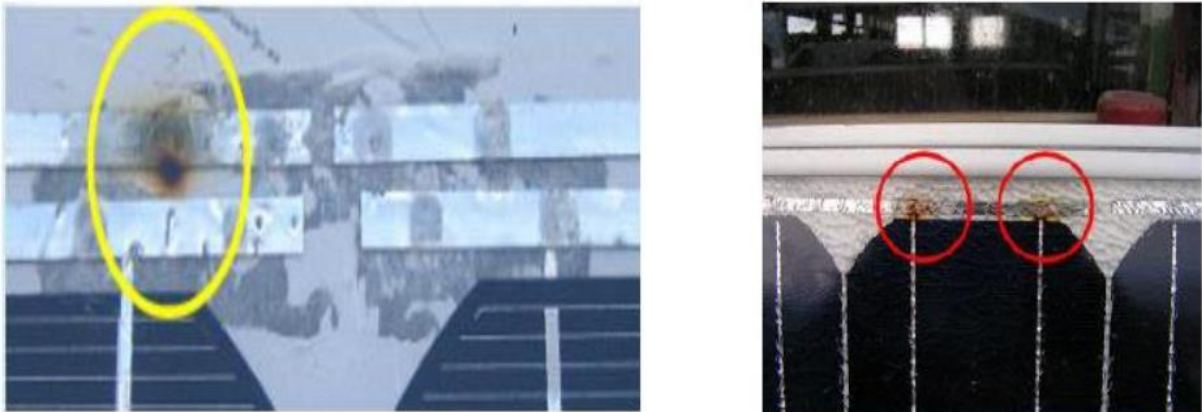


Figure I.12: Défaut d'augmentation de la résistance R_s .

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 by-pass en mode passant, ce qui donne des points d'inflexion dans la courbe $I(V)$. La Figure suivante montre le changement provoqué par l'augmentation de la résistance série

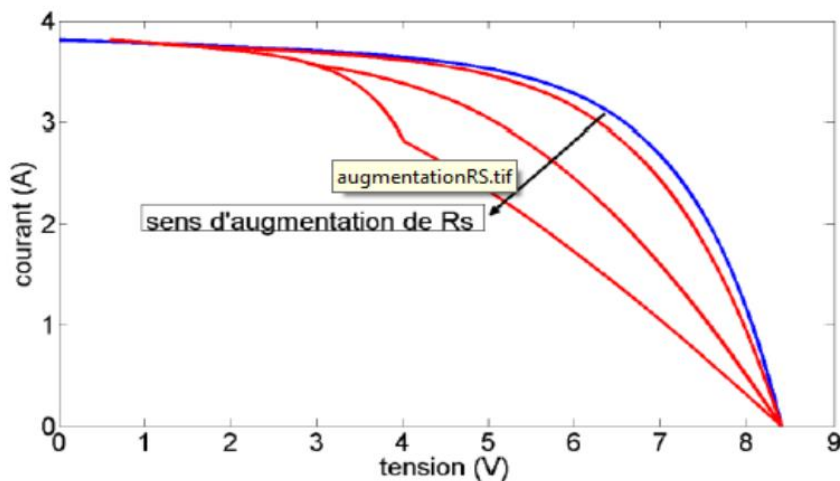


Figure I.13 : la courbe $I(V)$ de défaut d'augmentation de la résistance série R_s

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.

I.9.8 Diminution de la résistance parallèle (R_p)

Les pertes d'énergie importantes causées par la présence d'une résistance shunt, R_p , sont généralement dues à d'une mauvaise conception des cellules solaires, elle caractérise un courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière « bornes opposées d'une photopile ». Elle est généralement très supérieure à la résistance série R_s . La résistance parallèle représente également les pertes à travers la jonction, autour des bords de la cellule et dans les régions non périphériques, en présence des défauts du cristal et de la précipitation des impuretés étrangères dans la région de la jonction. Ainsi donc, nous pouvons dire que R_p est liée ou processus de fabrication. Son influence ne se fait sentir que pour les faibles valeurs de la tension. Cette influence se traduit par une diminution de la courbe I-V (on peut facilement percevoir une anomalie à la lecture de la caractéristique par la présence d'une légère pente au voisinage du point de courant de court-circuit), dans la zone correspondant à un fonctionnement comme générateur à courant constant. Une résistance série trop faible aura un impact sur la tension de circuit ouvert de la photopile ; en outre, une photopile dont la résistance shunt trop faible ne donnera plus de tension sous faible éclairément [18]. La figure

suivant montre que cette influence se traduit par une augmentation de la pente de la courbe de puissance de la cellule dans la zone correspondant à un fonctionnement comme générateur à courant constant. [19].

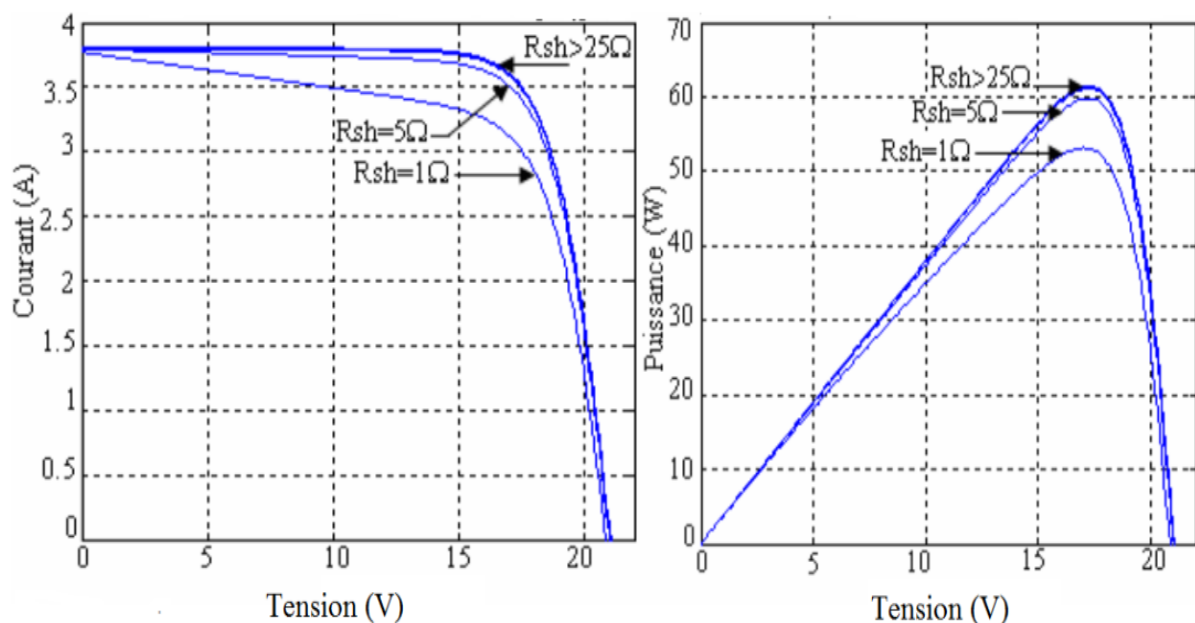


Figure I.14 : L'influence de la résistance shunt R_p Sur la caractéristique I (V) et P(V)

I.9.9 Défaut de mis match et d'ombrage partiel

Les défauts de mis match et d'ombrage se sont des défauts fréquents aux systèmes PV.

I.9.9.1 Mis match

Le défaut de "mis match" est le défaut causé par le groupement de cellules possédant une caractéristique I-V non identique. Tout changement dans l'un des paramètres de l'équation (I.1) conduira à la dissemblance de leur caractéristique. Le défaut d'ombrage est un cas particulier du défaut de mis match 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.

I.9.9.2 L'ombrage partiel

On distingue deux types d'ombrage : l'ombrage total et l'ombrage partiel. L'ombrage total empêche tout le rayonnement d'atteindre les cellules photovoltaïques, par contre l'ombrage partiel empêche seulement le rayonnement d'atteindre une partie de la cellule photovoltaïque (une cheminée, un arbre, poussière, Neige,...). Chaque générateur photovoltaïque présente un point de travail unique au niveau duquel il peut fournir la puissance électrique maximale possible, appelé le point de puissance maximal (MPP, Maximum Power Point). Cette puissance dépend principalement de l'intensité de radiation. Si les différents modules d'un « String » au sein d'un générateur photovoltaïque se trouvent à l'ombre, ses propriétés électriques s'en voient nettement modifiées : le générateur photovoltaïque présente maintenant différents points de travail « favorables ». Les cellules recevant moins d'énergie doivent dissiper le surplus de courant délivré par celles qui sont les plus éclairées, créant ainsi des échauffements (haut spot) si le module n'est pas protégé de manière adéquate. Pour éviter la surchauffe de la cellule et les points chauds, et aussi des détériorations définitives, des diodes de protection sont placées sur les générateurs PV de forte puissance (diode by-pass). Cependant, ces protections sont coûteuses en perte du rendement [20].



Figure I.15 : Défaut d'ombrage partiel.

I.9.9.3 Défauts de la diode de by-pass et diode anti-retour

Comme il a été mentionné précédemment La diode de by-pass est une des solutions pour protéger les cellules à l'ombrage partiel. Cette diode se place, en général, en parallèle avec une branche de dix-huit cellules. 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 [21]. De la même manière que pour la diode de bypass, 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...

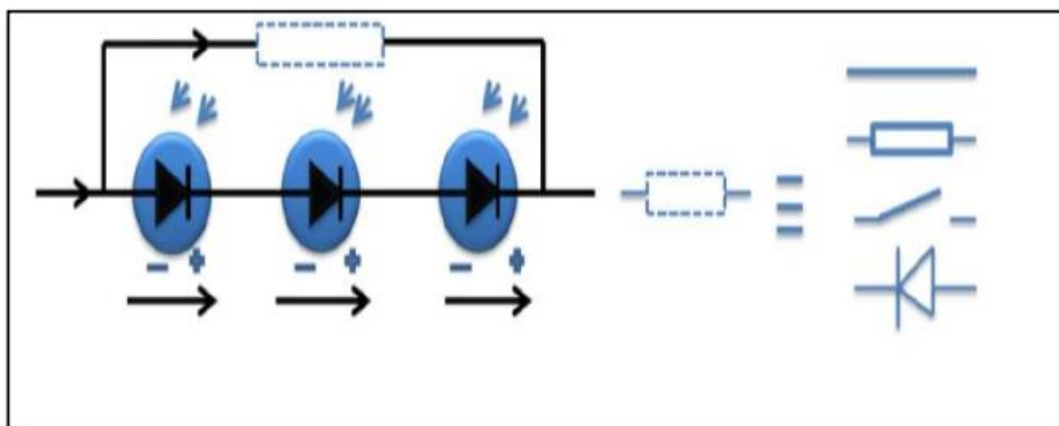


Figure I.16: Défaut de la diode de by-pass.

Conclusion

Dans ce chapitre, le contexte de l'étude a été d'abord sur Un état de l'art sur les différentes méthodes de diagnostic d'un système (PV) photovoltaïque liée par des définitions des mots clé. Puis les déferlants défauts d'un système (PV) 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. Cette thèse s'est concentrée sur la détection et la localisation de déferents défauts dans le système PV.

Chapitre II : Diagnostique des défauts d'un système PV

II.1 Introduction

Dans la partie précédente, les principaux défauts ont été retenus à partir de la liste des défauts les plus fréquents en se fondant sur leur criticité et occurrence. Dans cette partie, nous montrons les méthodes de diagnostic existantes, même si l'intégralité des défauts retenus n'y est pas prise en compte. Lors de la recherche des méthodes de diagnostic, il faut différencier ses deux fonctions : la détection et la localisation. Certaines méthodes utilisées ou proposées effectuent uniquement la fonction de détection. Tandis que certaines autres effectuent la fonction de localisation après que la détection de défauts a été réalisée. Quelques fonctionnalités sont aussi prises en compte telles que la finesse de diagnostic, les mesures nécessaires et la capacité de diagnostiquer en ligne.

II.2 Identification de défauts multiples

L'aptitude d'un système de détecter plusieurs défauts, ce qui est difficile en raison de la nature interactive de la plupart des défauts [38].

II.3 les différentes étapes de diagnostic

Tout système est susceptible de présenter des symptômes révélateurs de défauts. Le défi est de pouvoir détecter et localiser ces défauts d'une manière automatique [22]. Le principe général de surveillance d'un système autonome peut être décrit par la figure II-1, les étapes sont détaillées comme suit [22–23],

Prise de mesures- La mesure que l'on fait sur le système est la seule information pour connaître l'évolution du système. Elle se fait à l'aide d'un capteur approprié et nécessite souvent d'une étape de filtrage.

