الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrotechnique



Mémoire de Fin d'Études

Présenté pour l'obtention du Diplôme
de Master en Electrotechnique

Option : Energie Solaire et Eolienne

THEME

INVESTIGATION DANS LES METHODES DE DETECTION ET DE LOCALISATION DES DEFAUTS D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAIQUE

Proposé et dirigé par :

M. HANINI Abdennour

Préparé et présenté par :

- *M. ALI KHOUDJA Abderraouf*
- *Mlle. ZAOUI Hanane*



Remerciements

Nous remercions avant tous Allah Tout-puissant qui nous ont donné la force, le courage et la volonté pour réaliser ce travail.

Nous tenons à remercier notre encadreur Mr HANINI Abdennour de nous avoir proposé ce sujet de fin d'étude, pour son suivi, ses orientations et pour ses précieux conseils.

Nous remercions du fond du cœur nos chers parents de tout ce qu'ils ont fait pour nous.

Un grand merci à toutes nos familles pour leur présence, leur préoccupation et le souci qu'ils se sont fait pour nous, leurs encouragements et leur suivi, avec patience, du déroulement de notre projet.

Remerciements vont également à tous les membres de jury, qui font l'honneur de juger notre travail.

Je dédie ce travail

A mon père, qui m'a soutenu durant toute ma carrière et m'a aidé à surmonter les moments difficiles, son support, sa volonté m'ont toujours inspiré et sont pour moi la clé de ma réussite.

A ma mère, son amour inconditionnel et sa grande charité forment la perle de mon existence. Et grâce à elle, je profite aujourd'hui du meilleur de la vie. J'aimerais pouvoir la rendre tout l'amour et la dévotion qu'elle nous a offerts, mais une vie entière n'y suffirait pas. J'espère au moins que ce mémoire y contribuera en partie.

A mes chères sœurs Meriem et Hadjer, à mes chères frères Amine et Abdessalam, à mes oncles et mes tantes, à mes cousins et mes cousines, et à toute ma famille grands et petits.

A tout mes amis, et tous mes collègues de ma section.

A tous les enseignants et étudiants du département de Génie Electrique de l'université de Médéa.

Ali Khoudja

Abderraouf

Résumé

L'électricité produite par les rayonnements solaires est devenu de plus en plus onéreuse suite à de nombreuses modifications du tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque (PV). Comme tout processus industriel, 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 et voire à son indisponibilité. Permettre de diagnostiquer finement et de faire de la détection et de localisation de défauts dans une installation PV réduit les coûts de maintenance et surtout augmente la productivité. Dans ce travail, nous nous intéressons à la détection et la localisation de défauts pouvant se produire lors d'une installation photovoltaïque.

L'objectif de ce mémoire est de proposer, en prenant le moins de mesures possibles pour respecter les contraintes économiques, un algorithme pour détecter et localiser des défauts conduisant à une baisse de production. Pour cela, le choix s'est porté sur l'analyse de la caractéristique I-V du générateur PV pour les différents modes de fonctionnement considérés. Cette démarche a été validée par des expérimentations et des modélisations en utilisant le langage de programmation MatLab.

Mots-Clés :

Générateur photovoltaïque, système photovoltaïque, modélisation, diagnostiquer, détection et localisation de défauts, installation photovoltaïque, caractéristique I-V.

Abstract

The electricity generated by the solar radiation has become increasingly expensive due to many changes in the redemption price of photovoltaic (PV) electricity. As every industrial process, a photovoltaic system may subject, during his operation, to various faults and abnormalities leading to a drop of its efficiency up to its unavailability. A precise diagnosis and a fault detection and isolation make it possible to reduce the maintenance costs and above all increase the yield. In this work, a focus has been made on the fault detection and isolation that could happen during a photovoltaic installation.

The goal of this work is to propose, by conducting the less possible measurements to meet the economic constraints, an algorithm to detect and isolate the faults causing a drop in the array yield. To achieve this goal, the analysis of the I-V characteristic has been chosen. This procedure has been validated by experiments and simulations using the programming language MatLab.

Keywords:

Photovoltaic generator, photovoltaic system, diagnosis, fault detection and localization, photovoltaic installation, I-V characteristic.

مُلَخَّص

أصبحت الكهرباء الناتجة عن الأشعة الشمسية كلفة أكثر فأكثر نظرا لعدة تغيرات في أسعار الكهرباء الضوئية. يتعرض النظام الضوئي ثل باقي الأنظمة إلى عدة أخطاء أثناء تطويره و تشغيله، ما يؤدي إلى انخفاض في أدائه و فعاليته. كشف و تحديد واقع هذه الأخطاء يقلل ن تكاليف الصيانة ويزيد ن الإنتاجية. نحن نهتم في هذا العمل بكيفية كشف وتحديد أي خطا أو خلل يحصل أثناء تطوير أو تشغيل النظام الضوئي، و نهدف إلى تحقيق ذلك بأخذ أقل التدابير الممكنة لاحترام القيود الاقتصادية، و لهذا اخترنا تحليل الخاصية I-V لمولد الكهرباء الضوئية في أوضاع تشغيل ختلفة. تم التحقق ن صحة هذا العمل بتجربته و نهجه و حاكاته باستعمال نظام البر جة MatLab.

كلمات مفتاحية

ولد الكهرباء الضوئية، النظام الضوئي، يشخص، حاكاة، كشف و تحديد الاخطاء، الخاصية I-V.

TABLE DES MATIERES

CHAPITRE I : Généralités sur les installations photovoltaïques

1. Introduction……......3
2. Principe de fonctionnement 3
3. Description d'un système photovoltaique.....5
4. Principeaux composants d'une installation photovoltaique.....6
   4.1. Générateur photovoltaique 6
      4.1.1.Cellule PV.....6
      4.1.2.Module photovoltaique 9
      4.1.3.Champ PV…… 11
   4.2. Onduleur.....12
5. Types de panneaux photovoltaiques.....14
   5.1. Panneaux en cristaux de silicium.....14
   5.2. Panneaux à couche mince.....16
6. Types d'installations photovoltaiques.....18
   6.1. Installations autonomes.....18
   6.2. Installations raccordées au réseau.....20
7. Problématiques liées à la productivité d'une installation photovoltaique 21
8. Conclusion 23

CHAPITRE II : Les différents défauts des systèmes PV

1.Introduction.....24
2.Défauts des systèmes photovoltaiques 24
   2.1.Défauts dans le générateur PV 24
      2.1.1.Défauts au niveau de la cellule PV…….……. 24
      2.1.2.Défauts au niveau des modules PV…….....25
      2.1.3.Autres problèmes du générateur PV…….. 26
   2.2.Défauts des systèmes PV sur le réseau de distribuion.....27
3.Outils et méthodes de détection de défauts.....28
   3.1.Analyse des pertes de puissance d'une installation PV…… 28
   3.2.Analyse de la caractéristique I-V…… 29

3.3.Méthode de termographie infrarouge …… 30
3.4.Méthode de réflectométrie électrique …… 31
4. Défauts dans le système photovoltaique.....31
5. Conclusion 33

CHAPITRE III : Modélisation du système PV en fonctionnement normal et défaillant

1. Introduction…….....34
2. Fonctionnement d'une cellule PV…….....34
2.1. Caractéristique électrique d'une cellule PV…….....34
2.2. Modèle d'une cellule PV…….....36
2.2.1.Photo - courant…….. 38
2.2.2.Courant de saturation inverse de la diode……. 39
2.2.3.Résistance série et résistance parallèle…….....39
2.3. Résolution de l'équation électrique de la cellule…….. 41
3. Modélisation d'un générateur PV en fonctionnement défaillant……. 44
3.1.Défaut d'ombrage…….....45
3.1.1.Détermination de la caractéristique I-V d'une céllule sous conditions d'ombrage……..……..…… 45
3.1.2. Détermination de la caractéristique I-V d'un module sous conditions d'ombrage …….....46
3.1.3. Détermination de la caractéristique I-V d'un string sous conditions d'ombrage …….. 48
3.1.4.Plusieurs scénarios de défaut d'ombrage…….. 49
3.2.Défaut sur la résistance série Rs…….....51
3.3.Défaut sur la résistance parallèle Rp …… 52
3.4.Défaut sur la température Tc…….....53
3.5.Erreur par rapport au fonctionnement normal …….....54
4. Validation expérimentale du modèle…… 55
4.1. Influence de la salissure sur les modules PV du bâtiment ADREAM.....56
5. Conclusion…….....57

CHAPITRE IV : Détection et localisation de défauts d'une installation photovoltaïque

1. Introduction 59

2. Etablissement d'une base de connaissances sur les différents défauts d'une installation photovoltaique 59

3. Méthodologie de détection et de localisation de défaut 62

3.1. Détection de défaut d'ombrage 63

3.1.1. Méthodologie de détection d'ombrage par l'analyse de la caractéristique I-V ..63

3.1.2. Etude de la dérivée première et de la dérivée seconde sur la caraxtéristique I-V (diode by-pass présentes) 64

3.2. Méthodolgie de détection de défaut du système d'aquisition 65

3.3. Méthodolgie de détection de défaut au niveau de l'onduleur 67

3.3. Méthodolgie de détection et de localisation de défaut complet 69

4. Conclusion 70

LISTE DES FIGURES

Figure I.1. *Architecture d'une toiture photovoltaïque raccordée au réseau selon la recommandation UTE C 15-712-1* 05

Figure I.2. *Schéma de l'effet photovoltaïque sous illumination* 07

Figure I.3. *Cellule au silicium monocristallin et cellule au silicium poly-cristallin* .. 08

Figure I.4. *Evolution des rendements des cellules de différentes technologies de 1975 à 2014* 08

Figure I.5. *Répartition de la production de cellules par technologie en 2011 (Hespul, Photon international 2012)* 09

Figure I.6. *Exemple de structure de champ photovoltaïque.* 10

Figure I.7. *Mise en série de cellules PV dans le module avec les deux diodes by-pass* 11

Figure I.8. *Exemple de structure de champ photovoltaïque* 11

Figure I.9. *Schéma de principe d'un onduleur monophasé* 12

Figure I.10. *Principe de fonctionnement de la technologie MLI* 12

Figure I.11. *La courbe I-V du générateur PV* 13

Figure I.12. *Panneau en silicium monocristallin.* 14

Figure I.13. *Panneau en silicium polycristallin* 15

Figure I.14. *Structures des cellules à couche mince à base de CdTe-CdS* 17

Figure I.15. *Abris et éclairage public photovoltaïques* 19

Figure I.16. *Abris et éclairage public photovoltaïques* 19

Figure I.17. *Les systèmes raccordés au réseau* 20

Figure I.18. *Installations photovoltaïques raccordées au réseau* 20

Figure I.19. *Le schéma de principe d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau.*

..... 21

Figure I.20. *Evolution des indices de performance annuels des 177 systèmes PV résidentiels installés pour le « 1000-Roofs Photovoltaic Programme » en Allemagne entre 1991 – 1994 [JAHN et al.]* 22

Figure II.1. *Taux de dégradation d'un module PV par an* 24

Figure II.2. *Schéma de cellules en série sans diode by-pass et avec diode by-pass* ... 26

Figure II.3. *Concept d'acquisition de la caractéristique I-V dans deux zones dépendantes* 29

Figure II.4. *Apparition de point chaud sur module PV par thermographie infrarouge* 31

Figure II.5. *Principe de la méthode de réflectométrie pour localiser le défaut dans le string*..... 31

Figure III.1. *Caractéristique I-V d'une cellule PV*..... 35

Figure III.2. *Modèle électrique simple diode d'une cellule PV* 36

Figure III.3. *Modèle électrique simple diode d'une cellule PV avec effet Bishop* 37

Figure III.4. *Caractéristique I-V avec zones d'influence des résistances d'une cellule PV*..... 40

Figure III.5. *Algorithme de détermination de la caractéristique I-V d'une cellule PV*41

Figure III.6. *Caractéristique I-V des différentes zones d'une cellule PV issue de la simulation* 42

Figure III.7. *Caractéristique I-V et P-V du module BP585*..... 43

Figure III.8. *Caractéristique I-V d'une cellule en fonctionnement défaillant et d'une cellule en fonctionnement normal*..... 46

Figure III.9. *Caractéristique I-V d'un module PV fonctionnement normal et fonctionnement 'ombrage'*..... 47

Figure III.10. *Caractéristique I-V d'un string en fonctionnement défaillant et normal* 48

Figure III.11. *Scénario 1: Caractéristique I-V d'un string en fonctionnement défaillant avec une cellule ombrée de 25% à 75% sur un module*..... 49

Figure III.12. *Scénario 2: Caractéristique I-V d'un string en fonctionnement défaillant avec 1 cellule ombrée de 25% à 75% sur deux modules*..... 50

Figure III.13. *Scénario 3: Caractéristique I-V d'un string en fonctionnement défaillant avec et 1 cellule ombrée de 25% à 75% d'un module et 1 module ombré complètement* 51

Figure III.14. *Caractéristique I-V d'un string avec variation de la résistance série Rs* 52

Figure III.15. *Caractéristique I-V d'un string avec variation de la résistance parallèle Rp* 53

Figure III.16. *Caractéristique I-V d'un string avec variation de la température Tc* ...54

Figure III.17. *Erreur normalisée entre le fonctionnement normal et les différents défauts*.....55

Figure III.18. *Salissure sur module PV situé sur le toit "R+2" du bâtiment ADREAM* 57

Figure IV.1. *Organigramme des différents défauts pouvant exister sur une installation solaire PV* 60

Figure IV.2. *Organigramme d'analyse des paramètres pour la détection et l'identification des défauts* 60

Figure IV.3. *Analyse de la chute de puissance lors d'un défaut d'ombrage sur le module PV.* 62

Figure IV.4. *Tests expérimentaux avec défauts sur les modules PV TENESOL*..... 65

Figure IV.5. *Organigramme pour la vérification de la collecte des données, implémenté dans le microcontrôleur* 66