Détection de défauts- Souvent, il s'agit d'un test statistique traitant un signal susceptible de contenir des informations sur l'état du système à surveiller. Localisation de défauts- C'est souvent une tâche liée aux caractéristiques du système. Il s'agit d'un test qui traite l'information sur l'origine de la provenance du défaut.

Identification de défauts- Il s'agit de caractériser le défaut, d'estimer son importance et son comportement dans le temps [23].

Décision- C'est une décision sur le type d'action à prendre pour rétablir de système. Correction- C'est l'action d'arrêter le système et de procéder à une maintenance corrective [22].

Adaptation- C'est l'action de reconfiguration et d'adaptation de la consigne à injecter dans le système.

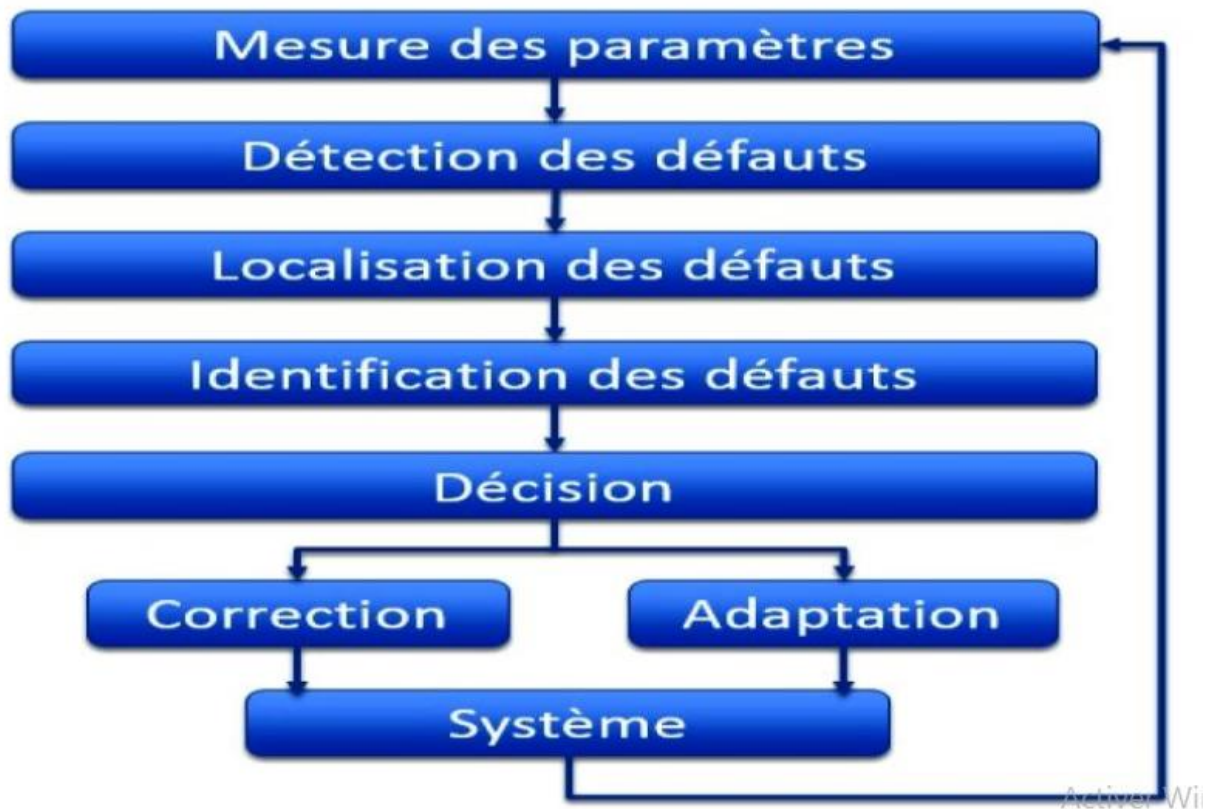


Figure II.1 : Organigramme de diagnostic des défauts

II.4 Architecture de diagnostic

Les principaux objectifs de la surveillance du système PV sont la détection de la défaillance, l'évaluation de la performance et l'assurance du bon fonctionnement du système. Ceci nécessite des données électriques et environnementales à des panneaux photovoltaïque [24, 25].

Pour atteindre ces objectifs, des composants dédiés, tels que les capteurs, l'acquisition de données systèmes, les systèmes de communication de données et le logiciel dédié et les algorithmes pour l'analyse de données sont utilisés [24].

La taille et le fonctionnement du système et des coûts d'entretien sont des paramètres déterminent le système de surveillance adéquat. En revanche, la taille de l'installation photovoltaïque est importante pour la conception du système de surveillance.

L'adoption des capteurs câblés dans les petites installations PV est économique et moins complexe. Cependant, les réseaux sans fil sont plus commodes pour les moyennes et grandes installations photovoltaïques.

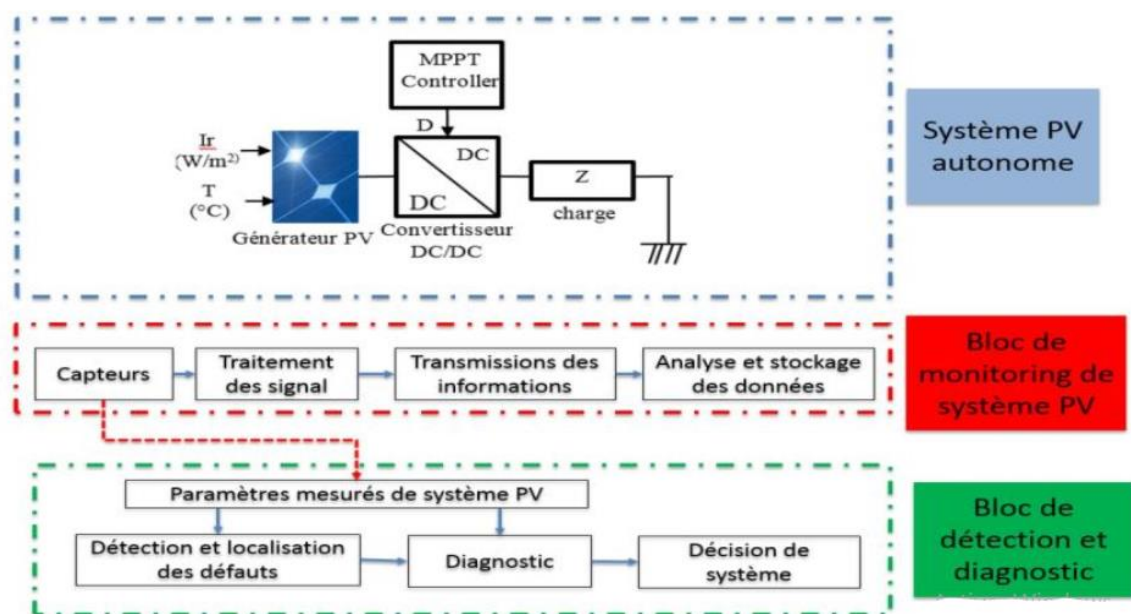


Figure II-2 : Schéma global de détection et de diagnostic du défaut

II.5 Les systèmes tolérants aux défauts

Un système tolérant aux défauts maintient les objectifs nominaux en dépit de l'occurrence d'un défaut. Il permet de garantir la stabilité du système ou des performances dégradées en présence de défauts. La tâche principale qui incombe à la commande tolérante aux défauts est de synthétiser des lois de commande avec une structure pour de garantir la stabilité et les performances du système.

La commande tolérante aux défauts est généralement classée en deux approches distinctes : une approche passive (PFTC) et une approche active (AFTC). L'idée principale dans la première

approche est de faire en sorte que le système en boucle fermée (BF) soit robuste aux incertitudes et à quelques défauts spécifiques, par contre, l'AFTC est amenée à réagir aux diverses défaillances du système en reconfigurant les lois de commande tout en préservant la stabilité et les performances.

II.5.1 classification des commandes tolérantes aux défauts

La synthèse d'une commande tolérante aux défauts vise à déterminer une stratégie de commande qui possède la capacité de limiter, voire d'annuler, les effets d'un défaut sur les performances du système. [47] [48].

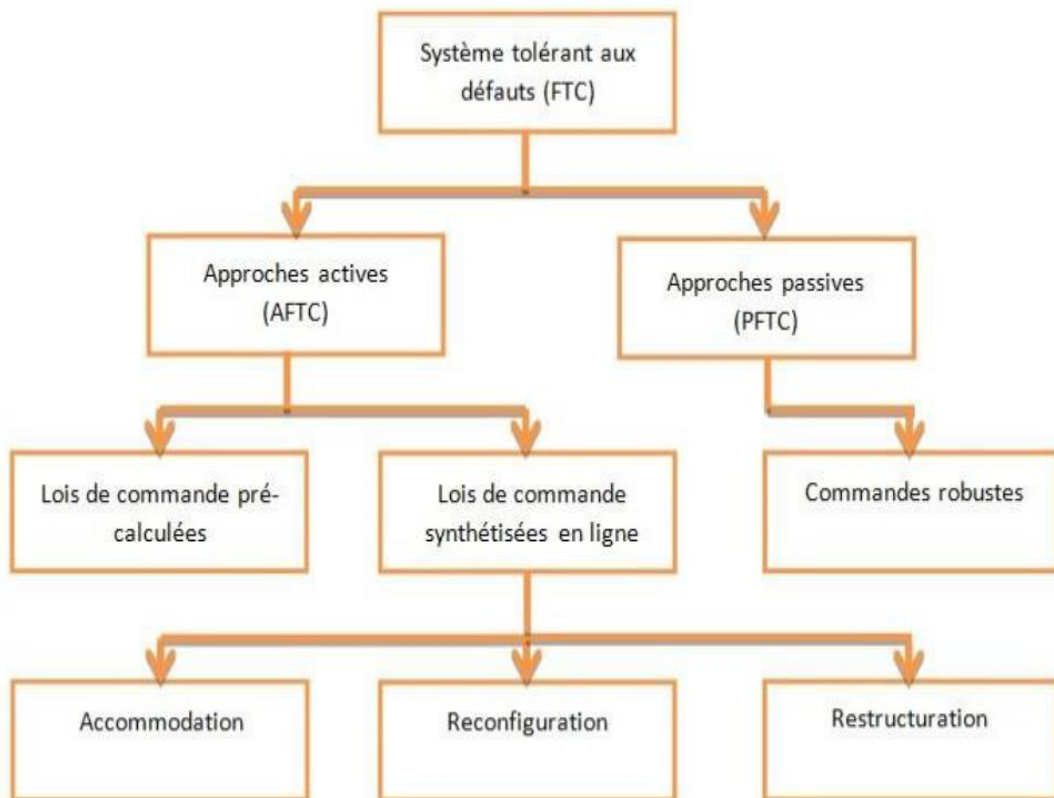


Figure II-3 Classification des commandes tolérantes aux défauts

Le diagramme de la Figure II-3 illustre la classification des méthodes de commande tolérantes aux défauts en deux classes, passive et active.

II.5.1.1 Approches passives

Les méthodes passives utilisent les techniques de la commande robuste pour s'assurer que le système en boucle fermée demeure insensible à certains défauts avec des régulateurs constants et sans utilisation d'information en ligne des défauts sur le système ni un bloc de Détection et de localisation (FDI) [49]. Elles sont basées sur l'idée que pour le système de commande, les défauts représentent des perturbations ou des erreurs de modélisation, et elles exploitent la robustesse des lois de commandes utilisées, pour éliminer leurs effets. Donc, le régulateur « passif » rejette le défaut si ce dernier se comporte comme une simple incertitude (erreur de modélisation) ou s'il se manifeste comme une perturbation tolérable. Il est à noter que dans les méthodes passives, le système en défauts continue d'opérer avec le même régulateur et la même structure de commande: les objectifs et les performances restent les mêmes que ceux du système nominal.