Figure IV.6. *Organigramme pour la détection de défaut au niveau de l'onduleur*..... 68

Figure IV.7. *Organigramme pour la détection complète de défaut d'une installation solaire photovoltaïque* 69

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1. *Avantages et inconvénients des Silicium monocristallin, Silicium polycrisatllin et Silicium amorphe* 18

Tableau I.2. *Avantages et inconvénients des GaAs, CdTe et CIS* 18

Tableau II.1. *Principaux défauts et anomalies rencontrés dans un générateur PV…* 33

Tableau III.1. *Caractéristiques électriques module PV BP585* 42

Tableau III.2. *Identification des paramètres influençant la performance des modules PV* 44

Tableau III.3. *Caractéristiques techniques Traceur I-V, MP-160, EKO instruments…* 56

Tableau IV.1. *Allure des dérivées premières et secondes de la caractéristique I-V pour deux cas de défauts* 64

LISTE DES ACRONYMES

PV: Photovoltaïque

NREL: National Renewable Energy Laboratory

CIS: Cuivre Indium Sélénium

CdTe: Tellurure de Cadmium

MLI ou PWM: Modulation de Largeur d'Impulsion ou Pulse Width Modulation

MPP: Maximum Power Point

MPPT: Maximum Power Point Tracker

CdTeS : Tellure de cadmium-Sulfure de cadmium

GaAs : Arséniure de gallium

DC : Direct Current

AC : Alternating Current

Y_f : Productible final (kWh/kW/jour)

Y_r : Productible de référence (kWh/kW/jour)

Y_a : Productible du champ PV (kWh/kW/jour)

R_{perf} : Ratio de performance (%)

IEC : International Electrotechnical Commission

DLDPV : Détection et Localisation de Défauts d'un système PV

FF : Facteur de Forme

Vco : tension de circuit ouvert

Icc : courant de court-circuit

P_{PPM} : point de puissance maximal

Iph : courant

Rs : Résistance série

Rp : résistance parallèle

MatLab : Matrix Laboratory

NOCT : Normal Operating Cell Température

MPP : Max Power Point

Introduction générale

Au cours des dix dernières années, le marché du photovoltaïque a connu une croissance très remarquable, surtout dans les quelques dernières années grâce aux différents facteurs stimulants: réduction des coûts de production et politiques de soutien. Ces facteurs stimulants rendent le retour sur investissement d'une installation photovoltaïque de plus en plus intéressant.

La détection et la localisation de défauts dans une installation PV réduit les coûts de maintenance et surtout augmente la productivité en augmentant le taux de disponibilité des installations en veillant à ce que leur rendement soit optimal. C'est dans cette optique que nous réalisons le travail de ce mémoire, dont l'objectif est d'étudier et investiguer dans les différentes méthodes permettant de détecter et de localiser les défauts dans des installations photovoltaïque.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres :

- Le chapitre 1 a pour but de traiter le contexte de l'étude et à bien discuter les installations photovoltaïques. Tout d'abord, une description des systèmes PV est présentée. Puis, les différents composants d'une installation photovoltaïque sont détaillés. Ensuite, les types des panneaux photovoltaïques ainsi les types des installations photovoltaïques sont décrits. Enfin, toutes les problématiques liées à la productivité d'une installation photovoltaïque sont discutées pour montrer la nécessité d'une telle étude de détection et de localisation de défauts.

- Le chapitre 2 est dédié aux différents défauts des systèmes photovoltaïques. Nous présentons d'abord les différents défauts des systèmes PV, et leurs types sont également identifiés, qui sont principalement : les défauts dans le générateur PV, et les défauts des systèmes PV sur le réseau de distribution. Nous définissons ensuite les différentes méthodes de détection de ces défauts. Nous présentons finalement les différents défauts et anomalies associés aux principaux composants d'une unité de production d'un système photovoltaïque.

- Le chapitre 3 est consacré à la modélisation d'un champ photovoltaïque normal et défaillant pour obtenir la caractéristique I-V pour un défaut quelconque et pour une configuration quelconque du système PV, car l'étude de cette caractéristique

d'un champ PV donne la possibilité de visualiser l'influence d'un défaut. Dans ce chapitre, les différents outils de simulation existants qui permettent d'obtenir la caractéristique I-V d'un champ PV sont cités. Les fonctionnements de la cellule sont expliqués dans une première partie. La nécessité de modéliser la caractéristique de la cellule PV dans son fonctionnement complet est alors décrite. Puis, nous présentons différents modèles avec plusieurs défauts associés tels que les défauts de résistance série, les défauts de résistance parallèle et les défauts d'ombrage. La comparaison entre la modélisation en fonctionnement sain et en fonctionnement défaillant est réalisée afin d'analyser son influence sur la caractéristique I-V. Dans une troisième et dernière partie, quelques tests sont effectués sur des modules PV où certains défauts seront simulés.

- Le chapitre 4 est consacré, dans une première partie, à l'établissement d'une base de connaissances sur les défauts d'une installation photovoltaïque. L'analyse de la puissance maximale du générateur PV nous permet de détecter, puis de localiser le défaut. La reconnaissance du type de défaut s'articule autour de la base de connaissance des défauts élaborés dans la première partie. La seconde partie consiste à analyser de façon plus approfondie les différents défauts et notamment en étudiant la caractéristique I-V. Un algorithme de détection et d'identification de défaut d'ombrage est présenté à l'aide de l'analyse de la puissance et de la caractéristique I-V.
- Enfin, une conclusion et une présentation de quelques pistes de perspectives des travaux sont présentées à la fin de ce mémoire.

CHAPITRE 1 :

Généralités sur les installations photovoltaïque

SOMMAIRE DU CHAPITRE I

1. Introduction……......3
2. Principe de fonctionnement 3
3. Description d'un système photovoltaique.....5
4. Principeaux composants d'une installation photovoltaique.....6
   4.1. Générateur photovoltaique 6
      4.1.1. Cellule PV.....6
      4.1.2. Module photovoltaique 9
      4.1.3. Champ PV…….....11
   4.2. Onduleur.....12
5. Types de panneaux photovoltaiques.....14
   5.1. Panneaux en cristaux de silicium.....14
   5.2. Panneaux à couche mince.....16
6. Types d'installations photovoltaiques.....18
   6.1. Installations autonomes.....18
   6.2. Installations raccordées au réseau.....20
7. Problématiques liées à la productivité d'une installation photovoltaique 21
8. Conclusion 23

1. Introduction

Dans le contexte énergétique et environnemental mondial actuel, l'objectif visant a réduire les émissions de gaz a effet de serre et les substances polluantes (au-delà du protocole de Kyoto), en exploitant et en combinant des sources d'énergie alternatives et renouvelables ainsi qu'en réduisant l'utilisation de combustibles fossiles voues a l'épuisement en raison de leur forte consommation dans de nombreux pays, est devenu capital.

Le Soleil constitue naturellement une source d'énergie renouvelable offrant un grand potentiel et pouvant être utilisée tout en respectant l'environnement. A chaque instant, la surface de l'hémisphère terrestre exposée au Soleil reçoit une énergie supérieure à 50 000 TW, par conséquent, la quantité d'énergie solaire atteignant la surface de la Terre est considérable, équivalant à prés de 10 000 fois l'énergie utilisée dans le monde entier.

Parmi les différents systèmes utilisant des sources d'énergie renouvelables, le photovoltaïque s'avère prometteur en raison de ses qualités intrinsèques : ses frais de fonctionnement sont très réduits (le combustible est gratuit), ses exigences d'entretien sont limitées, il est fiable, silencieux et relativement facile à installer.

De plus, dans certaines applications autonomes, le photovoltaïque est très pratique en le comparant avec autres sources d'énergie, en particulier dans les endroits difficiles d'accès et peu rentables pour l'installation de lignes électriques traditionnelles.

Ce chapitre a pour but d'analyser les problèmes et les concepts de base rencontrés lors de la mise en place d'une installation photovoltaïque. Partant d'une description générale des modalités d'exploitation de l'énergie solaire par des installations PV, nous exposons brièvement les méthodes de raccordement au réseau et de protection contre les surintensités, les surtensions et le contact, afin de bien choisir les dispositifs de commande et de protection des différents composants des installations. Ensuite, nous décrivons le principe de fonctionnement des installations PV, leur typologie, les principaux composants et les méthodes d'installation et les différentes configurations. Dans ce chapitre, nous expliquons par ailleurs une analyse de la production d'énergie d'une installation et illustre la manière dont celle-ci varie en fonction des quantités déterminées.

2. Principe de fonctionnement :

Une installation photovoltaïque (PV) transforme directement et instantanément l'énergie solaire en énergie électrique sans utiliser de combustible. En fait, la technologie photovoltaïque (PV) exploite l'effet photoélectrique, par lequel des semi-conducteurs

correctement « dopes » génèrent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés au rayonnement solaire.

Les principaux avantages des installations photovoltaïques (PV) peuvent être résumés comme suit :

- Répartition de la génération si nécessaire ;
- Absence d'émission de substances polluantes ;
- Economie de combustibles fossiles ;
- Fiabilité car les installations ne comportent pas de pièces mobiles (vie utile généralement supérieure à 20 ans) ;
- Réduction des coûts de fonctionnement et d'entretien.
- Modularité du système (pour accroître l'énergie produite par l'installation, il suffit d'augmenter le nombre de panneaux) en fonction des besoins réels des utilisateurs.

Cependant, le coût initial du développement d'une installation PV est relativement élevé, car le marché n'a pas encore atteint sa pleine maturité du point de vue technique et économique. De plus, la génération d'énergie est imprévisible en raison de la variabilité de la source d'énergie solaire.

La production annuelle d'énergie électrique d'une installation PV dépend de différents facteurs. Notamment :

- Rayonnement solaire incident sur le site de l'installation ;
- Inclinaison et orientation des panneaux ;
- Présence ou absence d'ombrage ;
- Performances techniques des composants de l'installation (principalement les modules et les onduleurs).

Les principales applications des installations PV sont les suivantes :

1. Installations (avec systèmes de stockage) pour les utilisateurs isolés du réseau;
2. Installations pour les utilisateurs raccordés au réseau BT ;
3. Centrales PV généralement raccordées au réseau MT.

Les mesures d'incitation telles que le tarif de rachat concernent uniquement les applications de type 2 et 3, à savoir des installations dont la puissance assignée est supérieure ou égale à 1 kW.

Une installation PV est essentiellement constituée d'un générateur (panneaux PV), d'un cadre de support pour monter les panneaux au sol, sur un bâtiment ou sur une structure

de bâtiment, d'un système de contrôle de l'énergie et de climatisation, d'un éventuel système de stockage de l'énergie, de tableaux de distribution électriques et d'appareils de commutation abritant l'équipement de commutation et de protection et de câbles de raccordement.

3. Description d'un système photovoltaïque

La figure I.1présente l'architecture d'un système photovoltaïque raccordé au réseau.

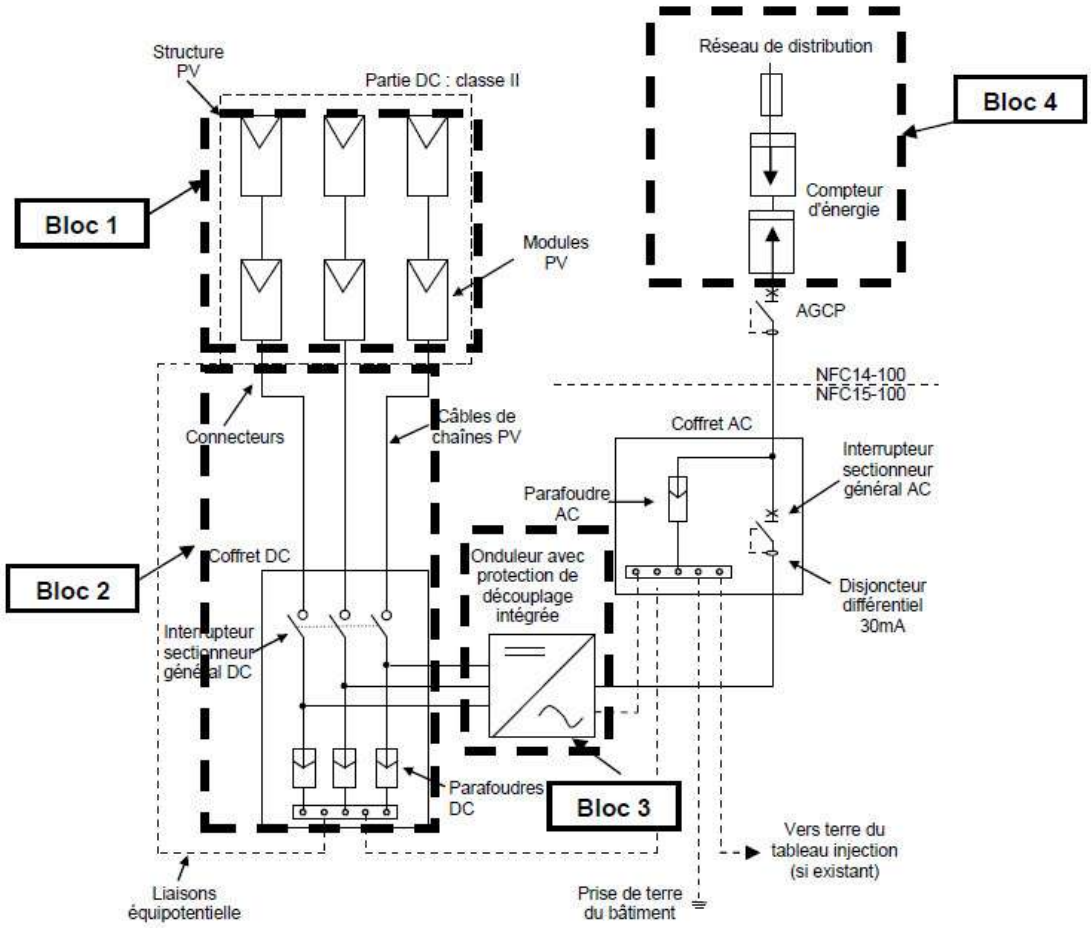


Figure I.1. *Architecture d'une toiture photovoltaïque raccordée au réseau selon la recommandation UTE C 15-712-1*

La structure PV (bloc 1) composée des modules PV, est représentée avec l'onduleur (bloc 3), qui injecte l'énergie produite sur le réseau (bloc 4). Un coffret DC (bloc 3) est présent pour la sécurité des personnes. La boîte de jonction n'est pas représentée. La boîte de

jonction contient une diode anti-retour et un sectionneur pour chaque chaîne de panneaux (string).

Dans la partie suivante, nous allons expliquer les fonctionnalités des différents blocs qui constituent la structure photovoltaïque.

4. Principaux composants d'une installation photovoltaïque

4.1. Générateur photovoltaïque

4.1.1. Cellule PV

Le principe de fonctionnement d'une cellule PV repose sur le principe de l'effet photovoltaïque. Ce dernier permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de production et de transport de charges électriques positives et négatives dans un matériau semi-conducteur comme le silicium. Ce matériau est composé de deux couches, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit, dites respectivement dopée de type "n" et dopée de type "p". Lorsque la première couche est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p.

La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. La mise en contact des deux couches à dopages opposés dans ce semi-conducteur en y ajoutant des contacts métalliques constitue un élément connu : la diode. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction, créant ainsi une paire électron-trou.

Si une charge est placée aux bornes de la cellule, comme représentée sur la figure I-2, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel : le courant électrique circule. Cette jonction a donc les caractéristiques électriques d'une diode au silicium classique avec, sous illumination, l'apparition d'un photo-courant indépendant de la tension et proportionnel au flux lumineux et à la surface de la cellule.

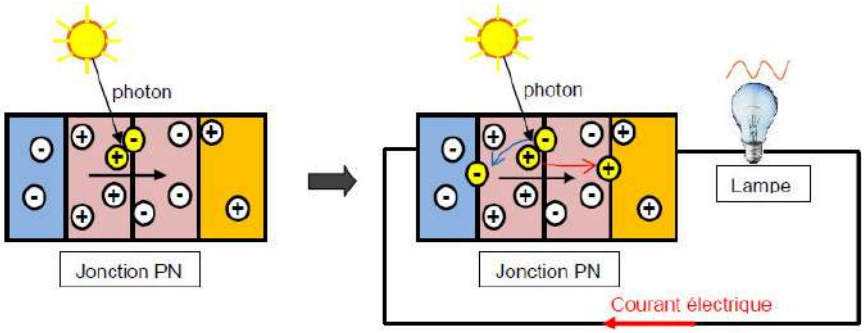


Figure I-2. *Schéma de l'effet photovoltaïque sous illumination*

Dans le marché, les cellules au silicium cristallin sont encore les plus répandues. Elles se présentent sous formes de plaquettes carrées ou pseudo-carrées. Dans le cas des matériaux « cristallin », le silicium qui les constitue est un cristal, avec un arrangement ordonné avec des atomes, selon une structure atomique de type tétraédrique. Si la cellule est constituée d'un seul cristal, l'appellation est silicium monocristallin avec un aspect uniforme, gris bleuté ou noir. Le silicium poly-cristallin est fabriqué à partir des résidus provenant de la fabrication du silicium monocristallin. Le procédé de cristallisation consiste en la refonte de ces résidus. Dans le marché, les cellules au silicium cristallin sont encore les plus répandues. Elles se présentent sous formes de plaquettes carrées ou pseudo-carrées.

Dans le cas des matériaux « cristallin », le silicium qui les constitue est un cristal, avec un arrangement ordonné avec des atomes, selon une structure atomique de type tétraédrique. Si la cellule est constituée d'un seul cristal, l'appellation est silicium monocristallin avec un aspect uniforme, gris bleuté ou noir. Le silicium poly-cristallin est fabriqué à partir des résidus provenant de la fabrication du silicium monocristallin. Le procédé de cristallisation consiste en la refonte de ces résidus suivie d'une resolidification unidirectionnelle sous forme de structure colonnaire multi-cristalline à gros grains (aspect mosaïque compact de fragments métalliques bleutés), dont la taille est comprise entre 1mm et 10 cm.

Cependant, pour ce matériau, les nouveaux procédés de recristallisation ne permettent pas toujours de les différencier, le grain étant trop fin. Leurs différentiations se font donc à leurs formes qui sont généralement carré comme représentées dans la figure I-3.



Figure I- 3. *Cellule au silicium monocristallin et cellule au silicium poly-cristallin*

Pour améliorer sans cesse les performances, les constructeurs multiplient les procédés sophistiqués : diffusion des charges très proche de la surface avant pour améliorer la collecte des photons de petite longueur d'onde (photons bleus très énergétiques et pénétrant peu dans le silicium), métallisation avant extrêmement fine déposée au fond d'une gorge gravé au laser, deux couches antireflet… [LABOURET].

La figure I-4 représente l'évolution temporelle sous forme graphique des différents rendements des cellules de différentes technologies réalisée par le *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Les cellules au silicium monocristallin disponibles sur le marché ont généralement un rendement de 15% à 25% et 12% à 20% pour les cellules au silicium polycristallin.

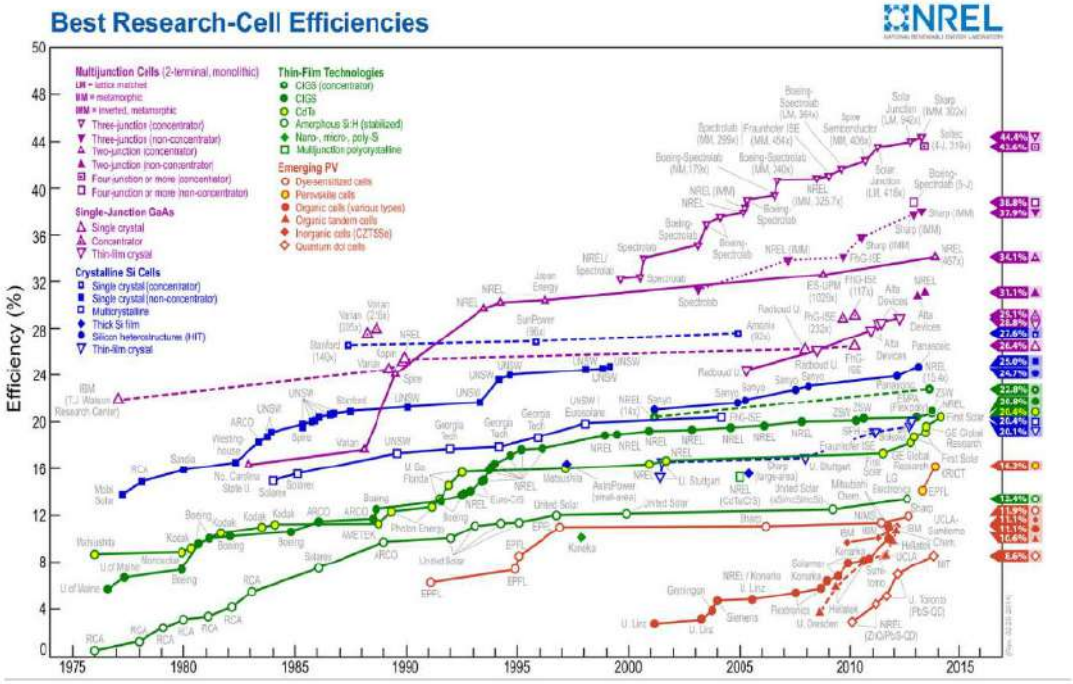


Figure I-4. *Evolution des rendements des cellules de différentes technologies de 1975 à 2014*

Les technologies cristallines (multi-cristallin et mono-cristallin) sont de loin les plus utilisées aujourd'hui (environ 87.9%), mais les technologies "couches minces", en particulier CIS et CdTe se développent de plus en plus sur le marché comme le montre la figure I-5 avec la répartition des technologies sur le marché.

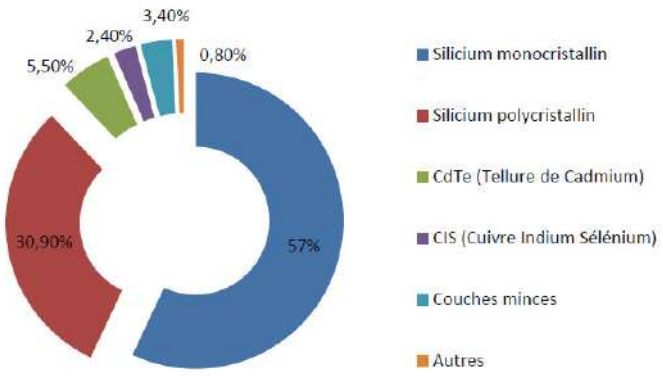


Figure I-5. *Répartition de la production de cellules par technologie en 2011 (Hespul, Photon international 2012)*

La technologie CIS, permet de décomposer le spectre lumineux de manière plus large que dans une technologie à base de cellule. Par conséquent, ses performances sont légèrement supérieures à celles des panneaux de type amorphe (90 watts au m² environ). Ces panneaux ont la particularité de produire d'avantage par temps nuageux, ou faible luminosité que les panneaux poly-cristallins (à puissance égale). Ils ont aussi la particularité de n'être que très peu affectés par les problèmes d'ombres portées. Ces panneaux conviennent donc idéalement à la partie nord de la France, plus nuageuse.

Les panneaux au Tellure de Cadmium (CdTe) ont également de nombreux avantages (faible impact des ombres, bonne production par temps couvert), et s'adaptent particulièrement bien dans les régions du nord. L'inconvénient est que cette technologie présente des problèmes de toxicité.

Pour les technologies de cellules au silicium cristallin et amorphe, la tension de circuit ouvert d'une cellule est de l'ordre de 0,6 V. A la puissance maximale, la tension aux bornes d'une cellule est de 0,45V-0,5V.

4.1.2. Module photovoltaïque

Le module photovoltaïque est un ensemble de cellules assemblées pour générer une puissance électrique exploitable, lors de son exposition à la lumière. Cet assemblage en série

doit être protégé pour rendre le panneau apte à un usage en extérieur. Les cellules sont en effet des objets fragiles et sensibles à la corrosion, qu'il convient de protéger mécaniquement et de mettre à l'abri des rigueurs du climat (humidité, variations de température, etc.).

Des panneaux de diverses puissances sont réalisés selon la surface mise en œuvre (typiquement de 1 à 300 Wc par panneau) et capables de générer du courant continu lorsqu'ils sont exposés à la lumière. Ils constituent la partie productrice d'énergie dans un générateur photovoltaïque. Des panneaux plus puissants sont disponibles sur le marché, surtout depuis l'essor des installations connectées au réseau, les limites étant liées au poids, et à la manipulation de la structure, et aux contraintes de maintenance.

Un module « classique » contient 36 ou 72 cellules. Mais il existe des modules sur le marché de 40, 54, 60 cellules [TENESOL].

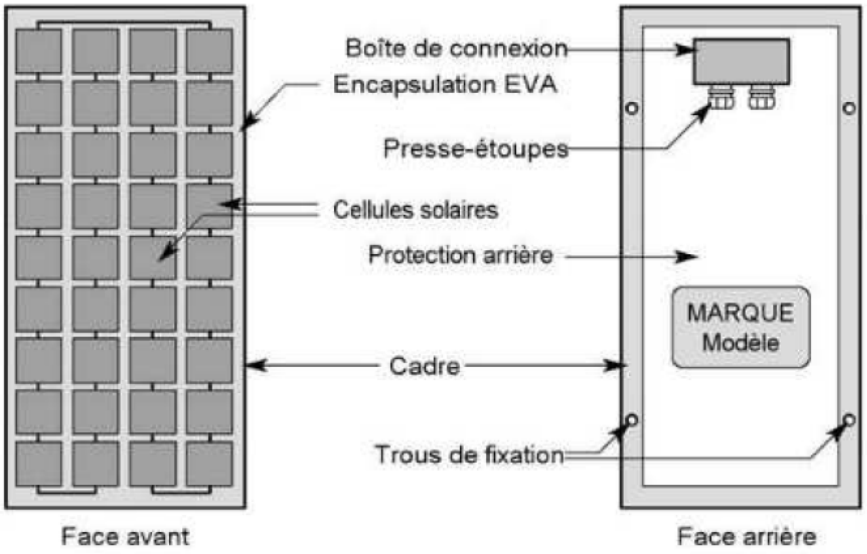


Figure I-6. *Exemple de structure de champ photovoltaïque.*

Dans les anciens modules, les cellules étaient connectées entre elles directement. Dans les modules plus récents, chaque groupe de cellules est relié à une diode dite "by-pass". C'est une diode de protection qui permet d'éviter que les modules ne se comportent comme des récepteurs et engendre un échauffement des cellules en cas d'éclairage partiel. Pour des questions de coûts, les constructeurs ne placent pas de diodes "by-pass" sur chaque cellule mais sur un groupe de cellule. Le nombre de diode "by-pass" peut varier selon le constructeur.

Généralement, un module PV peut posséder 2 voire 3 diodes "by-pass". L'étude menée par [SILVESTRE et *al.*] démontre que la configuration des diodes by-pass dans un

module PV peut avoir son importance dans l'efficacité de production, dans des conditions d'ombrage. Cet article présente une méthodologie de simulation pour étudier différentes configurations de diodes by-pass dans le module. La figure I-7 montre la disposition de ces diodes "by-pass" pour un module contenant 36 cellules.