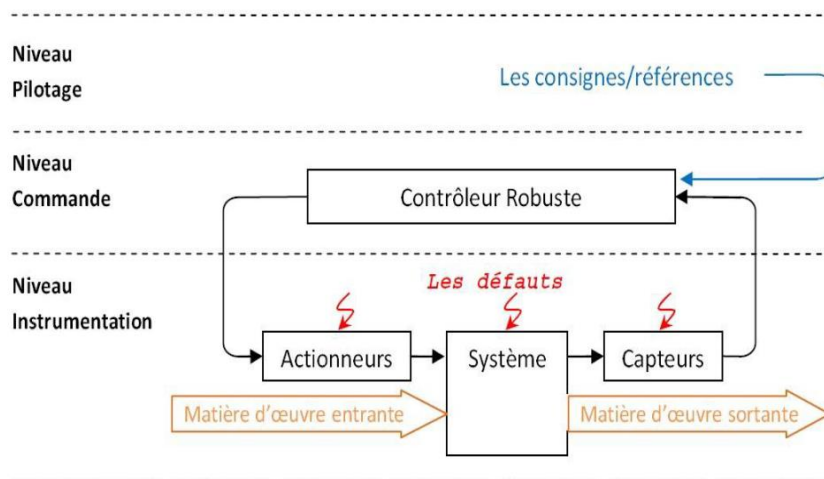


Figure II-4 Niveaux d'un système PFTC

II.5.1.2 Approche active

À la différence de l'approche passive, l'approche active, dont la structure est illustrée par la Figure II-4, réagit "activement" sur les défauts en configurant en ligne la loi de commande de manière à maintenir la stabilité et les performances nominales du système [50]. Cette approche permet alors de traiter des défauts imprévus mais nécessite une méthode efficace de détection et d'isolation (FDI), permettant de fournir de manière aussi précise et rapide que possible, une information sur les défauts éventuels (temps d'occurrence, le type et l'amplitude du défaut).

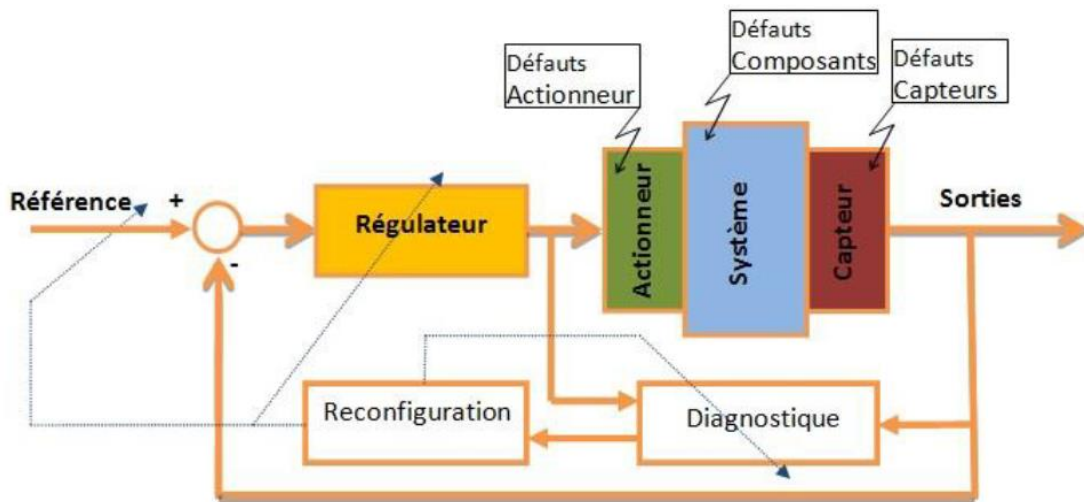


Figure II-5 Structure d'un système AFTC

II.6 Méthodes de détection et de localisation de défauts dans un système photovoltaïque

Si nous voulons maximiser la production d'énergie pendant toute la vie du système photovoltaïque, nous devons être capables de reconnaître l'instant d'apparition d'un défaut ou une réduction de la puissance de sortie. Nous devons également savoir ce qui a causé la perte de la production dès que possible, et de trouver une solution rapide. Car le temps d'arrêt du système provoque en effet un dommage économique et une diminution de la production d'électricité [26].

II.7 Caractérisation électrique

II.7.1 Méthode indépendante des données climatiques

Ce type de méthodes ne demande pas de mesures des paramètres météorologiques pour la {détection et la classification de défaut, 'DCD'} [25]. Ces méthodes utilisent des appareils de mesure, tels que RLC-mètre et le générateur de signaux. Elles sont basées sur l'analyse de la réponse de système PV juste après l'injection de signal à traiter. Parmi ces techniques, on peut citer la technique de mesure de la capacité de la terre qui a été proposée par Taka-shima et al. (2006) afin de détecter la déconnexion d'un panneau PV de la branche [27].

II.7.2 Mesure de tension/courant

Cette technique est basée sur les mesures des signaux électriques, qui sont la tension et le courant [28]. Hirata et al. (2011) ont développé une fonction de diagnostic qui permet d'obtenir les courbes I (V) des PV modules de la même branche pour détecter automatiquement certaines défaillances. [29]. Kaplanis et al. (2011) ont calculé de facteur de forme (FF), les résistances série et parallèle à partir de la courbe I (V) [30].

II.7.3 Comparaison des valeurs simulées et mesurées des signaux de sortie de système PV

Grâce à ce genre de technique, la comparaison entre les valeurs simulées et mesurées, des signaux de sortie du système PV, permet la détection de pannes {Chouder et al. (2010), Silvestre et al. (2013)} [31, 32]. Afin de déterminer la puissance de sortie souhaitée du système PV, et divers modèles prédictifs ont été testés. En général, ces techniques aident à déterminer les seuils théoriques, pour lesquels la variation de puissance de sortie des systèmes ne dépasse pas, sinon le système est considéré défectueux.

II.7.4 Analyse des de perte de puissance

L'analyse des pertes de puissance dans le PV système revient à déterminer les pertes de puissance qui sont calculées en comparant les données mesurées aux résultats simulés. Chouder et al. (2010), ont proposé une méthode de détection, de supervision et de défaut sur la base des analyses de pertes de puissance [32].

Silvestre et al. (2013) ont utilisé les ratios de tension et de courant dans l'algorithme de détection de pannes et ce en mesurant les pertes capturées dans un système PV [31].

II.7.5 Technique d'intelligence artificielle

Cette technique est appliquée pour la DCD. Elle se base sur l'apprentissage qui permet des nouvelles conditions correspondant à un type de données particulier. (Schapire, 2008). Diverses techniques pour la DCD basées sur l'intelligence artificielle (IA) ont été citées dans la littérature.

Parmi ces articles, on peut citer, Shah et al., (2016) ont traité les défauts liés à l'ombrage en utilisant l'algorithme de la logique floue, 'LF' [33]. Zhou et al., (2015) avait présenté un contrôleur basé sur la logique floue, 'LF' pour atteindre le MPP [34].

Liu et al., (2014) ont utilisé le réseau de neurones artificiel (ANN) les différents défauts liés au fonctionnement du champ PV [35].

II.7.6 Modèles basés sur la température et échange de chaleur

Cette technique est basée sur le fait, que les défauts qui apparaissent dans le générateur PV provoquent un changement de la température du module PV. Hu et al., (2013) et Vergura et al., (2012) ont modélisé les défauts physiques de différents types de cellules PV à l'aide de la méthode d'élément limité [36, 37]. Elle est basée sur le comportement thermique des cellules PV résultant de pannes électriques.

II.7.7 Surveillance des courants résiduels (SCR)

Les appareils de surveillance des courants résiduels écartent la différence entre le courant entrant et sortant de système PV à travers les conducteurs porteurs de courant {current carrying conductors (CCC)} positifs et négatifs. Pour protéger le système PV contre les failles, la surveillance des courants résiduels, 'SCR' peut être installé pour chaque branche ou pour l'ensemble de l'installation PV [39, 40]. En considérant le courant de fuite des modules PV, la sensibilité de ce système de surveillance, 'SCR' doit être définie. Il est recommandé que le réglage de courant différentiel, ' ΔI ' à qui un RCD signale un défaut à la terre doit être choisi selon l'équation suivante [41].

$$\Delta I \leq \text{CSL} \times I_{\text{fuite, max}}$$

Où **$I_{\text{fuite, max}}$** est le courant de fuite maximal et CSL est le facteur de pondération. Les valeurs de CSL doivent être inférieures à (un) 01 pour éviter les fausses disjonctions causées par les erreurs de mesure ou les bruits externes.

II.8 technique de détection de défaut

II.8.1 Détection de défauts de la mise de la terre

Un défaut à la terre est un court-circuit entre un conducteur et la terre ou un élément conducteur mis à la terre. Il génère un courant appelé homopolaire circulant par erreur du conducteur vers la terre [39,42]. Il peut être monophasé ou triphasé. C'est peut être la cause de l'incendie au niveau de l'installation PV, donc il est indispensable de détecter ce genre d'anomalies. A cet effet, Flicker *et al*, (2016) ont analysé les défauts de la mise de la terre dans les installations PV et l'efficacité du fusible.

Le détecteur de courant résiduel / supervision d'isolation ; l'isolation monitor et les équipements de protection de défaut de la terre par simulation et des tests expérimentaux pour réduire au minimum les éventuels et indésirables disjonctions tout en maximisant la détection de défaut du photovoltaïque [43].

II.8.2 Inspection visuelle

L'inspection visuelle est la première étape dans la détection des défauts. Cette étape est décisive pour définir les types de test à appliquer sur le module PV afin d'évaluer son état. Dans le but de réaliser une bonne analyse des données résultantes, cette inspection doit être effectuée dans des conditions qui répondent à la norme IEC61215 [44]. Afin de bien identifier le défaut, ce dernier doit être inspecté sous différents angles. Une procédure d'inspection visuelle détaillée pour l'opération et de la maintenance des systèmes PV est mentionnée par Haney et al, (2013) [44].

II.8.3 Imagerie infra-rouge/thermique

L'imagerie IR/thermique est une autre méthode très répandue pour le diagnostic de panne PV. Cette méthode est basée sur le concept de génération de chaleur localisée à cause des mauvais contacts, short circuits, etc.... Dans une série connectée des cellules PV, certaines cellules qui génèrent moins de courant par rapport à d'autres cellules deviennent inversées, biaisées et agissent comme résistance et dissipent par effet de Joule la chaleur.

II.8.4 Inspection par ultrasons

Ceci méthode est non destructive. Elle consiste à capter des ondes ultrasoniques, qui portent à plus de 20 kHz, afin de les analyser et les interpréter. Grâce à cette technique, le module PV subit un balayage afin de détecter des fissures des cellules qui peuvent se produire durant le processus de fabrication ou lors de l'exploitation de module PV.

II.8.5 Thermographie infrarouge

La thermographie infrarouge {Lock-in thermography (LIT)} permet l'inspection de panneaux PV afin d'optimiser le rendement de l'installation en détectant d'éventuels défauts tels que : les points chauds (hot spots), défauts au niveau de la boîte de jonction (induisant des échauffements), dégradation de module PV, etc... Straube et al. (2011) ont montré expérimentalement qu'il est possible d'obtenir des images de lock-in thermographie d'une couche active à travers une couche de verre de 3 mm qui est essentiellement opaque au

rayonnement infrarouge [45]. Dans le but d'évaluer les performances de la cellule PV, Breitenstein et al., (2016) ont effectué une étude comparative entre la méthode appelée 'Elba' qui repose sur l'injection dépendant de photoluminescence (PL) et la méthode appelée 'Local I-V', qui est issue de la technique de blocage sombre de la thermographie (DLIT) sur une cellule solaire [46].