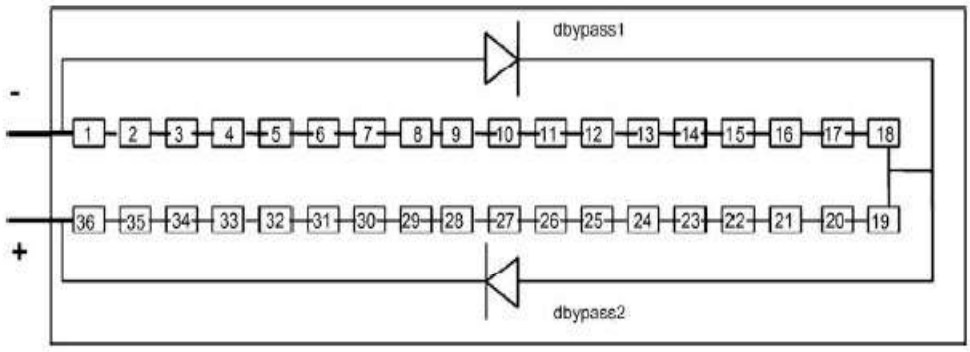


Figure I-7. *Mise en série de cellules PV dans le module avec les deux diodes by-pass.*

4.1.3. Champ PV

Pour disposer d'une puissance installée de plusieurs centaines de kilowatts, voire de mégawatts, il est nécessaire d'assembler les modules photovoltaïques suivant une architecture connue de l'électricité : c'est l'assemblage série et parallèle. La figure I-8 montre l'architecture série parallèle d'un champ photovoltaïque.

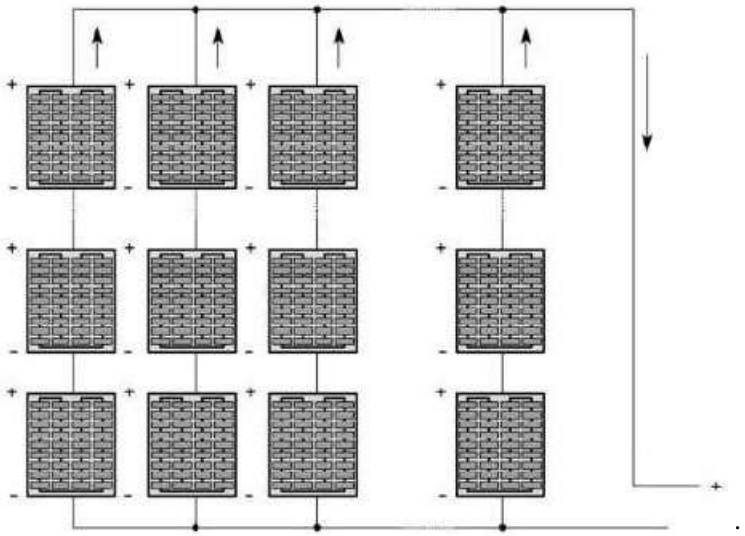


Figure I-8. *Exemple de structure de champ photovoltaïque.*

4.2. Onduleur

Le système de conditionnement d'énergie et de contrôle est constitué d'un onduleur convertissant le courant continu en courant alternatif, et contrôlant la qualité de la puissance de sortie fournie au réseau au moyen d'un filtre LC situé à l'intérieur de l'onduleur. La Figure I-9 montre le schéma de principe d'un onduleur. Les transistors, utilisés comme commutateurs statiques, sont contrôlés par un signal d'ouverture-fermeture qui se traduit en mode simple par une forme d'onde de sortie carrée.

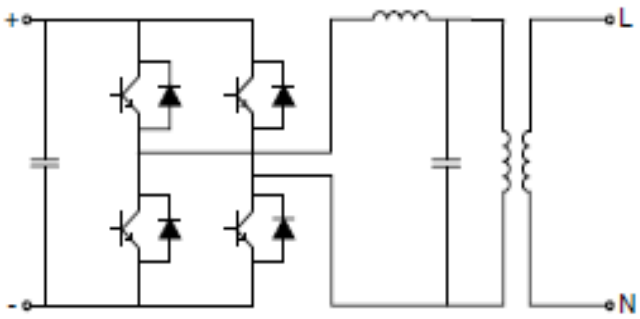


Figure I-9. *Schéma de principe d'un onduleur monophasé*

Pour obtenir une forme d'onde aussi sinusoïdale que possible, une technique plus sophistiquée, la modulation de largeur d'impulsions (MLI), est utilisée ; la technique MLI permet d'obtenir une régulation de la fréquence ainsi que de la valeur r.m.s de la forme d'onde de sortie (Figure I-10).

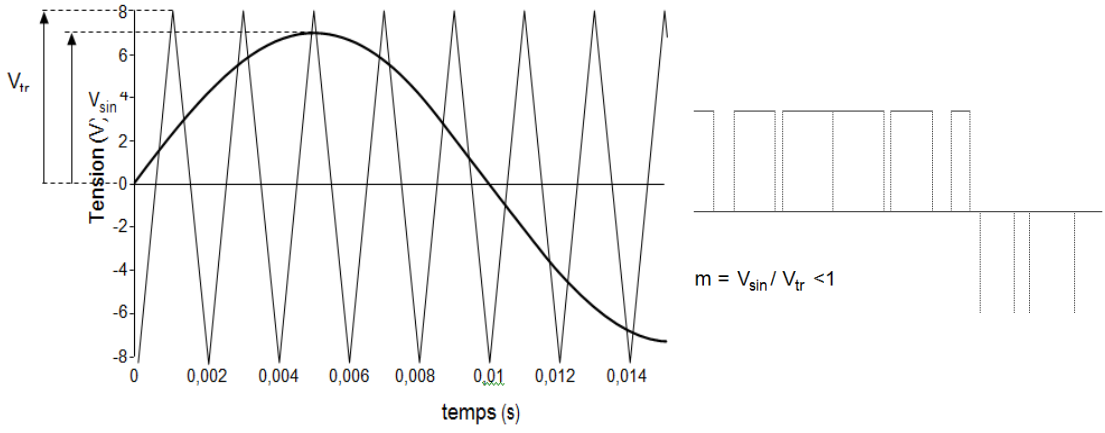


Figure I-10. *Principe de fonctionnement de la technologie MLI*

L'énergie fournie par un générateur PV dépend de son point de fonctionnement. Afin de maximiser la production d'énergie de l'installation, le générateur doit s'adapter à la charge, afin que le point de fonctionnement corresponde toujours au Maximum Power

Point (MPP).

À cette fin, un hacheur contrôlé appelé Maximum Power Point Tracker (MPPT) est utilisé à l'intérieur de l'onduleur. Le MPPT calcule régulièrement la paire de valeurs « courant-tension » du générateur à laquelle la puissance maximale disponible est produite. À partir de la courbe I-V du générateur PV.

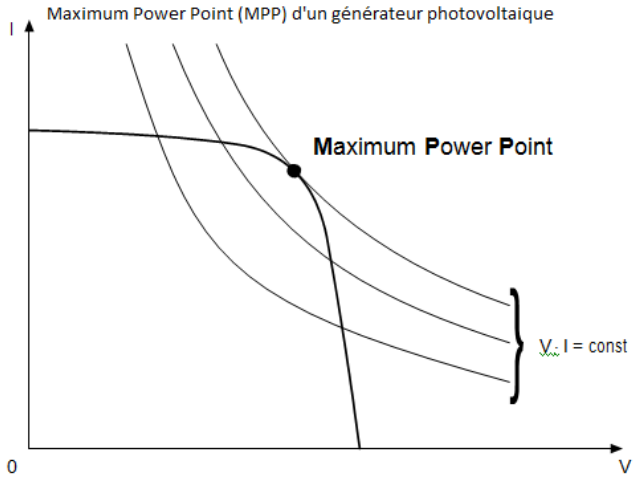


Figure I-11. *La courbe I-V du générateur PV*.

Le point maximum de transfert de puissance correspond au point de tangence entre la caractéristique I-V d'une valeur donnée de rayonnement solaire et l'hyperbole de l'équation $V \cdot I = \text{const}$.

Les systèmes MPPT disponibles dans le commerce identifient le Maximum Power Point (MPP) sur la courbe de caractéristique du générateur en provoquant, à intervalles réguliers, de légères variations de charges qui se traduisent par des écarts des valeurs courant-tension et en évaluant si la valeur I-V du nouveau produit est supérieure ou inférieure à la précédente. En cas de hausse, les conditions de charge continuent de varier dans le sens en question. Dans le cas contraire, les conditions sont modifiées dans le sens opposé.

En raison des caractéristiques de performances requises, les onduleurs des installations autonomes et des installations raccordées au réseau doivent présenter des caractéristiques différentes :

- Dans les installations autonomes, les onduleurs doivent être capables de fournir une tension côté AC aussi constante que possible lors de la variation de la production du générateur et de la demande de charge ;
- Dans les installations raccordées au réseau, les onduleurs doivent reproduire le

plus fidèlement possible la tension du réseau et en même temps tenter d'optimiser et de maximiser la production d'énergie des panneaux PV.

5. Types de panneaux photovoltaïques

5.1. panneaux en cristaux de silicium

À l'heure actuelle, les panneaux en silicium cristallin sont les plus utilisés et sont divisés en deux catégories :

a. silicium **monocristallin** (Figure I-12), les panneaux monocristallins sont composés de cristaux de silicium de grande pureté. Le lingot de silicium monocristallin a une forme cylindrique, un diamètre de 13-20 cm et une longueur de 200 cm, et est obtenu par la croissance d'un cristal filiforme en lente rotation. Ce cylindre est ensuite coupé en plaquettes de 200-500 μm d'épaisseur et la surface est traitée pour obtenir des « micro- rainures » visant à minimiser les pertes par réflexion. Le principal avantage de ces cellules est leur efficacité (14 à 17%), leur longue durée de vie et la conservation des caractéristiques avec le temps.

Le coût de ces modules est d'environ 3.2 à 3.5 €/W et les panneaux élaborés avec cette technologie sont généralement caractérisés par une couleur bleu foncé.



Figure I-12. *Panneau en silicium monocristallin.*

b. panneaux en silicium **polycristallin** (Figure I-13), où les cristaux constituant les cellules s'agrègent en prenant différentes formes et sens. En fait, les irisations typiques des cellules en silicium polycristallin sont causées par les différents sens des cristaux et donc par le comportement différent par rapport à la lumière. Le lingot de

silicium polycristallin est obtenu en faisant fondre et en coulant le silicium dans un moule en forme de parallélépipède. Les plaquettes ainsi obtenues ont une forme carrée et des stries caractéristiques de 180-300 µm d'épaisseur.

L'efficacité est inférieure à celle du silicium monocristallin (12 à 14%), toutefois le coût est plus avantageux, de 2.8 à 3.3 €/W. La durée de vie est élevée (comparable à celle du silicium monocristallin) de même que la conservation des performances avec le temps (85% de l'efficacité initiale après 20 ans).

Les cellules élaborées à partir de cette technologie peuvent être reconnues à leur surface présentant des grains de cristaux assez visibles.

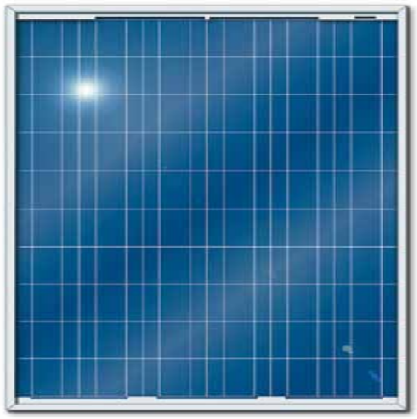


Figure I.13. *Panneau en silicium polycristallin.*

Le marché est actuellement dominé par la technologie de silicium cristallin, qui représente environ 90% des panneaux. Cette technologie est mature en termes d'efficacité disponible et de coûts de fabrication et elle continuera probablement à dominer le marché à court et moyen terme. Seules quelques légères améliorations sont attendues en termes d'efficacité (les nouveaux produits industriels déclarent une efficacité de 18%, avec une valeur en laboratoire de 24.7%, qui est considérée comme quasiment imbattable) de même qu'une éventuelle réduction des coûts liée d'une part à l'introduction dans les processus industriels de plaquettes plus grandes et plus fines et d'autre part aux économies d'échelle. Par ailleurs, l'industrie PV employant cette technologie utilise le surplus de silicium de l'industrie électronique. Toutefois, en raison du développement constant de cette dernière et de la croissance exponentielle de la production PV à un taux moyen de 40% au cours des six dernières années, la disponibilité sur le marché des matières premières utilisées dans le secteur photovoltaïque devient de plus en plus limitée.

5.2. panneaux à couche mince

Les cellules à couche mince sont composées de matériau semi-conducteur déposé, généralement sous forme de mélanges gazeux, sur des supports tels que le verre, les polymères, l'aluminium, qui donnent une cohérence physique au mélange. La couche mince de semi-conducteur a quelques µm d'épaisseur par rapport aux cellules en silicium cristallin qui en comptent des centaines. Par conséquent, l'économie de matériau est remarquable et la possibilité d'avoir un support flexible augmente le champ d'application des cellules à couche mince.

Les matériaux utilisés sont les suivants :

- silicium amorphe ;
- CdTeS (Tellure de cadmium-Sulfure de cadmium) ;
- GaAs (Arséniure de gallium) ;
- CIS, CIGS et CIGSS (Alliages de cuivre iridium diséléniure).

Le **silicium amorphe** (symbole a-Si) déposé sous forme de couche mince sur un support (par ex. aluminium) permet d'avoir une technologie PV à un coût réduit par rapport au silicium cristallin, toutefois, l'efficacité de ces cellules a tendance à diminuer au fil du temps. Le silicium amorphe peut également être « vaporisé » sur une couche mince de plastique ou de matériau flexible. Il est surtout utilisé lorsqu'il est nécessaire de réduire au maximum le poids du panneau et de l'adapter à des surfaces courbes. L'efficacité de l'a-Si (5% à 6%) est très faible en raison des nombreuses résistances rencontrées par les électrons qui circulent.

Les performances des cellules ont également tendance à diminuer dans le temps. Une application intéressante de cette technologie est le « tandem », combinant une couche de silicium amorphe à une ou plusieurs couches de silicium cristallin multi-jonctions ; grâce à la séparation du spectre solaire, chaque jonction montée en série donne son meilleur rendement et garantit des niveaux supérieurs en termes d'efficacité et d'endurance.

Les cellules solaires CdTeS sont composées d'une couche P (CdTe) et d'une couche N (CdS) qui forment une jonction P-N.

Les cellules en CdTeS ont une plus grande efficacité que les cellules en silicium amorphe : 10% à 11% pour les produits industriels (15.8% dans les laboratoires d'essais). La production à grande échelle de la technologie CdTeS pose un problème

environnemental en raison du CdTe contenu dans la cellule : étant donné qu'il n'est pas soluble dans l'eau et qu'il est plus stable que d'autres composés contenant du cadmium, il peut s'avérer problématique s'il n'est pas correctement recyclé ou utilisé (Figure 1.14). Le coût unitaire de ces modules varie de 1.5 à 2.2 €/W.

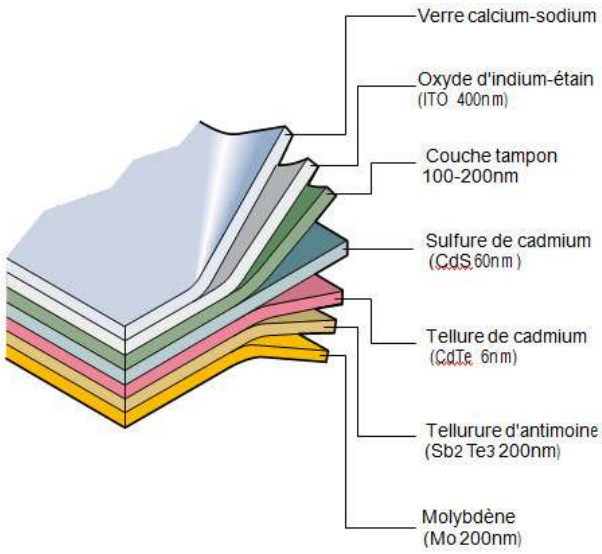


Figure I.14. *Structures des cellules à couche mince à base de CdTe-CdS*

Actuellement, la technologie GaAs est la plus intègressante du point de vue de l'efficacité, qui est supérieure à 25 à 30%. Cependant, la production de ces cellules est limitée par le coût élevé et la rareté du matériau, principalement utilisé dans les « semi-conducteurs à grande vitesse » et l'industrie optoélectronique. En fait, la technologie GaAs est essentiellement employée dans les applications spatiales où la réduction du poids et des dimensions joue un rôle clé.

	Silicium monocristallin	Silicium polycristallin	Couche mince (silicium amorphe)
η cellule	14% - 17%	12% - 14%	4-6% mono 7-10% tandem
Avantages	η élevé	coût inférieur	coût inférieur
	η constant	production plus simple	influence réduite de la température
	énergie supérieure	dimensions globales optimales	rendement énergétique supérieur avec rayonnement diffus
Inconvénients	énergie supérieure	sensibilité aux impuretés dans les processus de fabrication	dimensions supérieures
	quantité nécessaire pour la production		coût de la structure et temps de montage

Tableau I.1. *Avantages et inconvénients des Silicium monocristallin, Silicium polycrisatllin et Silicium amorphe*

	GaAs (Arséniure de gallium)	CdTe (Tellure de cadmium)	CIS (Alliages de cuivre iridium séléniure)
η cellule	32,5%	11%	12%
Avantages	grande résistance à des températures élevées (compatible avec les concentrateurs)	faible coût	très constant
Inconvénients	toxicité	toxicité	toxicité
	disponibilité des matériaux	disponibilité des matériaux	

Tableau I.2. *Avantages et inconvénients des GaAs, CdTe et CIS*

6. Types d'installations photovoltaïques

6.1. Installations autonomes

Les installations autonomes sont des installations non raccordées au réseau, composées de panneaux PV et dont le système de stockage garantit une énergie électrique même en cas de faible éclairage ou d'obscurité. Étant donné que le courant fourni par le générateur PV est du courant DC, si l'installation de l'utilisateur requiert du courant AC, un onduleur est nécessaire.

Ces installations sont avantageuses d'un point de vue technique et financier si le réseau électrique n'est pas présent ou s'il n'est pas facile d'accès, car elles peuvent

remplacer des ensembles moteur-générateur. Par ailleurs, dans une configuration autonome, le champ PV est surdimensionné de sorte que, pendant les heures d'ensoleillement, l'alimentation de charge ainsi que la recharge des batteries de stockage puissent être garanties avec une certaine marge de sécurité en tenant compte des jours de faible ensoleillement.

À l'heure actuelle, les applications les plus communes sont utilisées pour alimenter ce qui suit (Figure I-15) :

- équipement de pompe à eau.
- répéteurs radio, stations de transmission de données et d'observation météorologique ou sismique.
- systèmes de protection contre la foudre.
- systèmes de signalisation routière, portuaire ou aéroportuaire.
- services de caravanes et camping-cars.
- installations publicitaires.
- refuges de haute montagne.



Figure I.15. *Abris et éclairage public photovoltaïques*

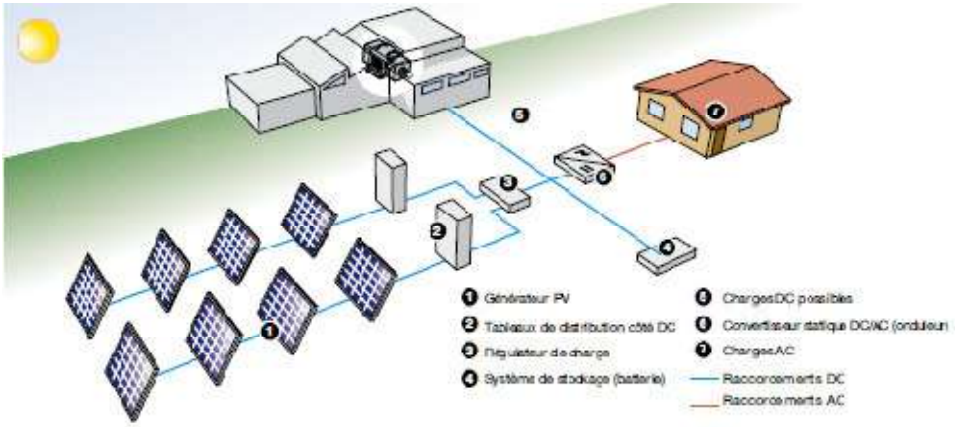


Figure I.16. *Le schéma de principe d'une installation PV autonome*

6.2. Installations raccordées au réseau

Les installations raccordées en permanence au réseau utilisent l'énergie du réseau lorsque le générateur PV n'est pas en mesure de produire l'énergie nécessaire pour satisfaire les besoins du consommateur. En revanche, si le système PV produit un excédent d'énergie électrique, celui-ci est mis sur le réseau, qui agit par conséquent comme un grand accumulateur : les systèmes raccordés au réseau n'ont donc pas besoin de batterie d'accumulateur (Figure 1.17).



Figure I.17. *Les systèmes raccordés au réseau*

Ces installations (Figure I.18) offrent l'avantage de fournir une génération répartie et non centralisée : en effet, la valeur de l'énergie produite près de la zone de consommation est supérieure à celle de l'énergie produite dans les grandes centrales traditionnelles, car les pertes par transmission sont limitées et les dépenses liées au transport et aux systèmes électriques de répartition sont réduites. En outre, la production d'énergie lors des heures d'ensoleillement permet de réduire le recours au réseau pendant la journée, autrement dit lorsque la demande est supérieure.

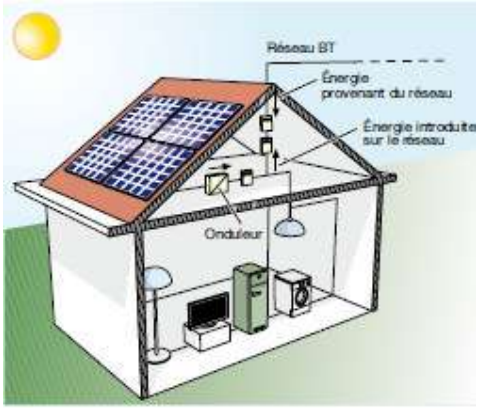


Figure I.18. *Installations photovoltaïques raccordées au réseau*

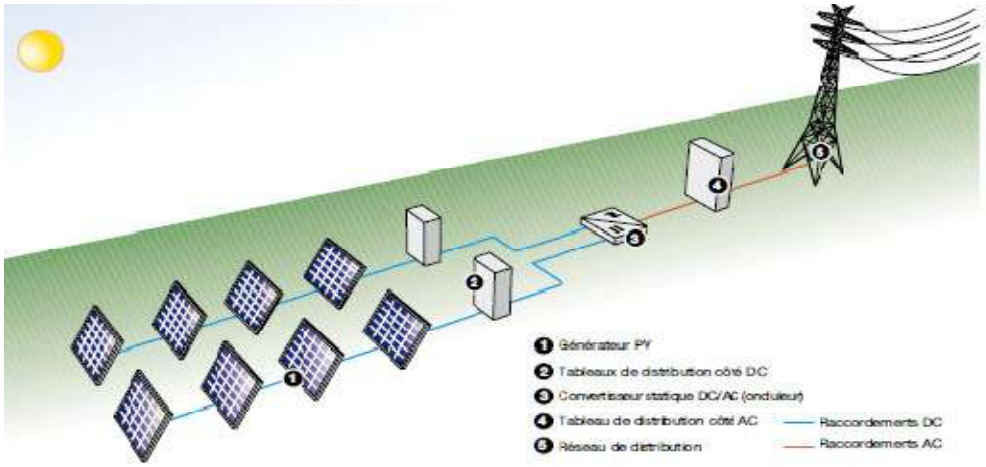


Figure I.19. *Le schéma de principe d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau.*

7. Problématiques liées à la productivité d'une installation photovoltaïque

Le taux de disponibilité des systèmes PV récemment installés est amélioré grâce à l'amélioration de la fiabilité des composants de l'installation. Selon les études menées par IEA PVPS portant sur l'analyse de la performance des installations PV opérationnelles dans de nombreux pays dans le monde entier, le taux de disponibilité annuel d'une installation PV bien surveillée peut atteindre 97% [JAHN et al.].

Il n'existe aucune statistique représentative sur la répartition des composants causant ces quelques pourcentages d'indisponibilité. Ceci est dû aux choix des composants de fiabilités différentes par des installateurs. Pourtant, il a été convenu que la défaillance de l'onduleur représente le plus grand pourcentage parmi les défaillances apparues (plus de 50%) [CLAVADETSCHER'07, HIBBERD'11].

L'indisponibilité d'un système PV entraîne évidemment une perte de productivité. Par contre, un système PV disponible ayant un défaut a des pertes supplémentaires car le système peut fonctionner avec une performance non optimale. Citons comme exemple, l'analyse de la performance des 177 installations PV faisant partie du programme 1000 toits en Allemagne [JAHN et al.]. La Figure I-20 montre l'évolution des indices de performance annuels de ces installations.

La moyenne annuelle de toutes les installations varie entre 0.6 et 0.7. Par contre, la dispersion entre les indices de performance de chaque installation (pour une année donnée)

montre qu'il y a eu des problèmes spécifiques pour les installations avec les indices de performance les plus faibles.

Une inspection en détails sur les installations avec l'indice de performance inférieur à 0.6 a abouti à quatre raisons spécifiques qui conduisaient à la baisse de productivité. Ces problèmes sont :

- La dispersion en termes de puissance des modules installés
- L'ombrage causé par des arbres et des bâtiments aux alentours
- La défaillance des composants de câblage et de protection
- La défaillance complète ou partielle de l'onduleur

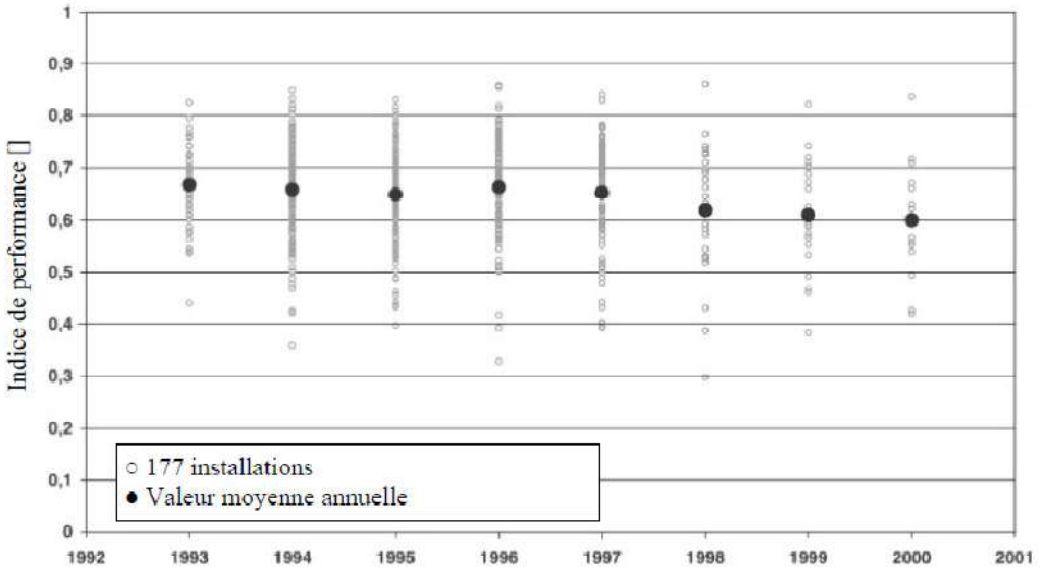


Figure I-20. *Evolution des indices de performance annuels des 177 systèmes PV résidentiels installés pour le « 1000-Roofs Photovoltaic Programme » en Allemagne entre 1991 – 1994 [JAHN et al.]*

Quelle est alors la problématique liée à la productivité d'une installation photovoltaïque ? La productivité d'un système PV peut être améliorée en réduisant le taux d'indisponibilité et en faisant fonctionner le système à une performance optimale.