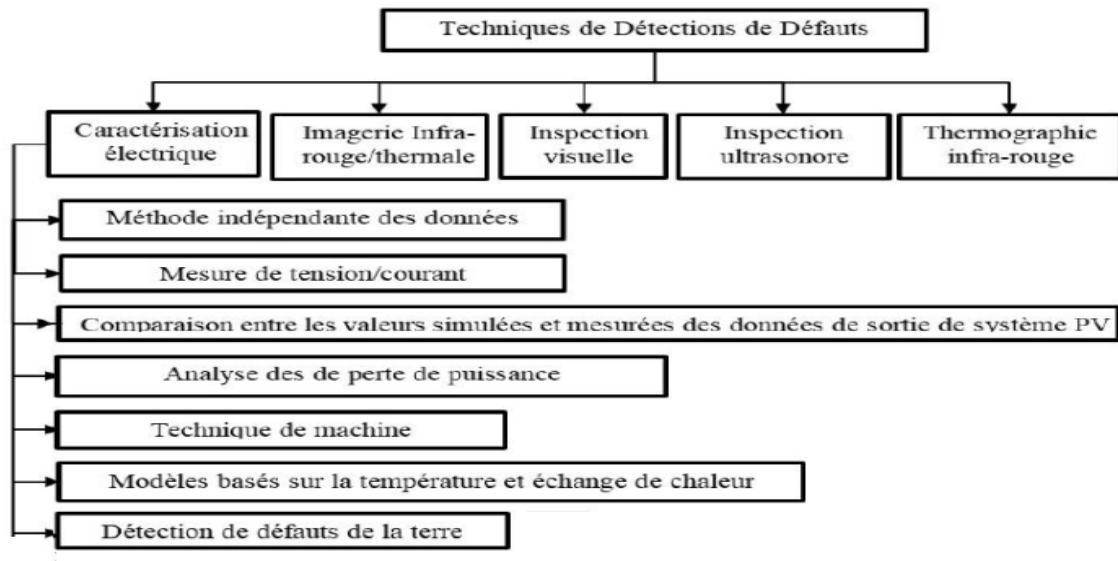


Figure II.6 : Techniques de détection de défauts pour les systèmes PV autonomes

Conclusion

Nous avons donné quelques notions de base sur les méthodes de diagnostic des panneaux photovoltaïques. 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. On a bien remarqué que ces méthodes sont en général différentes des méthodes appliquées sur les autres systèmes. On a aussi observé que les méthodes de diagnostic de défauts utilisées dans les PV sont divisées en deux grandes parties :

- ✓ 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, EL
- ✓ Méthodes dites automatiques puisqu'elles ne nécessitent pas l'intervention de l'homme, ces méthodes reposent sur la récolte des informations nécessaires à l'aide des capteurs, et ensuite la prise de décision est assurée soit par l'élimination soit par l'analyse des données récoltées.

Dans le chapitre suivant, nous allons nous concentrer sur les méthodes de diagnostic automatiques, en respectant bien sûr les critères de coût, de simplicité et de facilité d'implémentation tout en essayant de réduire le temps de la détection et de localisation des défauts.

Chapitre III : Diagnostic des défauts d'ombrage et de la résistance série

III.1 Introduction

Un système photovoltaïque peut être soumis, au cours de son fonctionnement, à différents défauts et anomalies conduisant à une baisse de la performance du système voir même à son indisponibilité.

Dans ce chapitre, nous survolons ces défauts et leurs conséquences sur le système photovoltaïque.

- **La détection**, qui consiste à prendre une décision binaire, soit le système fonctionne correctement soit une panne s'est produite,
- **La localisation**, son rôle est de déterminer l'emplacement et les composants défectueux,
- **l'identification**, elle consiste à déterminer l'allure de la panne en vue de déterminer le type de maintenance ou de correction à réaliser sur l'installation.

III.2 L'outil MATLAB / Simulink

MATLAB : fait également partie d'un ensemble d'outils intégrés dédiés au Traitement du Signal. En complément du noyau de calcul Matlab, l'environnement comprend des modules optionnels qui sont parfaitement intégrés à l'ensemble :

a- Une vaste gamme de bibliothèques de fonctions spécialisées (Toolboxes).

b-Simulink, un environnement puissant de modélisation basée sur les schémas-blocs et de simulation des systèmes dynamiques linéaires et non linéaires.

c- Des bibliothèques de blocs Simulations spécialisés (Blocksets).

d- D'autres modules dont un Compilateur, un générateur de code C, un accélérateur.

e-Un ensemble d'outils intégrés dédiés au Traitement du Signal : le DSP Workshop.

SIMULINK : Est une plate-forme de simulation multi-domaine et de modélisation des + systèmes dynamiques. Il fournit un environnement graphique et un ensemble de bibliothèques

contenant des blocs de modélisation qui permettent le design précis, la Simulation, l'implémentation et le contrôle de systèmes de communications et de traitement du signal [51].

III.3 Modélisation du système photovoltaïque

A - Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque PV

Un module PV se compose d'un certain nombre de cellules solaires connectées en série et en parallèle pour obtenir les niveaux de tension et de courant désirés. Une cellule de panneau solaire est essentiellement une jonction de semi-conducteur p-n. Lorsqu'il est exposé à la lumière, un courant continu est généré. Pour simplifier, le modèle à une seule diode de la figure 2 est utilisé dans ce Document. Ce modèle offre un bon compromis entre simplicité et précision avec la structure de base. Le circuit équivalent du modèle général se compose d'un photo-courant (I_{ph}), d'une diode, d'une résistance parallèle (R_p) exprimant un courant de fuite et d'une résistance série (R_s) due aux contacts entre les semi-conducteurs et les parties métalliques

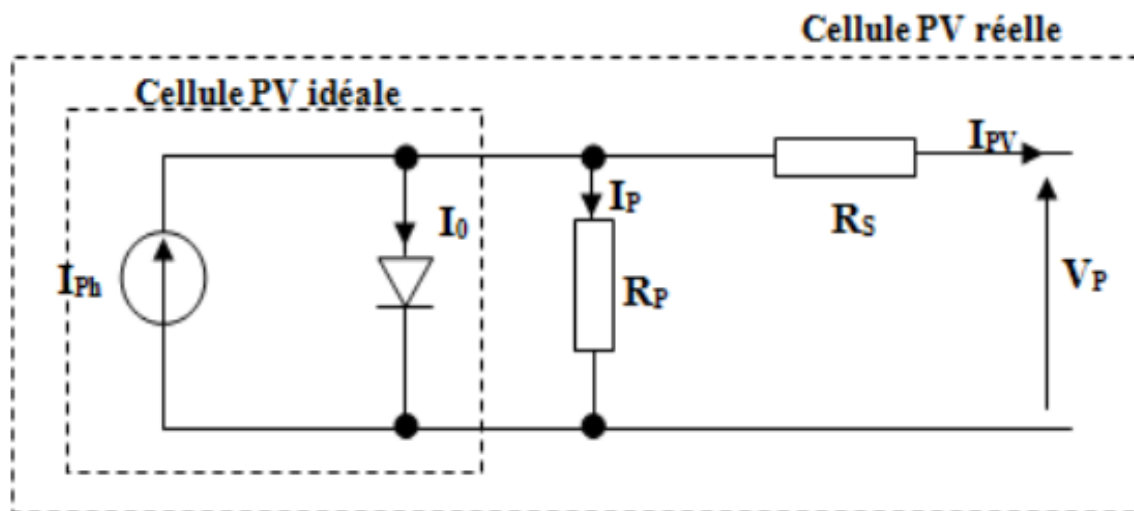


Figure III-1 Modèle équivalent d'une cellule PV

B - Equations de la cellule PV

Dans la Figure III-2. En appliquant la loi de Kirchhoff, le courant sera obtenu par l'équation suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 - I_p \quad (1)$$

I_{ph}: est un courant généré par la lumière ou le photo courant.

I_p: courant qui circule dans la résistance parallèle, est donnée par l'équation suivante :

$$I_p = \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (2)$$

I₀: le courant de la diode qui est proportionnel au courant de saturation, il est donné par l'équation suivante :

$$I_0 = I_s \left[\exp \left(\frac{q \cdot (V + I.R_s)}{K.T_c.A} \right) - 1 \right] \quad (3)$$

- **I_s** : est le courant de saturation inverse en ampère (A)
- **q** : charge d'électrons ($1,6 \times 10^{-19}$ C)
- **k** : constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J / K)
- **T_c** : est une température de cellule en Kelvin (K)
- **A** : est un facteur idéal
- **R_s** : est une résistance série (Ω)

Nous remplaçons dans l'équation (1), l'équation caractéristique tension-courant d'une cellule solaire est donnée comme suit :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{q \cdot (V + I.R_s)}{K.T_c.A} \right) - 1 \right] - \frac{(V + I.R_s)}{R_p} \quad (4)$$

La photo courant dépend principalement de l'ensoleillement et de la température de fonctionnement de la cellule, qui est décrite par l'équation suivante :

$$I_{ph} = [I_{sc} + K_i \cdot (T_c - T_{ref})] \cdot \frac{G}{G_{ref}} \quad (5)$$

- **I_{sc}** : est le courant de court-circuit de la cellule à 25 ° C et 1000W / m²,
- **K_i** : le coefficient de température du courant de court-circuit de la cellule,
- **T_{ref}** : est la température de référence de la cellule, en Kelvin (K) (= 25C ° + 273),
- **G** : est l'ensoleillement en watt /mètre carré (W / m²),
- **G_{ref}** : est l'insolation de référence de la cellule (= 1000W / m²),

$$I_s = I_{rs} \left(\frac{T_c}{T_{ref}} \right)^3 \cdot \exp \left[\frac{q \cdot E_g \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_c} \right)}{K.A} \right] \quad (6)$$

D'autre part, le courant de saturation de la cellule varie avec la température de la cellule, qui est décrite comme suit :

- **I_{rs}**: le courant de saturation inverse de la cellule à une température de référence rayonnement solaire
- **E_g**: est l'énergie de gap du semi-conducteur utilisé dans la cellule en électronvolt (eV)
- **A**: est le facteur idéal qui dépend de la technologie PV [52].

Le courant de saturation inverse est donné par l'équation suivante

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{\exp\left(\frac{q \cdot V_{oc}}{N_s \cdot A \cdot K \cdot T_c}\right) - 1} \quad (7)$$

- N_s: nombre des cellules en série d'un module PV
- I_{sc}: est le courant de court-circuit
- V_{oc}: est la tension en circuit ouvert

III.4 Méthode d'identification des défauts

La Figure IV.2 suivante montre l'organigramme de l'approche de diagnostic proposé, qui résume l'étape de détection, localisation et d'identification expliquée plus haut.

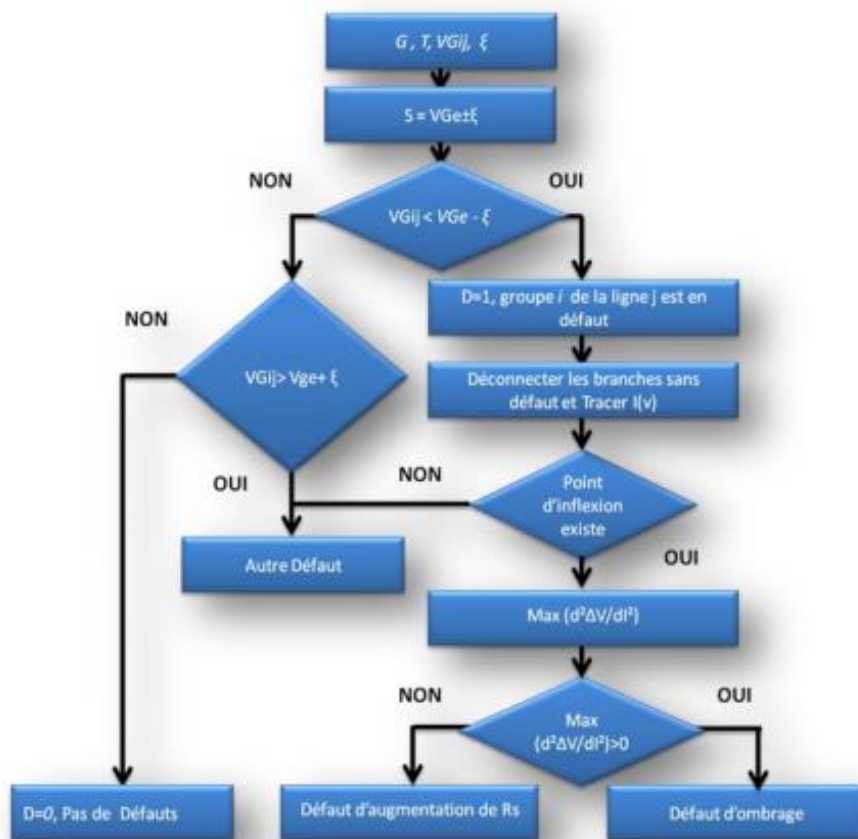


Figure III-2 : Algorithme de diagnostic de défauts

III.5 Simulation du module PV

III.5.1 Simulation du module PV en cas normale

Sur la base du modèle mathématique de la cellule solaire développé dans le titre précédent, on obtient le bloc schématique de SIMULINK est montré sur la Figure (III.2).

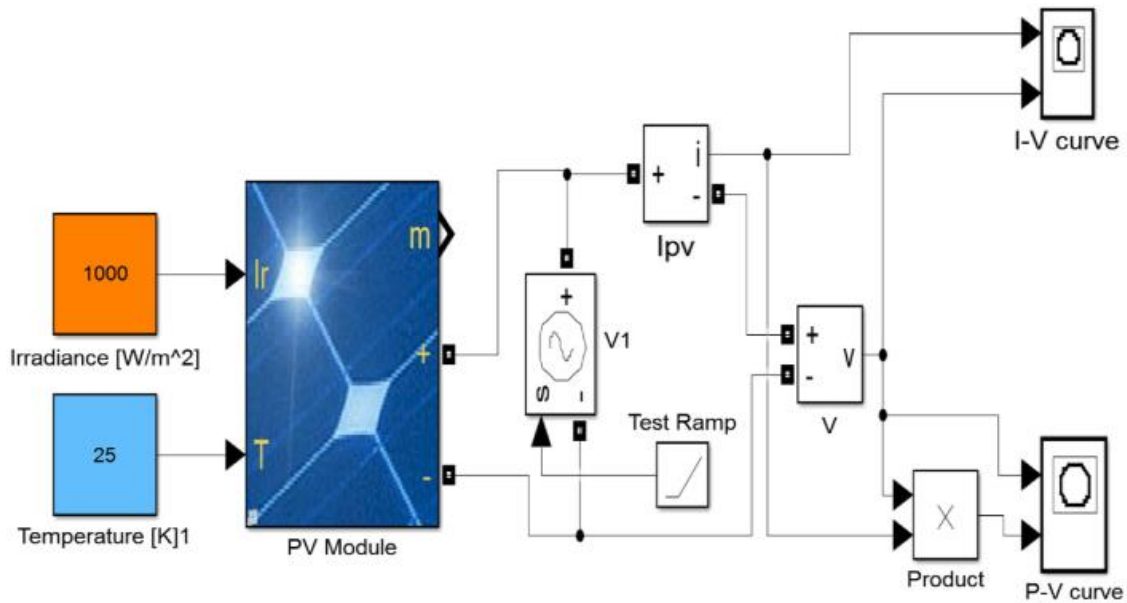


Figure (III.3) : schéma Bloc du module solaire dans SIMULINK.

Caractéristique ($I_{pv} = f(V_{pv})$) : À température et éclairement constants, et particulièrement aux conditions standards (STC) ($G = 1000 \text{ w/m}^2$. $T = 25^\circ\text{C}$). La caractéristique ($I_{pv} = f(V_{pv})$) est donnée par la figure (III.3).

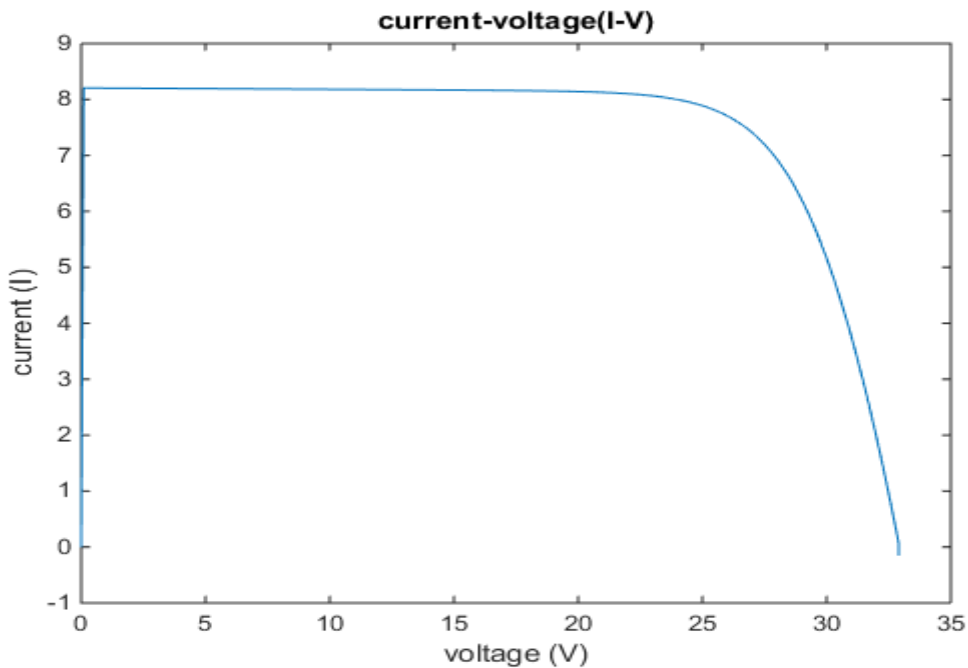


Figure (III.4) : Résultats de simulation des caractéristiques (Courant –Tension) du module PV

Caractéristique ($P_{pv} = f(V_{pv})$) : À température et éclairement constants, et particulièrement aux conditions standards (STC) ($E = 1000 \text{ w/m}^2$. $T = 25^\circ\text{C}$). La caractéristique ($P_{pv} = f(V_{pv})$) est donnée par la figure (III.4).

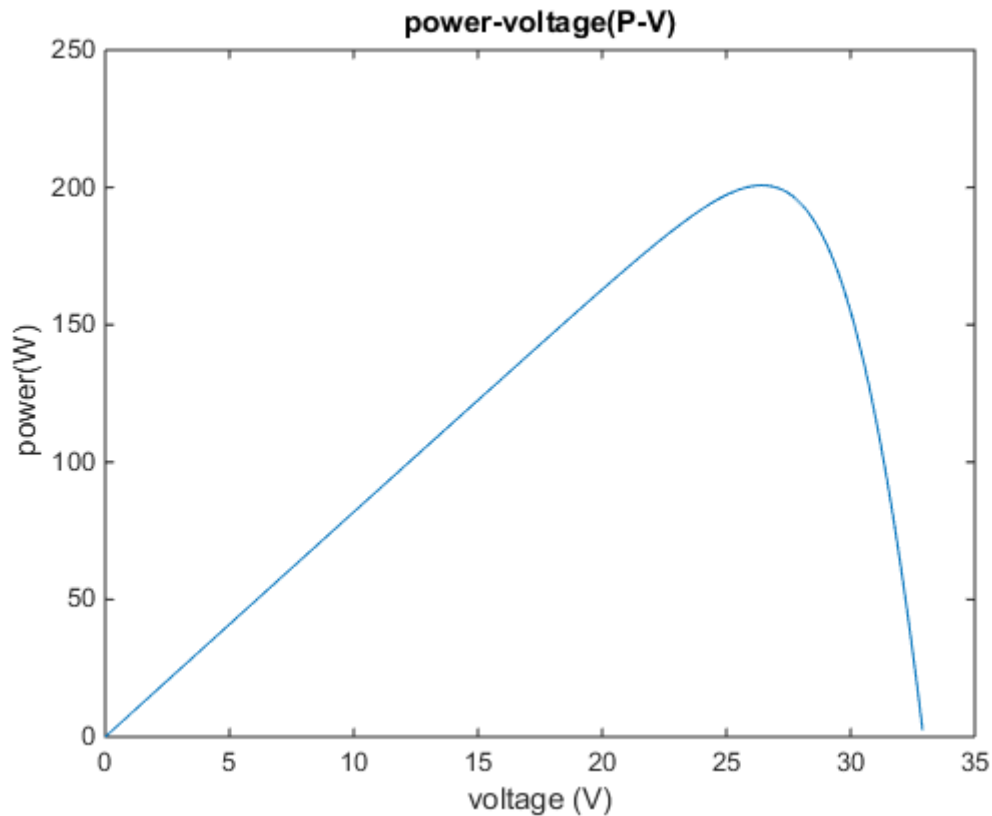


Figure (III.5) : Résultats de simulation des caractéristiques (puissance –tension)

III.4.2 Simulation du module PV en cas d'Influence de L'éclairement

D'après la figure (III.5), on remarque une forte diminution du courant de court-circuit par rapport à l'éclairement (E) et une faible diminution de la tension du circuit ouvert. C'est qui prouve que le courant de court-circuit de la cellule dépend au éclairement, par contre la tension de circuit ouvert subit une légère augmentation quand l'éclairement varie de 200 W/m^2 a 1000 W/m^2 .

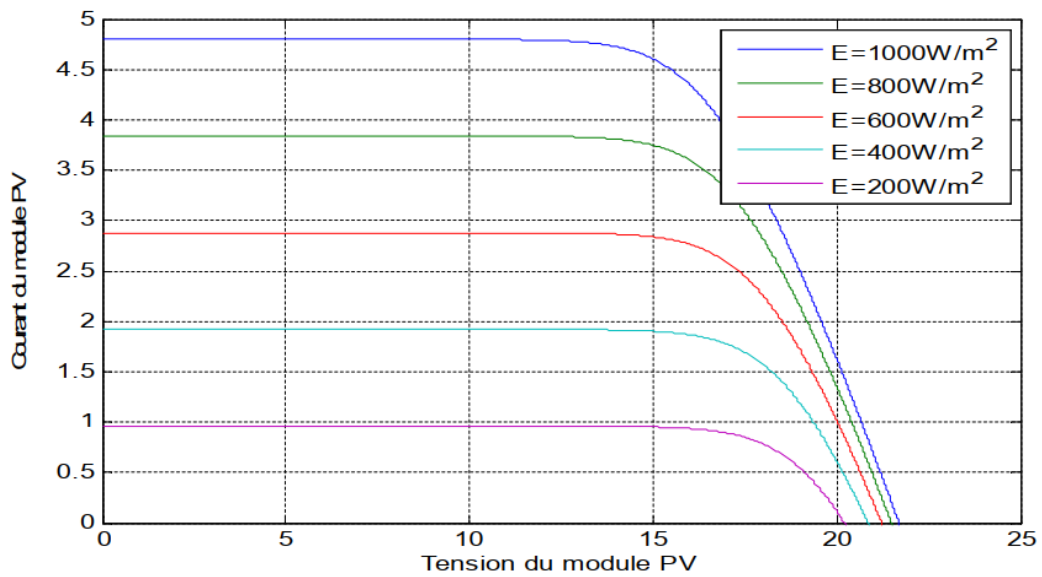


Figure (III.6) : Résultats de simulation des caractéristiques Courant-Tension

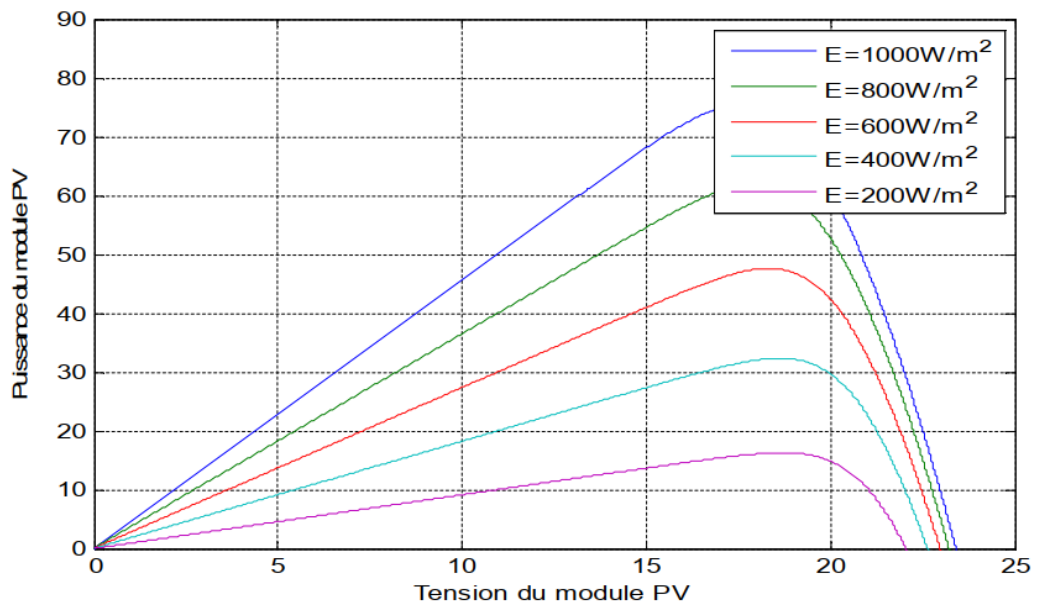


Figure (III.7) : Résultats de simulation des caractéristiques Puissance-Tension

III.4.2 Simulation du module PV en cas d'Influence d'ombrage

Il se peut qu'un obstacle, de quelque nature qu'il soit (bâtiment, arbre, etc.) fasse de l'ombre aux panneaux solaires. Un ombrage sur les capteurs photovoltaïques entraîne une perte

de production d'énergie. Cette perte de production varie en fonction de la taille et de la densité de l'obstacle. Mieux vaut quantifier l'importance de la perte avant d'entreprendre de poser ses panneaux photovoltaïques. On peut distinguer deux types d'ombrages: l'ombrage partiel et l'ombrage total. On appelle ombrage total ou complet ce qui vient couvrir le panneau (couverture, branche cassée, saleté de toute nature, etc.). L'ombrage partiel laisse passer en partie les rayons du soleil. Il faut savoir que les cellules photovoltaïques sont montées en série. La cellule la plus faible va donc avoir un impact sur le rendement des autres cellules. Ainsi, l'ombrage total d'une rangée de cellules peut rendre l'ensemble du module photovoltaïque inefficace. Toutefois, les panneaux photovoltaïques sont aujourd'hui équipés de diodes by-pass, ce qui permet de limiter l'impact d'une ombre sur une partie du panneau.