Le taux d'indisponibilité peut être réduit en diminuant le nombre de défaillance des composants et en diminuant la durée de réparation pour ramener le système en état normal. La première solution peut être atteinte en choisissant des composants de grande fiabilité pour l'installation. Dans la seconde solution, un système de diagnostic doit être présent pour identifier le plus rapidement possible la cause de défaillance (complète).

Quant à la performance non optimale de l'installation PV qui est causée par la défaillance partielle des composants constituant l'installation, la détection de ce genre de défaillance n'est pas évidente. Un système de monitoring classique consiste à surveiller simplement quelques grandeurs électriques (courant, tension et puissance) de l'installation. L'analyse a posteriori de ces grandeurs permet d'évaluer la performance de l'installation comme on peut le voir dans l'exemple de la Figure I-20. Bien que ce type d'analyse permette d'identifier (d'une manière imprécise) la présence d'anomalies dans la production de l'énergie, elle ne permet pourtant pas de les détecter immédiatement lors de leur apparition et laisse fonctionner le système avec une performance non optimale.

Pour toutes ces raisons, un système de diagnostic plus sophistiqué est indispensable pour détecter et localiser des défauts afin d'améliorer la productivité de l'installation PV.

8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les installations photovoltaïques. Nous avons commencé par une introduction. Ensuite, nous avons décrivé le principe de fonctionnement de ces installations. Une description des systèmes photovoltaïque a été aussi donnée. Nous avons détaillé par la suite les principaux composants d'une installation photovoltaïque. Encore, nous avons présenté les types des panneaux PV ainsi les types des installations PV. Enfin, nous avons présenté les problématiques liées à la productivité d'une installation photovoltaïque.

CHAPITRE 2 :

Les différents défauts des systèmes photovoltaïques

SOMMAIRE DU CHAPITRE II

1.Introduction 24
2.Défauts des systèmes photovoltaiques 24
2.1.Défauts dans le générateur PV 24
2.1.1.Défauts au niveau de la cellule PV……..……. 24
2.1.2.Défauts au niveau des modules PV……..... 25
2.1.3.Autres problèmes du générateur PV…….. 26
2.2.Défauts des systèmes PV sur le réseau de distribuion 27
3.Outils et méthodes de détection de défauts 28
3.1.Analyse des pertes de puissance d'une installation PV……. 28
3.2.Analyse de la caractéristique I-V……. 29
3.3.Méthode de termographie infrarouge ……. 30
3.4.Méthode de réflectométrie électrique ……. 31
4. Défauts dans le système photovoltaique 31
5. Conclusion 33

1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons les différents défauts qui peuvent se produire lors d'une installation photovoltaïque. Ces défauts peuvent être classifiés selon les problèmes aux niveaux des modules PV qui peuvent voir leur puissance effective diminuer pour des raisons temporaires ou réversibles, et selon les problèmes des systèmes PV sur le réseau de distribution.

2. Défauts des systèmes photovoltaïques

2.1. Défauts dans le générateur PV

Aujourd'hui, la plupart des modules PV industrialisés sont garantis pour 25 ans, mais il n'existe pas de protocoles de test pour valider cette durée de vie. La figure II-1 montre le tracé du taux de dégradation d'un module PV par an. Il est dit dans l'étude menée par [WOHLGEMUTH et al.], que le taux de dégradation annuel moyen est de 0.8 % comme le montre la figure II-1. Il est alors important d'évaluer les différents défauts éventuels liés aux cellules PV, aux modules PV, mais aussi aux champs PV.

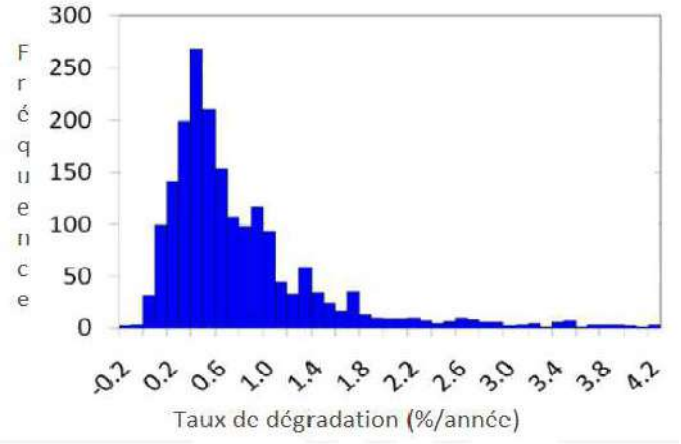


Figure II-1. *Taux de dégradation d'un module PV par an*

2.1.1. Défauts au niveau de la cellule PV

Il existe des défauts permanents et évolutifs avec le temps. La diminution graduelle de la performance d'une cellule peut être causée par :

- Une augmentation de la valeur de la résistance série. Plusieurs causes ont été identifiées comme une diminution de l'adhérence des contacts ou une oxydation des connectiques. L'augmentation de la résistance série réduit la tension de sortie

et par conséquent le facteur de forme de la caractéristique courant-tension du module [VAN DYK et *al*.]. Aujourd'hui, il n'existe pas de test de vieillissement sur la résistance série afin de quantifier réellement le pourcentage d'augmentation de cette résistance au fil du temps ;

- Une diminution de la résistance parallèle. La migration du métal dans la jonction P-N peut causer une diminution de la tension de circuit ouvert et par la même occasion une diminution de la puissance maximale. Un comparatif a été mené avec plusieurs valeurs de résistance parallèle et il est montré que pour une faible valeur de résistance (<6Ω), il y a une perte assez nette de la puissance maximale [MEYER et *al*.] ;
- Une détérioration du traitement de surface (couche anti-reflet);

Des courts-circuits peuvent se manifester au niveau des interconnections. Ce type de défaut est beaucoup plus fréquent dans les cellules en couche mince car les électrodes supérieures et inférieures sont beaucoup plus rapprochées et ont plus de chances de se retrouver court-circuitées par du matériel corrodé ou endommagé.

Le défaut des cellules en circuit ouvert est commun. Elles sont généralement connectées par deux rubans traversant les électrodes. Mais celles-ci peuvent se briser pour diverses raisons :

- Contraintes thermiques ;
- Grosse grêle ;
- Fissures invisibles au moment de l'assemblage ;

2.1.2. Défauts au niveau des modules PV

Les problèmes liés aux modules peuvent eux aussi causer une réduction graduelle de la puissance de sortie d'un module PV au fil du temps ou bien engendrer une baisse de cette puissance par une ou plusieurs cellules en défaut. Le problème des circuits ouverts se présentent également au niveau des modules soit dans la boîte de jonction ou dans les câblages internes.

Il peut s'avérer que des courts circuits peuvent apparaître aussi liés aux processus de fabrication. Ces courts circuits trouvent leurs origines dans la dégradation de l'isolation électrique due à l'exposition aux effets climatiques qui induisent des déaminations, fissures ou oxydation. Des cellules ombragées ou fissurées peuvent donner naissance à un phénomène qui surchauffe localement le module entraînant sa perdition. Ce phénomène s'appelle "Hot spot". En effet, si une ou plusieurs cellules sont occultées, le module voit sa caractéristique

IV modifiée. Les autres cellules du groupement lui imposent un courant très supérieur à son courant de court-circuit. Du coup, les cellules occultées passent en polarisation inverse (tension négative) et dissipent une puissance importante qui provoque un échauffement amenant à sa destruction comme le montre la figure II-2. Pour éviter ce problème, des diodes by-pass ont été intégrées dans les modules comme expliqué et montré dans le chapitre précédent.

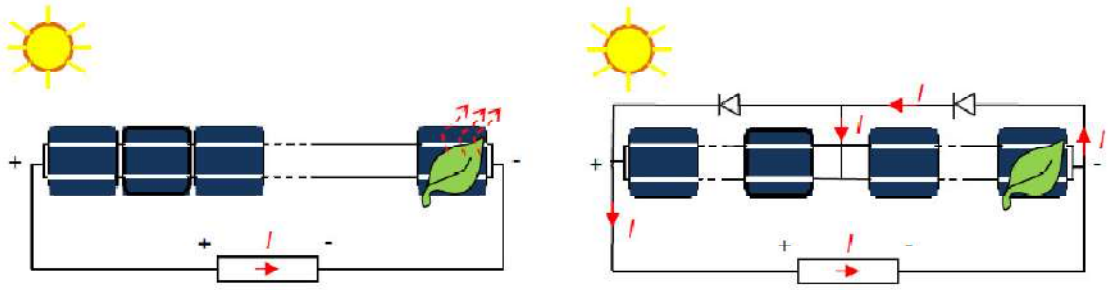


Figure II-2. *Schéma de cellules en série sans diode by-pass et avec diode by-pass*

L'étude menée par [GUO et *al.*] examine le comportement de la caractéristique I-V de la cellule dans son fonctionnement inverse c'est à dire lorsque la cellule est occultée. De plus, cette étude montre que ces phénomènes d'échauffement peuvent avoir des conséquences directes sur la baisse de puissance de sortie d'un module PV.

Dans l'étude menée par [ALONSO-GARCIA et *al.*], un module PV a été étudié afin de mesurer la caractéristique I-V de chaque cellule. Ainsi, le comportement des cellules sur cette caractéristique est établi lorsque celles-ci sont ombragées partiellement. La déformation de cette caractéristique augmente selon le nombre de cellules ombragées, et fait apparaître deux points potentiels de puissance maximal avec l'utilisation de diode by-pass.

Il peut s'avérer qu'aux niveaux des diodes by-pass utilisés pour ces défauts d'ombrages, des problèmes de surchauffe ou de sous dimensionnement peuvent apparaître.

2.1.3. Autres problèmes du générateur PV

D'autres défauts peuvent apparaître au niveau du générateur PV comme :

- Des défauts physiques concernant par exemple le câblage ou les connecteurs des systèmes PV peuvent apparaître notamment sur la corrosion des contacts ;

- Des défauts au niveau de la diode anti-retour connecté en série sur chaque string. Son rôle est d'éviter tout retour de courant inverse. Lorsque chaque string est connecté en parallèle, le string avec la tension la plus faible évite d'absorber ce courant inverse provenant des autres strings par le biais de ces diodes anti-retours. Ces dernières comme pour les diodes by-pass peuvent être cause de défaut ;
- Des défauts aux niveaux de l'encapsulation. Les absorbeurs d'UV et autres stabilisants utilisés dans les matériaux d'encapsulation garantissent une durée de vie accrue des matériaux d'encapsulation des modules. Les quantités de ces adjuvants peuvent diminuer avec le temps par des phénomènes de diffusion et engendre une dégradation accélérée du module. Cette conséquence entraîne une diminution progressive de la puissance de sortie du module jusqu'à sa défaillance totale ;
- Des défauts de courants de fuites peuvent être créés du fait des caractéristiques capacitives des panneaux et peuvent devenir dangereux en cas de contact avec le fil de terre. Des disjoncteurs différentiels sont utilisés dans ce cas pour la protection des personnes.

2.2. Défauts des systèmes PV sur le réseau de distribution

Le raccordement des systèmes PV sur le réseau de distribution peut avoir des conséquences sur son comportement. Inversement, le réseau de distribution peut aussi influencer le comportement normal des systèmes PV qui peuvent provenir des caractéristiques intrinsèques de distribution. Par exemple, les creux de tensions peuvent être l'une des principales causes de déclenchement des systèmes PV et donc peuvent perturber le fonctionnement des onduleurs. De plus, le fonctionnement des onduleurs sans transformateur peut être affecté en présence d'harmoniques.

Dans l'étude menée par [ITO et *al.*], un nouveau contrôle des systèmes PV a été présenté afin de réduire ces harmoniques. Dans cet article trois méthodes de contrôle ont été développées :

- Le contrôle de la puissance ;
- Le contrôle pour la réduction des courants harmoniques ;
- La stabilisation de la tension du réseau en contrôlant la puissance réactive optimale ;

Les causes de ces courants harmoniques dans le système sont liées aux distorsions des tensions du réseau. Pour cela deux méthodes de contrôle, afin de réduire ces courants, ont été crées et testées sur une installation de 400kW :

a. Le contrôle courant en boucle fermée.
b. Le contrôle pour compenser les perturbations.

L'avantage de la nouvelle méthode est la faible interférence avec le contrôle de courant. Le nouveau contrôle de compensation de perturbations permettra ainsi d'éliminer les faibles courants harmoniques du système.

3. Outils et méthodes de détection de défauts

Il existe 3 outils et méthodes de détection de défauts industrialisés sur un système PV.

3.1. Analyse des pertes de puissance d'une installation PV

Il existe sur le marché des systèmes de monitoring qui sont essentiellement intégrés dans l'onduleur. La solution dépendante de l'onduleur est la plus répandue. En effet, certains systèmes intégrés dans l'onduleur dépendent du protocole de communication de ces convertisseurs. L'inconvénient est que chaque fabriquant d'onduleur possède ses propres boîtiers d'acquisition de données. Des solutions "universelles" ont vu le jour regroupant tous les protocoles de communication des principaux onduleurs sur le marché. Cependant, ces solutions restent coûteuses et ne sont pas compatibles avec certains modèles d'onduleurs.

Les données mesurées restent, la plupart du temps les mêmes :

- Le courant issu du générateur PV.
- La tension issue du générateur PV.

Les paramètres environnementaux peuvent être aussi mesurés comme la température ambiante et l'ensoleillement. Ces mesures font partie de la mesure du côté DC. L'énergie injectée sur le réseau peut être relevé du coté AC en mesurant pour cela :

- Le courant AC.
- La tension AC.
- La fréquence et le déphasage.

La comparaison de la puissance maximale actuelle mesurée à celle simulée peut apporter plus d'informations sur le comportement du système PV. L'idée principale proposée dans l'étude de [CHOUDER et *al*.] consiste à identifier le type de défaut présent sur une installation PV et plus particulièrement sur le générateur PV. Ces défauts sont regroupés en 4 familles :

- Modules défaillant dans un string.
- Fausse alarme.