Afin de simuler l'effet de l'ombrage partiel sur la caractéristique I(V), les Figures suivantes présentent les caractéristiques dans le d'un ombrage partiel.

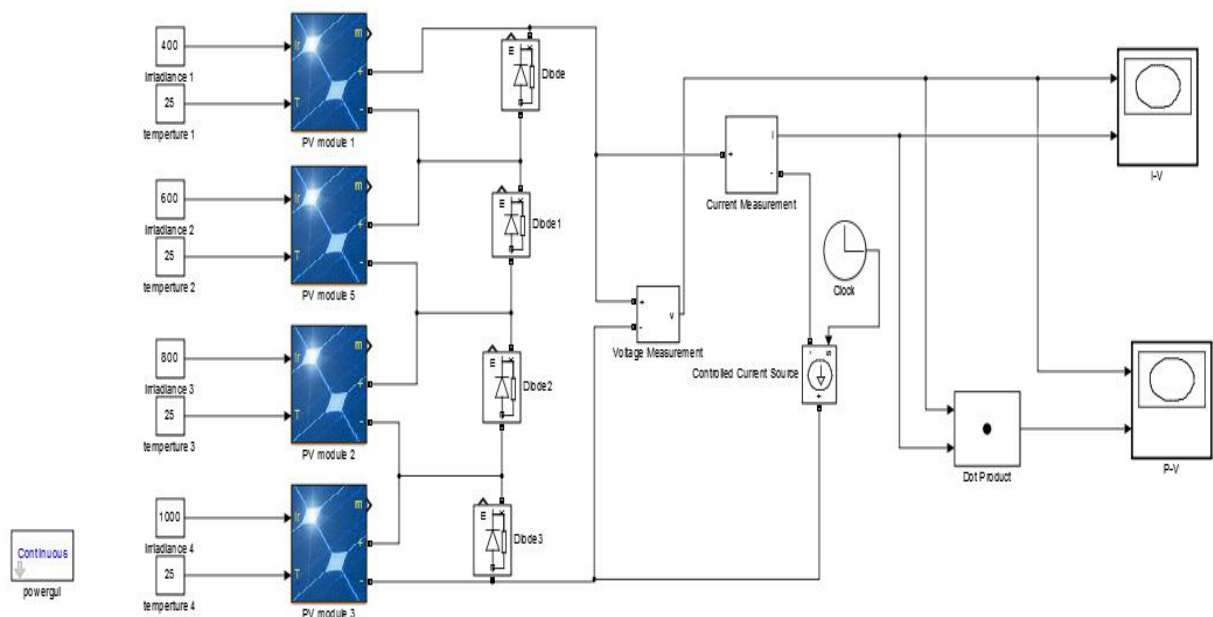
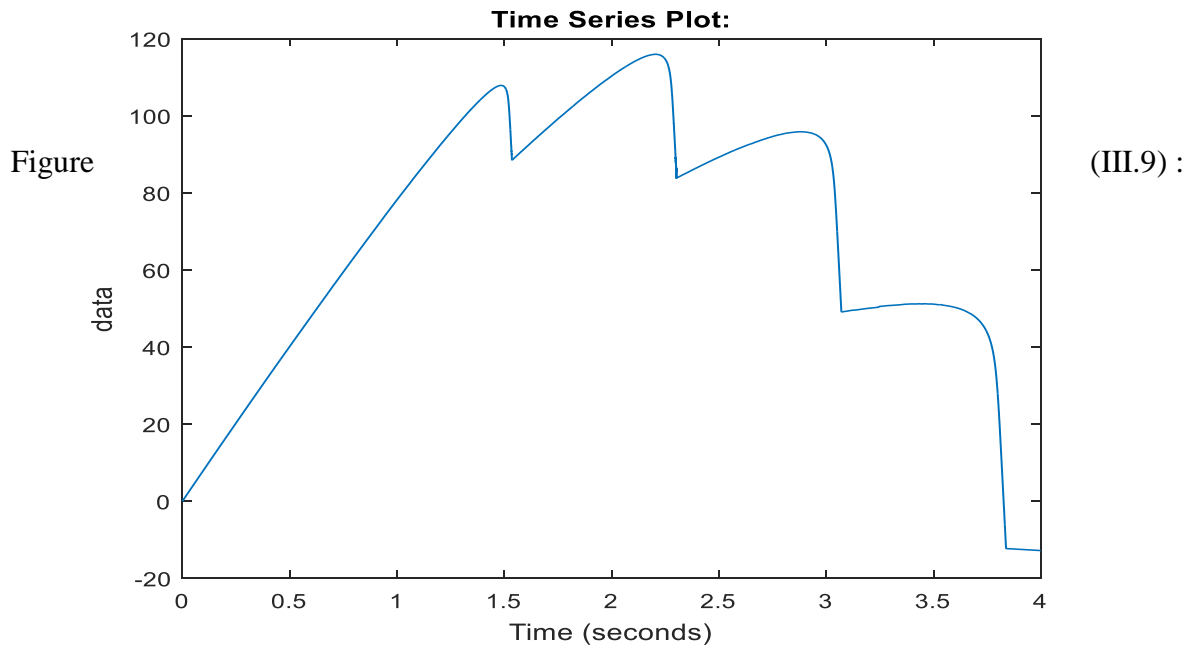


Figure (III.8) : schéma Bloc du module solaire dans SIMULINK sous l'ombrage.

Résultats de simulation des caractéristiques (Courant –Tension) et (Puissance –Tension)

Du module PV sous l'ombrage



Caractéristiques (Puissance–Tension) du module PV en fonction du temps

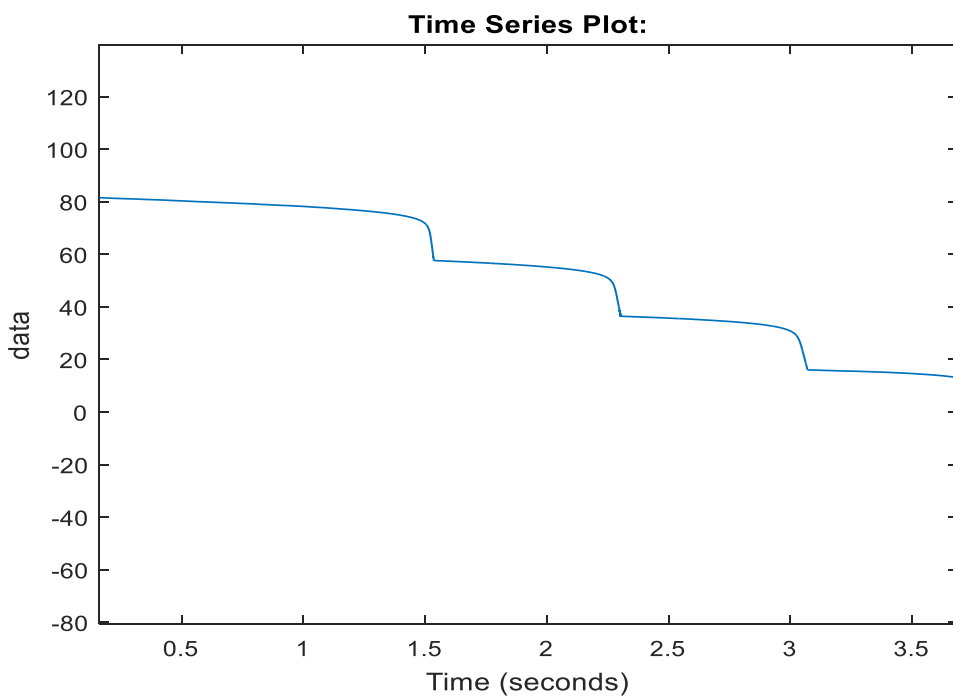


Figure (III.10) : Caractéristiques (Courant–Tension) du module PV sous l’ombrage en fonction du temps.

III.4.4 Simulation du module PV en cas d’Influence de la résistance série

Comme il est signalé précédemment l’augmentation de la résistance série est causée généralement par la corrosion de la connectique entre deux modules photovoltaïque, une vis de

connexion mal serrée, la corrosion de point de soudure entre cellules..., en fonctionnement normal, cette résistance de connectique est quasi nulle. La valeur de cette résistance peut être augmentée dans plusieurs cas anormaux.

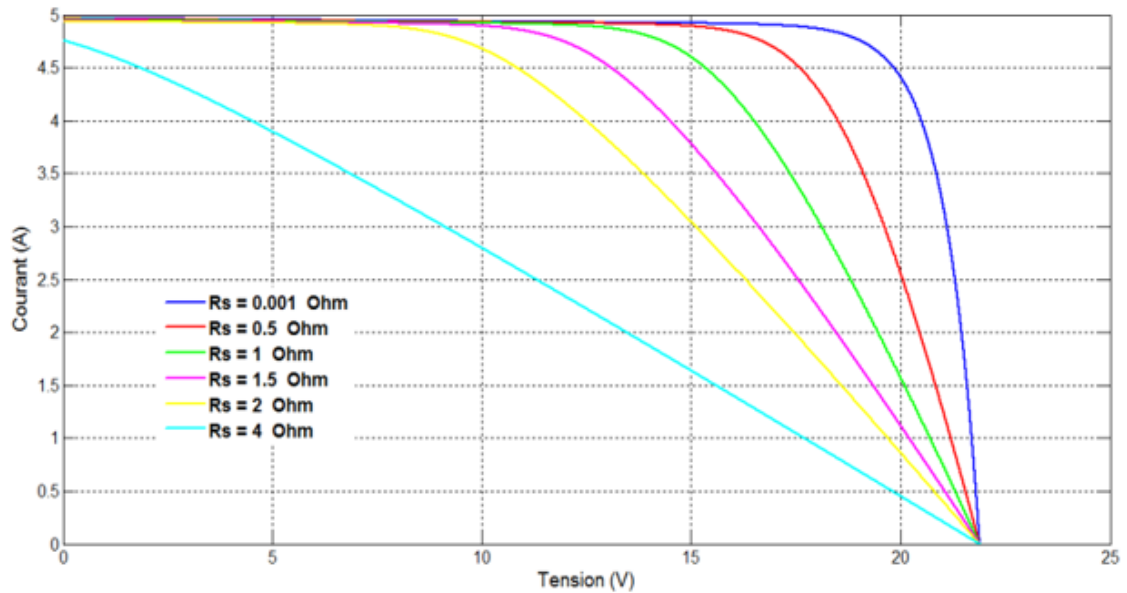


Figure (III.11) L'Influence de la résistance série la caractéristique courant-voltage