- String défectueux.
- Ombrage, vieillissement, erreur MPPT.

Pour cela, il est nécessaire de quantifier les différents indicateurs (Y_f, Y_r, Y_a et R_{perf}), répondant à la norme IEC 61724. Dès lors, une comparaison journalière entres les indicateurs simulés et mesurés est élaborée, afin de procéder à une détection de fautes, si une déviation entres ces deux courbes apparaît. Ainsi, un outil de détection de défaut est élaboré afin d'alerter l'installateur d'un défaut existant sur l'installation PV. Pour affiner et isoler le défaut et ainsi déterminer sa nature, deux indicateurs supplémentaires sont rajoutés dans l'algorithme :

- La comparaison du courant DC mesuré et simulé.
- La comparaison de la tension DC mesurée et simulée.

Suivant les valeurs issues de ces comparaisons, le système est capable d'identifier à quelle famille appartient le défaut.

3.2. Analyse de la caractéristique I-V

L'analyse de la caractéristique I-V dans des conditions anormales permet d'extraire des informations concernant la nature du défaut. C'est une technique complémentaire par rapport à la technique de l'analyse des pertes de puissance du générateur PV.

Une acquisition de la caractéristique I-V d'un string est effectuée sous faible ensoleillement. Chaque courbe I-V est divisée en deux zones, une zone de tension et une zone de courant [HIRATA et *al*.].

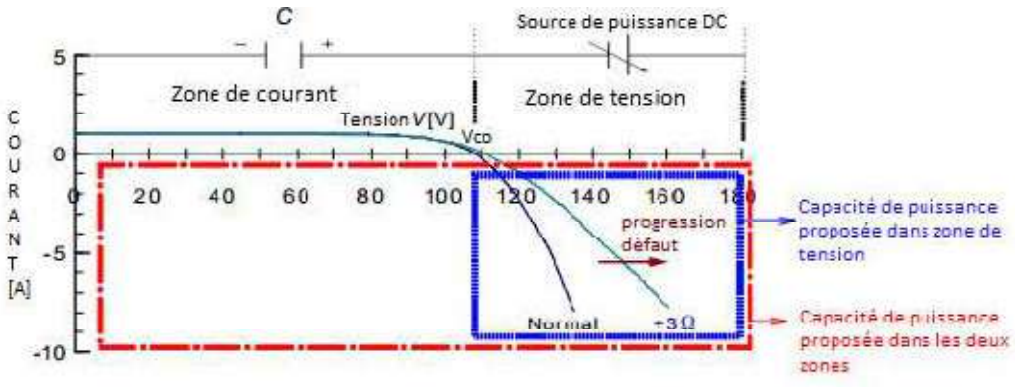


Figure II-3. *Concept d'acquisition de la caractéristique I-V dans deux zones dépendantes*

La première zone de courant est obtenue lors de la charge du condensateur connecté en parallèle des panneaux en série. Une fois le condensateur chargé, un interrupteur commute vers la charge variable en série avec le condensateur. Ainsi, la seconde zone de tension est

obtenue. Si un défaut est détecté, une déviation se crée dans la zone de tension. Avec cette méthode de détection, trois paramètres de la caractéristique peuvent être identifié comme la résistance série, la résistance shunt, le facteur d'idéalité de la diode.

De nombreuses modélisations ont été élaborées afin de travailler sur la caractéristique I-V et montrer le comportement de cette caractéristique face aux différents défauts présentés dans le chapitre 3. Il est important d'analyser automatiquement la dégradation des modules PV. La caractéristique I-V en fonctionnement normal est nécessaire pour faire une comparaison avec celle en fonctionnement anormal. La dérivée du courant par rapport à la tension permet de détecter un défaut d'ombrage [MISHINA et *al*.].

3.3. Méthode de la thermographie infrarouge

La méthode de thermographie ou d'imagerie d'infrarouge permet de localiser et identifier le défaut à la cellule près à l'aide d'une caméra thermique. Cette dernière peut également localiser des éventuels problèmes au niveau de la connectique des systèmes tant côté courant continu que courant alternatif.

Il est possible d'identifier différents types de défauts comme :

- Des cellules endommagées lors d'un échauffement.
- Des connectiques défectueuses au niveau de la boîte de jonction.
- Des apparitions de point chaud.
- Des diodes by-pass défectueuses.
- Des craquements de cellules.

Dès lors, l'examen des panneaux installés ou des connectiques est possible au cours de leur fonctionnement normal et ne nécessite pas l'arrêt du système.

Des inspections périodiques avec une caméra thermique ont permis d'identifier différents défauts au niveau du bus continu [SPAGNOLO et *al*.].

Pour obtenir des images thermiques correctes et pertinentes, il faut que certaines conditions soient réunies comme l'utilisation d'une caméra thermique appropriée, dotée d'accessoires nécessaires. L'utilisation de cette méthode et de cette caméra doit se faire lorsque la puissance de l'installation est à sa puissance optimale pour voir les effets de la température. L'angle d'observation doit être dans un intervalle favorable (entres 5° et 60°).

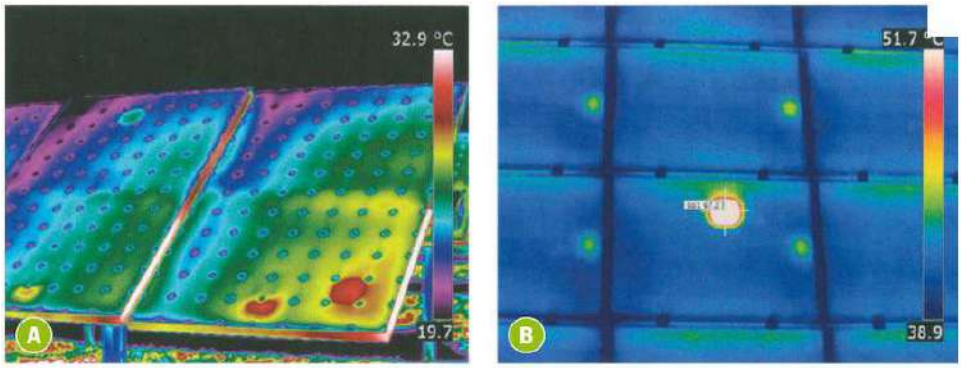


Figure II-4. *Apparition de point chaud sur module PV par thermographie infrarouge*

3.4. Méthode de réflectométrie électrique

La méthode de réflectométrie électrique est une méthode électrique qui permet de mesurer les caractéristiques électriques d'une ligne de transmission et de détecter tout point de discontinuité. La réflectométrie est couramment utilisée pour la détermination de l'état électrique de câbles et de lignes. Elle fournit des informations pour la détection, la localisation et la caractérisation de défauts.

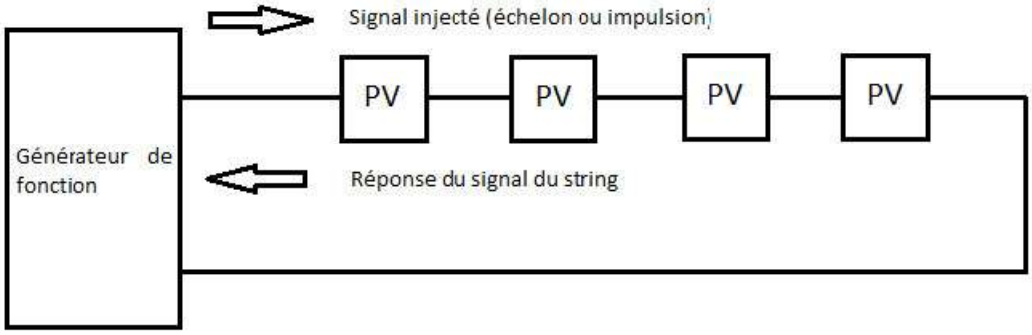


Figure II-5. *Principe de la méthode de réflectométrie pour localiser le défaut dans le string*

Cette méthode consiste à envoyer un signal de type échelon et lorsqu'un défaut se présente, une partie de ce signal est renvoyé vers le point d'injection. L'avantage de cette méthode est que la position du défaut de type circuit ouvert, court-circuit, augmentation ou diminution de l'impédance peut être localisée [TAKASHIMA et *al.*].

4. Défauts dans le système photovoltaïque

Nous avons décrit dans la partie précédente les différents principaux constituant une unité de production d'un système PV. Nous décrivons dans cette partie les différents défauts et anomalies associés à ces composants.

Au cours de son fonctionnement, une installation PV peut être éventuellement soumise à différents défauts et conditions de fonctionnement anormales. Les défauts et les anomalies apparus varient d'une installation à une autre en fonction de sa conception, installation, opération et maintenance. Dans le cadre du projet DLDPV, les défauts et anomalies principaux ont été identifiés grâce au retour d'expérience des partenaires industriels de ce projet [TRANSENERGIE'08]. Cette liste a été confirmée par des travaux identiques conduits par le laboratoire NREL [KURTZ'09].

Une liste des origines de défauts les plus fréquents est montrée dans l'annexe A. Ce tableau a été établi en considérant le type du défaut, sa conséquence principale, puis son degré d'impact sur la production du système ou criticité (1 faible, 2 moyen, 3 fort), son occurrence (1 faible, 2 moyenne, 3 forte) ainsi que sa phase d'origine (C : Conception ; I : Installation ; E : Exploitation).

Dans ce travail, nous ne retenons que les défauts principaux. Le critère de sélection de ces défauts repose sur le produit entre la criticité et l'occurrence. Suite au retour d'expérience de Transénergie, les défauts avec un score supérieur ou égal à 3 ont été retenus et sont listés dans le Tableau II-1. C'est pour le moment une simple liste de défauts issue du critère que nous avons retenu. Nous n'allons pas chercher à complètement discriminer ces défauts. Nous verrons dans le prochain chapitre la classification de ces natures de défauts en grandes catégories.

Ce sont ces dernières auxquelles nous allons nous intéresser dans notre étude de diagnostic.

Eléments du générateur PV	Origines de défauts et d'anomalies
Générateur PV	- Feuilles d'arbre, déjections, pollution, sable, neige etc. - Détérioration des cellules, fissure, échauffement des cellules - Pénétration de l'humidité, dégradation des interconnexions, corrosion des liaisons entre les cellules - Modules de performances différentes - Module arraché ou cassé - Modules court-circuités, modules inversés
Boîte de jonction	- Rupture du circuit électrique - Court-circuit du circuit électrique - Destruction de la liaison - Corrosion des connexions
Câblage et connecteur	- Circuit ouvert - Court-circuit - Mauvais câblage (module inversé) - Corrosion des contacts - Rupture du circuit électrique
Diode de protection (diode de bypass et diode anti-retour)	- Destruction des diodes - Absence ou non fonctionnement de diodes - Inversion de la polarité des diodes au montage, diode mal connectée

TABLEAU II-1. *Principaux défauts et anomalies rencontrés dans un générateur PV*

5. Conclusion

Grâce au monitoring classique, il est possible, en mesurant les données électriques du côté DC et du côté AC, de détecter un défaut éventuel mais pas d'identifier la nature du défaut. L'avantage de ce système est de pouvoir faire une analyse de la puissance optimale et de l'énergie produite, ainsi il sera possible d'identifier le string en dysfonctionnement par exemple. Une analyse au niveau de la caractéristique I-V peut être une étude complémentaire à celle de l'analyse de la puissance, permettant de nous renseigner plus précisément sur la nature du défaut au niveau du générateur PV.

La méthode de l'imagerie d'infrarouge permet de localiser le lieu du défaut dans le module, le string ou même le champ. Mais cette méthode ne permet pas d'identifier la nature du défaut et doit répondre à de nombreuses conditions de fonctionnement. Autre inconvénient, le coût qui n'est pas négligeable connaissant l'objectif du projet.

La méthode de réflectométrie électrique permet de localiser le défaut mais reste limitée en nombre de défauts. Autre inconvénient, il faut interrompre le système.

Dans ce chapitre, nous avons mis en avant le contexte et l'objectif de l'étude. La structure complète d'un système PV raccordé au réseau a été présentée ainsi que les différentes problématiques liées à ce système.

CHAPITRE 3 :

Modélisation du système PV en fonctionnement normal et défaillant

SOMMAIRE DU CHAPITRE III

1. Introduction…….....34
2. Fonctionnement d'une cellule PV…….....34
   2.1. Caractéristique électrique d'une cellule PV…….....34
   2.2. Modèle d'une cellule PV…….....36
      2.2.1. Photo - courant…….. 38
      2.2.2. Courant de saturation inverse de la diode…… 39
      2.2.3. Résistance série et résistance parallèle…….....39
   2.3. Résolution de l'équation électrique de la cellule…….. 41
3. Modélisation d'un générateur PV en fonctionnement défaillant……. 44
   3.1. Défaut d'ombrage…….....45
      3.1.1. Détermination de la caractéristique I-V d'une céllule sous conditions d'ombrage……..……..…….. 45
      3.1.2. Détermination de la caractéristique I-V d'un module sous conditions d'ombrage ……..... 46
      3.1.3. Détermination de la caractéristique I-V d'un string sous conditions d'ombrage …….. 48
      3.1.4. Plusieurs scénarios de défaut d'ombrage…….. 49
   3.2. Défaut sur la résistance série Rs…….....51
   3.3. Défaut sur la résistance parallèle Rp …… 52
   3.4. Défaut sur la température Tc…….....53
   3.5. Erreur par rapport au fonctionnement normal …….....54
4. Validation expérimentale du modèle…… 55
   4.1. Influence de la salissure sur les modules PV du bâtiment ADREAM.....56
5. Conclusion…….....57

1. Introduction

L'objectif de ce chapitre est de définir les paramètres essentiels au dimensionnement du modèle électrique représentant au mieux les caractéristiques d'un champ PV. L'étude de la caractéristique I-V d'un champ PV donne la possibilité de visualiser l'influence d'un défaut comme la salissure, ou bien l'apparition d'un phénomène de "Hot spot" sur le champ PV. Dans cette optique, une étude des caractéristiques I-V d'un module PV sain et d'un module défaillant est présentée à des fins de diagnostic.