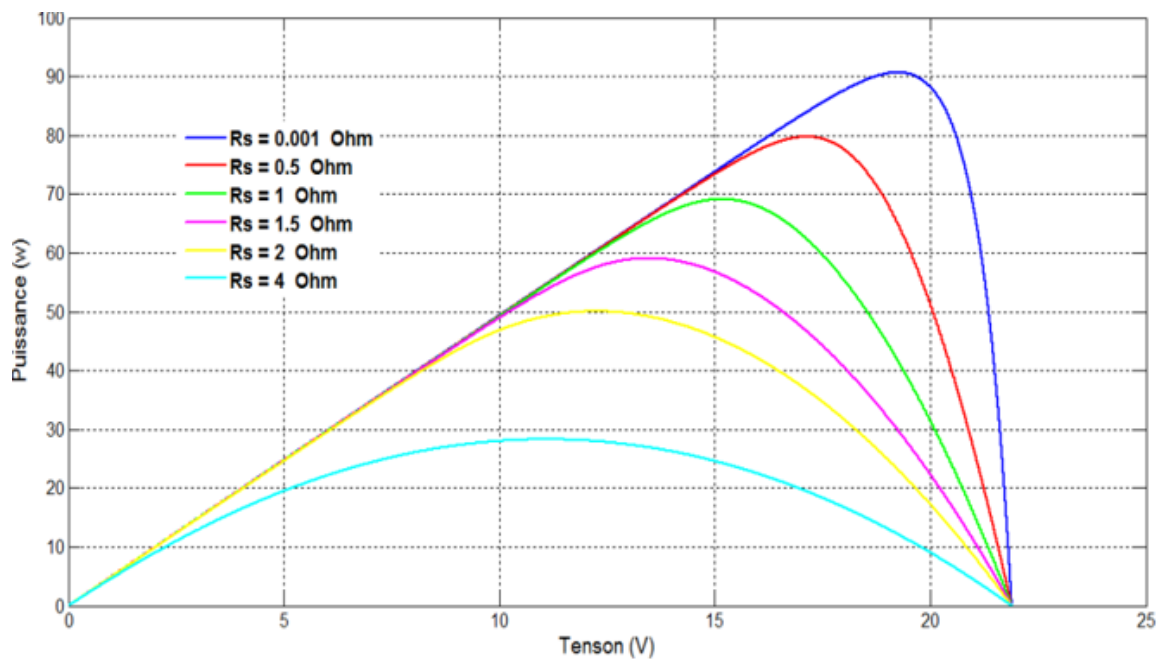


Figure (III.12) L'Influence de la résistance série la caractéristique puissance-voltage

Une grande augmentation de cette dernière entraîne une perte en tension pour une limite donnée, la perte en tension peut être suffisamment grande pour ensuite rendre la tension du groupe négatif et faire basculer la diode de by-pass en mode passant, ce qui donne des points d'inflexion dans la courbe I(V), la figure suivante qui montre le changement provoqué par l'augmentation de la résistance série.

Pour changer la valeur de résistance série RS sur l'algorithme

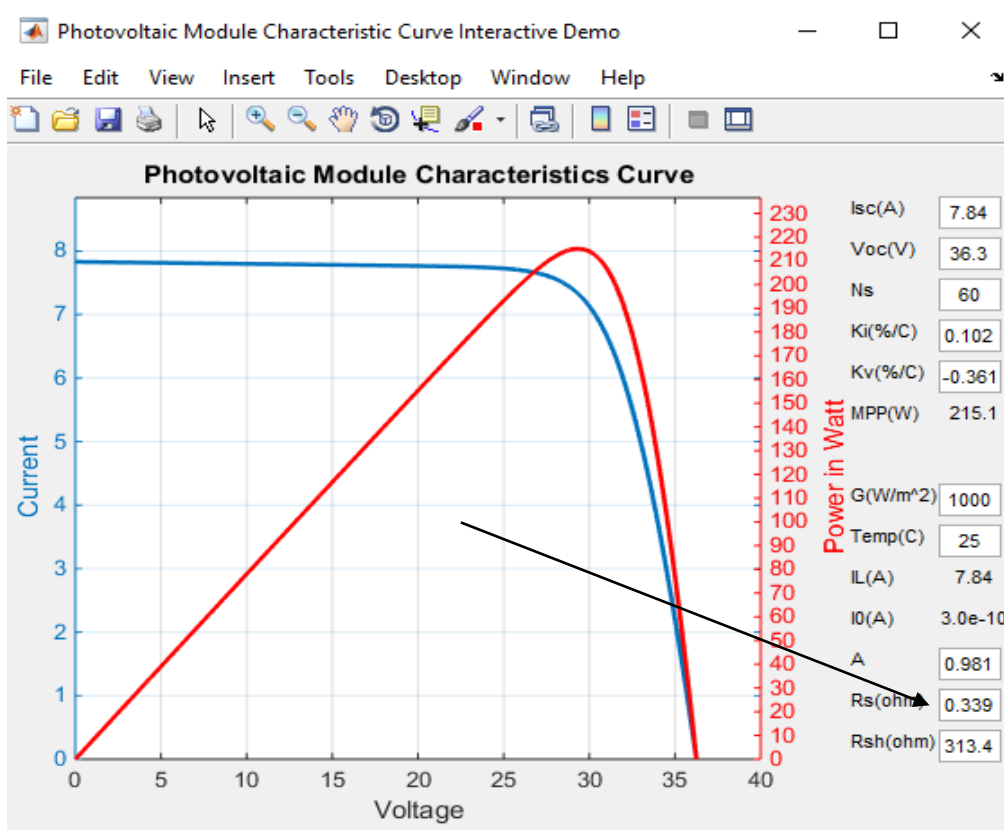


Figure (III.13) Le code MATLAB après Simulation.

Conclusion

Nous avons touché dans ce chapitre les étapes de la réalisation d'un circuit pour la détection visuelle de l'ombrage partiel et l'augmentation de résistance série, et nous avons étudié le principe de fonctionnement et les résultats des tests.

Conclusion Générale

Ce travail a été orienté vers le diagnostic des défauts d'ombrage et de l'augmentation de la résistance série au niveau des panneaux photovoltaïques. Une approche globale a été proposée en se basant essentiellement sur l'analyse de la caractéristique $I(V)$. La motivation majeure de ce travail réside dans le fait que les défauts cités précédemment engendrent la même signature sur la caractéristique. La contribution apportée dans cette thèse apparaît dans la capacité de séparer les deux signatures d'une part et de proposer un logiciel, qui permette de tracer la caractéristique de n'importe quel PV de manière automatique et de fournir une aide à la décision du diagnostic des défauts précédents.

Dans le premier chapitre, nous avons fait le contexte de l'étude a été d'abord sur Un état de l'art sur les différentes méthodes de diagnostic d'un système (PV) photovoltaïque liée par des définitions des mots clé. Puis les déferlants défauts d'un système (PV) 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. Ce mémoire est concentré sur la détection et la localisation de déférents défauts dans le système PV.

Dans le second chapitre, 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. On a bien remarqué que ces méthodes sont en général différentes des méthodes appliquées sur les autres systèmes. On a aussi observé que les méthodes de diagnostic de défauts utilisées dans les PV sont divisées en deux grandes parties.

Dans le troisième chapitre de ce mémoire, nous avons testé les méthodes de diagnostics proposées sur modèle de simulation du PV dont le but de visualiser et détecter les défauts. Des résultats de simulations montrent l'efficacité de l'algorithme proposé.

Référence Bibliographique

- [1] : Gilbert Menguy, Marcel Schwartz et Roger Bernard, « Le rayonnement solaire: conversion thermique et applications »,TEC DOC, 1973
- [2] A.Houssein, N.Heraud, I.Souleiman, G.Pellet, "Monitoring and fault diagnosis of photovoltaic panels", EFEEA'10 International Symposium on Environment Friendly Energies in Electrical Applications, Ghardaïa, Algeria, 2-4 November 2010.
- [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] 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.
- [5] Stéphane Vighetti, Yves Lembeye, Jean-Paul Ferrieux, Jean Barbaroux. Module photo-voltaïque et ombrages : étude et intégration d'une structure d'équilibrage. EPF 2010, Jul2010, Saint-Nazaire, France.
- [6] Dossier thermique-Courier ES n°03, "effet photovoltaïque et fonctionnement des installations solaires isolées", Janvier 2000
- [7] Y. Veschetti, "modélisation, caractérisation et réalisation de nouvelles structures photovoltaïques sur substrat de silicium mince", thèse de doctorat, université Luis Pasteur, Strasbourg 1, 2005
- [8] A. Cid Pastor, "conception et réalisation de modules photovoltaïques électrique", thèse de doctorat, institut national des sciences appliquées, Toulouse, 2006
- [9] S. Delencolos, "le solaire photovoltaïque", doc PDF, 2012.

- [10] A.Luque, S.Hegedus, "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering", 2003, John Wiley & Sons Ltd, the Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England
- [11] l'AFNOR en 1994 (norme NFX 60-010)
- [12] Balzac, Annette, t. 4, 1824, p. 244).En présence des défauts d'outillage.
- [13] M. Benkaci, "Surveillance des systèmes mécatronique d'automobile par des méthodes d'apprentissage." Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier, 2011.
- [14] David, Cybern., 1965, p. 63
- [15] 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.
- [16] S. Mau, T. Krametz, W. Jahna, and H. Fechner, "Quality testing for PV-modules according to standards and performance control for supporting manufacturing," no. June, pp. 10–12, 2004
- [17] SKOCZEK, T. SAMPLE, E. DUNLOP, and H. OSSENBRINK, "Electrical performance results from physical stress testing of commercial PV modules to the IEC 61215 test sequence," Sol. Energy Mater. Sol. Cells, vol. 92, no. 12, pp. 1593– 1604, Dec. 2008
- [18] : Marir-Benabbas M : « Etude du problème de « HOT SPOT » dans un module solaire photovoltaïque » Thèse de magistère .Constantine. 1984[10] A. Ricaud ; Photopiles solaire de la physique de conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédées; presses polytechniques et universitaires romandes 1997.
- [19] S. Vighetti, Y. Lembeye, J. Ferrieux, and J. Barbaroux, "Module photovoltaïque et ombrages: étude et intégration d ' une structure d ' équilibrage," EPF 2010, 2010 - hal.archives-ouvertes.fr.

- [20] S. Vighetti, Y. Lembeye, J. Ferrieux, and J. Barbaroux, “Module photovoltaïque et ombrages: étude et intégration d ’ une structure d ’ équilibrage,” EPF 2010, 2010 - hal.archives-ouvertes.fr.
- [21] J. L. Crozier, “Characterization of Cell Mismatch in Photovoltaic Modules Using Electroluminescence and Associated Electro-optic Techniques.” Nelson Mandela Metropolitan University, 2012.
- [22] S. Hachour, 'Approche décentralisée pour la détection et la localisation de défauts dans une ferme photovoltaïque', Projet de Stage, 2011.
- [23] C. Ventura and G. Marco, 'Development of models for on-line diagnostic and energy assessment analysis of PV power plants .
- [24] S.R. Madeti and 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. doi:10.1016/j.solener.2017.08.069.
- [25] E. Garoudja, A. Chouder, K. Kara and S. Silvestre, 'An enhanced machine learning
- [26] M. H. Wang and H. C. Chen, “Application of extension theory to the fault diagnosis of power transformers,” in Proc. 22nd Symp. on Electrical Power Engineering, Kaohsiung, Taiwan, 2001, pp. 21–22
- [27] T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, T. Oozeki, K. Kato and M. Ishida, 'Experimental studies of fault location in PV module strings', Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 93, pp. 1079 - 1082, 2009. doi:10.1016/j.solmat.2008.11.060.
- [28] F. Lin, Y. Hung, J. Hwang and M. Tsai, 'Fault-Tolerant Control of a Six-Phase Motor Drive System Using a Takagi – Sugeno – Kang Type', Vol. 28, pp. 3557 - 3772, 2013

- [29] Hirata Y, Noro S, Aoki T, Miyazawa S. Diagnosis Photovoltaic Failure by Simple Function Method to Acquire I - V Curve of Photovoltaic Modules String 2011:10–
- [30] I. Tro, 'Fault Detection in a Photovoltaic Plant by Time Domain Reflectometry', Vol. 2, pp. 35 - 44, 1994
- [31] S. Silvestre, A. Chouder and E. Karatepe, 'Automatic fault detection in grid connected PV systems', Solar Energy, Vol. 94, pp. 119 - 127, 2013.
doi:10.1016/j.solener.2013.05.001.
- [32] A. Chouder and S. Silvestre, 'Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis', Energy Conversion Management, Vol. 51, pp. 1929 - 1937, 2010. doi:10.1016/j.enconman.2010.02.025.
- [33] N. Shah and C. Rajagopalan, 'Experimental evaluation of a partially shaded photovoltaic system with a fuzzy logic-based peak power tracking control strategy', I.E.T., Renewable Power Generation, pp. 1 - 10, 2015. doi:10.1049/ietrpg.2015.0098
- [34] T. Zhou and W. Sun, 'Study on maximum power point tracking of photovoltaic array in irregular shadow', International Journal of Electric Power Energy System, Vol. 66, pp. 227 - 234, 2015. doi:10.1016/j.ijepes.2014.10.030.
- [35] Y. Liu, M. Li, X. Ji, X. Luo, M. Wang and Y. Zhang, 'A comparative study of the maximum power point tracking methods for PV systems', Energy and Conversion Management, Vol. 85, pp. 809 - 816, 2014. doi:10.1016/j.enconman.2014.01.049.
- [36] S. Vergura, G. Acciani and O. Falcone, 'A Finite-Element Approach to Analyze the Thermal Effect of Defects on Silicon-Based PV Cells', Energies, Vol. 59, pp. 3860 - 3867, 2012.
- [37] Y. Hu, Y. Yang, Y. Ning Y, C. Wang and Z. Tong, 'Facile preparation of artemisia argyi oil-loaded antibacterial microcapsules by hydroxyapatitestabilized Pickering emulsion templating', Colloids Surfaces B Biointerfaces, Vol.

112, pp. 96 - 102, 2013. doi:10.1016/j.colsurfb.2013.08.002.

[38] 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

[39] J. Flicker, 'Analysis of Fuses for 'Blind Spot' Ground Fault Detection', in Photovoltaic Power Systems J. Flicker Solar America Board for Codes and Standards 2013.

[40] Systems, 'Solar America Board for Codes and Standards', 2012.

[41] J.C. Hern and P.G. Vidal, 'Guidelines for Protection Against Electric Shock in PV Generators', Vol. 24, pp. 274 - 282, 2009

[42] D.S. Pillai and N.A. Rajasekar, 'Comprehensive review on protection challenges and fault diagnosis in PV systems', Renewable Sustainable Energy Review, Vol. 91, pp. 18-40, 2018. doi:10.1016/j.rser.2018.03.082.

[43] J. Flicker and J. Johnson, 'Photovoltaic ground fault detection recommendations for array safety and operation', Solar Energy, 140, pp. 34 - 50, 2016. doi:10.1016/j.solener.2016.10.017.

[44] Internationale Norme International Standard, 2005

[45] H.A. Straube and O. Breitenstein, 'Solar Energy Materials & Solar Cells Infrared lock-in thermography through glass substrates', Solar Energy Materials Solar Cells, Vol. 95, pp. 2768 - 2771. 2011, doi:10.1016/j.solmat.2011.05.017.

[46] O. Breitenstein, F. Fruhaut and A. Teal, 'An Improved Method to Measure the Point Spread Function of Cameras Used for Electro- and Photoluminescence Imaging of Silicon Solar Cells', IEEE Journal of Photovoltaic, Vol. 6, N°2, pp. 522 - 527, 2016.

[47] Mogens, B., Michel, K. ; Jan, L. ; Marcel, S. (2016). Diagnosis and Fault-Tolerant Control 3rd ed.

[48] Mirza, T.H.; Christopher E.; Halim, A. (2016). Fault Tolerant Control Schemes Using Integral Sliding Modes (Studies in Systems, Decision and Control) 1st ed. Kindle Edition.

[49] Niemann, H.; Stoustrup J. (2003). Passive fault tolerant control of double inverted pendulum a case study example. In : Proc. of the 5th Symposium Safeprocess, Washington. D.C, USA. pp. 1029–1034.

[50] Steven X. D. (2014). Data-driven Design of Fault Diagnosis and Fault-tolerant Control Systems (Advances in Industrial Control).

[51] Dossier technique «Eolienne et photovoltaïque».

[52] C. C. Hua and C. M. Shen, “Study of maximum power tracking techniques and control of dc-dc converters for photovoltaic power system,” Proceedings of 29th annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, vol. 1, 1998, pp. 86-93

[53] Huan-Liang Tsai, Ci-Siang Tu, and Yi-Jie Su, Member, IAENG "Development of Generalized Photovoltaic Model Using

MATLAB/SIMULINK"Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science 2008 WCECS 2008, October 22

- 24, 2008, San Francisco, USA

[54] M. Veerachary, T. Senjyu, and K. Uezato, “Voltage-based maximum power point tracking control of PV system,” IEEE

Transactions on Aerospace and Electronic Systems, vol. 38, no. 1, 2002, pp. 262-270

Le Code MATLAB d’un système PV

```

1 % Photovoltaic Module Characteristic Curve Interactive Demo
2 % Written by Dr Rodney Tan
3 % Version 1.00 (Sept 2016)
4 % This interactive demo illustrates how solar radiation, cell temperature,
5 % ideality factor, serial resistance, shunt resistance of a photovoltaic
6 % module affect the characteristic curve and power output
7 function PVModuleCharacteristicCurveMain
8     figure('NumberTitle','off','Name',...
9           'Photovoltaic Module Characteristic Curve Interactive Demo');
10
11     uicontrol('Style','text','String','Isc(A)','HorizontalAlignment','left',...
12             'Position',[470 370 50 20]);
13     uicontrol('Style','text','String','Voc(V)','HorizontalAlignment','left',...
14             'Position',[470 345 50 20]);
15     uicontrol('Style','text','String','Ns','HorizontalAlignment','left',...
16             'Position',[470 320 50 20]);
17     uicontrol('Style','text','String','Ki(%/C)','HorizontalAlignment','left',...
18             'Position',[470 295 50 20]);
19     uicontrol('Style','text','String','Kv(%/C)','HorizontalAlignment','left',...
20             'Position',[470 270 50 20]);
21     uicontrol('Style','text','String','MPP(W)','HorizontalAlignment','left',...
22             'Position',[470 245 50 20]);
23     uicontrol('Style','text','String','G(W/m^2)','HorizontalAlignment','left',...
24             'Position',[470 195 50 20]);
25     uicontrol('Style','text','String','Temp(C)','HorizontalAlignment','left',...
26             'Position',[470 170 50 20]);
27     uicontrol('Style','text','String','IL(A)','HorizontalAlignment','left',...
28             'Position',[470 145 50 20]);
29     uicontrol('Style','text','String','IO(A)','HorizontalAlignment','left',...
30             'Position',[470 120 50 20]);
31     uicontrol('Style','text','String','A','HorizontalAlignment','left',...
32             'Position',[470 95 50 20]);
33     uicontrol('Style','text','String','Rs(ohm)','HorizontalAlignment','left',...
34             'Position',[470 70 50 20]);
35     uicontrol('Style','text','String','Rsh(ohm)','HorizontalAlignment','left',...
36             'Position',[470 45 50 20]);
37
38     hIsc=uicontrol('Style','edit','String','7.84','Position',[520 370 35 20],'Callback',@Model);
39     hVoc=uicontrol('Style','edit','String','36.3','Position',[520 345 35 20],'Callback',@Model);
40     hNs=uicontrol('Style','edit','String','60','Position',[520 320 35 20],'Callback',@Model);
41     hKi=uicontrol('Style','edit','String','0.102','Position',[520 295 35 20],'Callback',@Model);
42     hKv=uicontrol('Style','edit','String','-0.361','Position',[520 270 35 20],'Callback',@Model);
43     hMPP=uicontrol('Style','text','Position',[520 245 40 20]);
44
45     hG=uicontrol('Style','edit','String','1000','Position',[520 195 35 20],'Callback',@Model);
46     hTC=uicontrol('Style','edit','String','25','Position',[520 170 35 20],'Callback',@Model);
47     hIL=uicontrol('Style','text','Position',[520 145 40 20]);
48     hIO=uicontrol('Style','text','Position',[520 120 40 20]);
49     hA=uicontrol('Style','edit','String','0.981','Position',[520 95 35 20],'Callback',@Model);
50     hRs=uicontrol('Style','edit','String','0.339','Position',[520 70 35 20],'Callback',@Model);
51     hRsh=uicontrol('Style','edit','String','313.4','Position',[520 45 35 20],'Callback',@Model);
52
53     Model;
54
55     function Model(~,~)
56         Isc = str2double(get(hIsc,'String'));

```

```

57 - Voc = str2double(get(hVoc, 'String'));
58 - Ns = str2double(get(hNs, 'String'));
59 - Kv = str2double(get(hKv, 'String'));
60 - Ki = str2double(get(hKi, 'String'));
61 - A = str2double(get(hA, 'String'));
62 - Rs = str2double(get(hRs, 'String'));
63 - Rsh = str2double(get(hRsh, 'String'));
64 - G = str2double(get(hG, 'String'));
65 - TC = str2double(get(hTC, 'String'));
66
67 - Gref = 1000;
68 - q = 1.6e-19;
69 - k = 1.38e-23;
70 - TK = 273+TC; % Cell Temperature in Kelvin
71 - vt=(A*k*TK*Ns)/q; % Thermal voltage
72
73 - Isc_T = Isc+((Isc*(Ki/100))*(TC-25)); % Isc with Temperature Coeff
74 - Voc_T = Voc+((Voc*(Kv/100))*(TC-25)); % Voc with Temperature Coeff
75 - I0 = Isc_T/(exp(Voc_T/vt)-1); % Reverse Saturation Current
76 - IL = Isc_T*(G/Gref); % Light Current
77
78 - i = 0; % Set initial current i=0
79 - idx=1;
80 - I = zeros(1, length(0:Voc_T/1000:Voc_T));
81 - for V=0:Voc_T/1000:Voc_T
82 -     I(idx)= IL - I0*(exp((V+(i*Rs))/vt)-1)-((V+(i*Rs))/Rsh);
83 -     i = I(idx); %Update Current
84 -     idx=idx+1;
85 - end
86 - V=0:Voc_T/1000:Voc_T;
87 - P = I.*V;
88
89 - set(hMPP, 'String', num2str(max(P), '%0.1f'));
90 - set(hIL, 'String', num2str(IL, '%0.2f'));
91 - set(hI0, 'String', num2str(I0, '%10.1e'));
92
93 - cla;
94 - h=subplot(1,1,1);
95 - set(h, 'position', [0.07 0.11 0.68 0.815]);
96 - [AX,H1,H2]=plotyy(V, I, V, P);
97 - title('Photovoltaic Module Characteristics Curve');
98 - set(H1, 'LineWidth', 2);
99 - set(H2, 'Color', 'r');
100 - set(H2, 'LineWidth', 2);
101 - set(get(AX(2), 'Ylabel'), 'String', 'Power in Watt', 'Color', 'r');
102 - set(AX(2), 'YColor', 'r');
103 - set(AX(2), 'ylim', [0 max(P)*1.1]);
104 - set(AX(2), 'YTick', 0:10:max(P)*1.1);
105 - set(AX(1), 'YTick', 0:1:max(I)+1);
106 - ylim([0 max(I)+1]);
107 - xlabel('Voltage');
108 - ylabel('Current');
109 - grid on;
110 - end
111 - end

```

المخلص

تعتبر الطاقة من اهم العناصر الاساسية والضرورية للحياة نظرا للتزايد المستمر في الطلب على الطاقة، اصبح من الضروري البحث عن مصادر جديدة لإنتاجها و ذلك عن طريق استغلال الطاقات المتجددة و من اهم المصادر استعمالا الطاقة الشمسية لما لها من مميزات كثيرة. في هذه الأطروحة قمنا بتحليل التصميم ومحاكات الاشتغال للنظام الكهروضوئي وفق الالية الاضطراب وملاحظة نتائج المحاكاة. النتائج المتحصل عليها تمت بواسطة MATLAB/SIMULINK الذي دل على المراقبة في السير الديناميكي للنظام الكهروضوئي

Résumé

L'énergie des éléments plus fondamentaux et nécessaires à la vie, en raison de la hausse continue de la demande d'énergie est devenue nécessaire de trouver d'autres sources de production d'énergie grâce à l'utilisation des énergies renouvelables et des sources plus importantes de l'utilisation de l'énergie solaire en raison de leurs nombreux avantages. Dans cette thèse, nous analysons la modélisation et la simulation d'un système photovoltaïque fonctionne selon le mécanisme " perturbation et observation ". Les résultats de la simulation obtenue par MATLAB/SIMULINK, pour un système de contrôle de trafic dynamique photovoltaïque.

Abstract

Energy is considered as the more fundamental and necessary of the conditions of life; the increase of demand of energy led to find other sources of production energy thanks to the use of renewable energies and the more significant sources of the use of solar energy that are having many advantages. In this study, we analyze modeling and it if mutation of a system photovoltaic which functions according to m's mechanisms " disturbance and observation ". The findings of the simulation obtained by MATLAB/SIMULINK, for a system of control of dynamic traffic photovoltaic.