Avant de présenter la modélisation complète du champ PV, il sera effectué de bref rappel du fonctionnement d'une cellule PV. Dans une deuxième partie, nous traiterons l'influence des différents défauts sur la caractéristique I-V sur une cellule, sur un module et sur un string. Les mesures effectuées sur une installation solaire PV sont comparés à celles issues de la modélisation. Ce travail validera les différentes simulations effectuées dans la deuxième partie. A partir de ces informations nous présenterons, pour finir, l'impact des pertes dues au vieillissement des modules PV puis à d'autres facteurs.

2. Fonctionnement d'une cellule PV

2.1. Caractéristique électrique d'une cellule PV

La cellule PV est un matériau semi-conducteur construit à partir d'une tranche de silicium dopé "p" d'un côté et "n" de l'autre. Sous illumination, il y a apparition d'une photo courant à la surface de la cellule, indépendant de la tension et proportionnel au flux lumineux.

Conçue pour fonctionner comme un générateur qui fournit de l'énergie électrique à une charge, il se peut que cette cellule, lorsqu'elle est connectée à d'autres cellules, fonctionne comme un récepteur et emmagasine de l'énergie débitée par les autres cellules ("Hot spot").

Les différentes zones de la caractéristique électrique d'une cellule PV sont représentées dans la figure III-1.

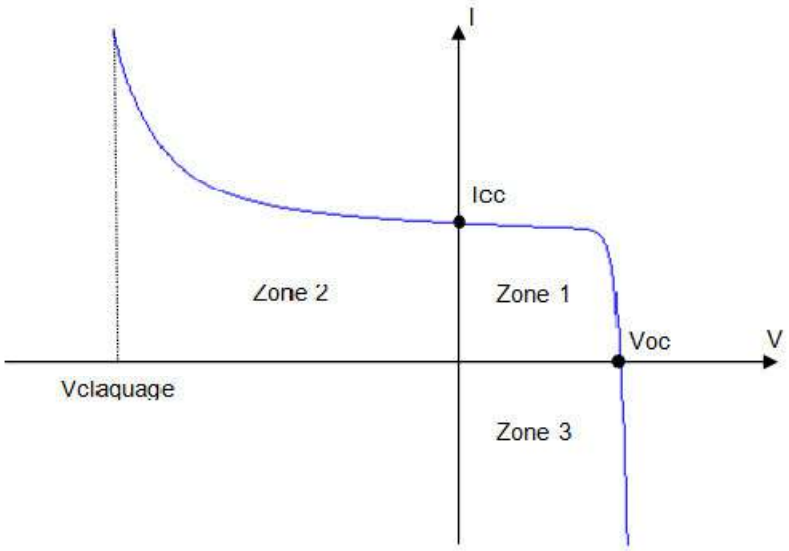


Figure III-1. *Caractéristique I-V d'une cellule PV*

Deux paramètres importants sont indiqués :

- Le courant de court-circuit (Icc) directement proportionnel à l'éclairement que reçoit la cellule ;
- La tension de circuit ouvert (Vco) qui correspond à la tension aux bornes de la cellule lorsque le courant est nul. La valeur de cette tension s'élève sur la plupart des cellules silicium de type cristallin à 0.6V. Si la température diminue, cette tension de circuit ouvert Vco diminue.

Ces deux paramètres délimitent le fonctionnement de la cellule en trois zones :

a. *La zone 1* correspond à la caractéristique électrique en fonctionnement normal de la cellule PV. Elle génère de la puissance produite à une charge ;
b. *La zone 2* correspond au fonctionnement en récepteur de la cellule. Lorsque le courant traversant la cellule est supérieur à son courant de court-circuit, la cellule produit une tension négative à ses bornes. Si ce courant augmente progressivement, la cellule sera endommagée, lorsque la tension à ses bornes attendra la tension dite de claquage. L'étude expérimentale menée par [HERMANN et al.] a montré que la tension de claquage d'une cellule pouvait atteindre des valeurs comprises entre -12V et 20V pour des cellules en silicium poly cristallin. Pour des cellules en silicium monocristallin, la tension de claquage atteint -30V ;

c. *La zone 3* correspond aussi à la zone de fonctionnement en récepteur de la cellule mais, dans ce cas, lorsque la tension aux bornes de la cellule dépasse la tension de circuit ouvert, un courant inverse circule dans la cellule ;

Afin de représenter la caractéristique I-V idéale, le facteur de forme (FF) est défini comme le rapport entre le point de puissance maximal (P_{PPM}) et le produit de la tension de circuit ouvert (Vco) par le courant de court-circuit (Icc). Ce qui nous donne la relation suivante :

$$FF = \frac{P_{PPM}}{V_{CO}\, I_{CC}} \qquad \text{(III.1)}$$

A partir de cette définition, une cellule, qui a une caractéristique I-V rectangulaire, possède un facteur de forme unitaire. Généralement, une bonne cellule a un facteur de forme compris entre 0.75 et 0.85.

2.2. Modèle d'une cellule PV

Il existe plusieurs méthodes pour modéliser une cellule PV [CHAN et al.], [CHENNI et al.], [LIU et al.]. Nous pouvons citer à titre d'exemple, le modèle à une diode, qui est le plus utilisé de part sa simplicité d'élaboration, sa rapidité à simuler, ainsi que sa précision [ARAKI et al.], [IKEGAMI et al.], [BLAS et al.]. Ce modèle contient une source de courant I_{ph} qui représente l'ensoleillement reçu par la cellule, et une diode en parallèle qui représente la jonction PN. La résistance série Rs tient compte des pertes ohmiques des matériaux, des métallisations et du contact métal semi-conducteur. La résistance parallèle Rp représente le courant de fuite qui se situe entre le dessus et le dessous de la cellule, par le bord en particulier et à l'intérieur du matériau par des inhomogénéités ou impuretés. Le schéma équivalent d'une cellule PV à une diode est représenté sur la figure III-2.

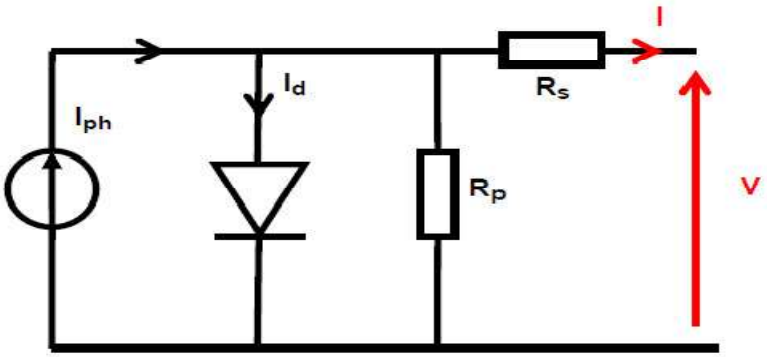


Figure III-2. *Modèle électrique simple diode d'une cellule PV*

Dans l'étude menée par [WALKER], un modèle précis de la cellule PV a été utilisé afin d'étudier les variations du point maximal de puissance pour des niveaux différents de température et d'ensoleillement. Ce modèle de cellule PV est utilisé comme source d'entrée d'alimentation afin de comparer l'efficacité de trois systèmes de topologies différentes : une connexion des modules PV aux batteries, une connexion des modules PV avec un convertisseur Buck (abaisseur) et une connexion des modules PV avec un convertisseur Boost (élévateur). Les trois systèmes de topologies différentes sont connectés à une charge de tension constante dans différentes conditions d'ensoleillement et de température. Cette étude met en avant la modélisation de la cellule PV élaboré sous environnement MatLab® en fonctionnement génératrice. Grâce à la résolution d'une équation électrique non linéaire, le courant de sortie de la cellule est déterminé en fonction des paramètres d'ensoleillement, et de température et de la tension aux bornes de la cellule.

Néanmoins, ce modèle ne permet pas de modéliser l'effet d'avalanche de la cellule et de représenter les trois zones de la figure III-1. Il est donc nécessaire d'intégrer un modèle permettant de caractériser la cellule en fonctionnement défaillant et de décrire la totalité de la caractéristique de la cellule. Ce modèle permet de représenter tout défaut éventuel au niveau de la cellule. Ces défauts peuvent être par exemple des craquements ou un échauffement.

Le modèle de Bishop [BISHOP] répond parfaitement à ce critère et prend en compte l'effet d'avalanche de la cellule (effet Bishop) grâce à un modèle à une diode et un multiplicateur non linéaire en série avec la résistance parallèle comme l'illustre la figure III-3.

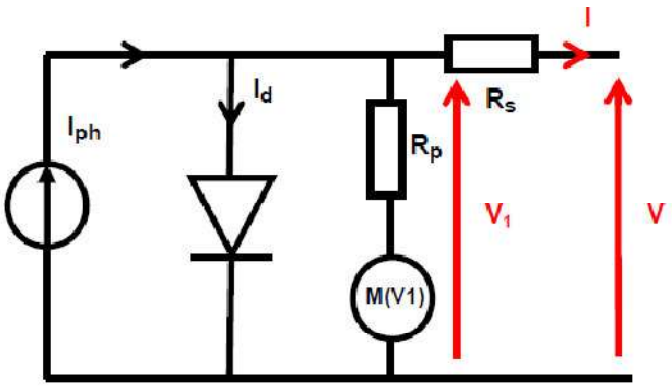


Figure III-3. *Modèle électrique simple diode d'une cellule PV avec effet Bishop*

L'équation du modèle à une diode de la cellule PV devient alors :

$$I=I_{ph}-I_0[\exp(\frac{V+I*R_s}{V_t})-1]-\frac{V+I*R_s}{R_p}[\underbrace{1+a_b\,(1-\frac{V+R_sI}{V_b})^{-m}}_{M(V_1)}] \quad \text{(III.2)}$$

Cette équation possède deux inconnues I et V et le terme multiplicateur non linéaire (M(V1)) permettra alors de caractériser la cellule en fonctionnement récepteur et de décrire les trois zones de la cellule. Les différents paramètres correspondent à :

- I_{ph} : photo courant proportionnel à l'ensoleillement reçu par la cellule
- I_0: courant de saturation inverse de la diode
- V_t = nkTc / q : tension thermique de la cellule en fonction de la température de la cellule, du facteur d'idéalité de la diode n (1 à 2), de la constante de Boltzmann (1.38 10^{-23} J/°K) et de la charge de l'électron (1.602 10^{-19} C)
- R_s : résistance série de la cellule
- R_p : Résistance parallèle de la cellule
- a_b : coefficient de réglage du courant d'avalanche de la cellule (3.4 à 4)
- m : coefficient de réglage de l'avalanche de la cellule (~ 0.001)
- V_b : tension de claquage de la cellule (-12V à -30V)

2.2.1. Photo-courant

Le courant d'une cellule photovoltaïque dépend de la température et de l'ensoleillement ainsi que du coefficient de température du court-circuit généralement donné dans les références constructeurs (a). Le courant a pour expression générale :

$$I_{ph}=[\,I_{ph,STC}+a*(\,T_C-T_{C,STC})]*\frac{G}{G_{STC}} \quad \text{(III.3)}$$

Avec :

- $I_{ph,\,STC}$: photo-courant à la condition de test standard qui correspond au courant de court-circuit du module PV donné par le fabricant
- a : coefficient de température du courant court-circuit en [%/°C] ou [A/°C]
- T_c : température de la cellule PV
- $T_{c,\,STC}$: température de la cellule à la condition de test standard [25°C]
- G : ensoleillement reçu par la cellule PV [W/m²]
- G_{STC} : ensoleillement à la condition de test standard [1000 W/m²]

En ce qui concerne la température de la cellule, il existe une expression qui donne cette température en fonction de la température ambiante et de l'ensoleillement qu'elle reçoit :

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} * G \quad \text{(III.4)}$$

Avec :

- *Tc* : température de la cellule PV [°C]
- *Ta* : température ambiante [°C]
- *NOCT* : température normale de fonctionnement de la cellule (Normal Operating Cell Température). Cette valeur est généralement donnée par le fabricant [°C]
- *G* : ensoleillement reçu par la cellule PV [W/m²]

Cette expression ne prend pas en compte l'effet de refroidissement des modules par le vent. Il est donc essentiel de faire la mesure sur le champ PV directement à l'aide de capteurs de température.

2.2.2. Courant de saturation inverse de la diode

Le courant de saturation inverse de la diode qui représente la valeur asymptotique du courant I en polarisation inverse, dépend de la température et de la largeur de la bande d'énergie du matériau de la cellule PV. Ce courant a pour expression :

$$I_0 = I_{0,ref} * \left(\frac{T_c}{T_{c,STC}}\right)^3 \exp\left[\left(\frac{qE_g}{nT_{c,STC}}\right)\left(\frac{1}{T_{c,STC}} - \frac{1}{T_c}\right)\right] \quad \text{(III.5)}$$

Pour le silicium, la bande d'énergie est égale à 1.12eV

Avec :

- I_0 : courant de saturation inverse à la température Tc
- $I_{0,\,ref}$: courant de saturation inverse à la température de référence. On peut le calculer grâce à l'expression suivante :

$$I_{0;ref} = \frac{I_{cc,STC}}{\left(\exp\left(\frac{qV_{co,STC}}{nkT_{c,STC}}\right) - 1\right)} \quad \text{(III.6)}$$

Les valeurs $I_{cc,ref}$ et $V_{oc,ref}$ sont données par le fabricant du module PV.

2.2.3. Résistance série et résistance parallèle

La résistance série représente la résistance de contact entre le métal et le semi conducteur, la résistance du métal qui connecte les cellules PV mais aussi la résistance du

matériau semi-conducteur. Plus la résistance série augmente, plus le facteur de forme diminue. Ceci entraîne une baisse de rendement de la cellule.

La résistance parallèle représente les différents courants de fuite entre des cellules, et entre la cellule et le bord du module. La figure III-4 montre la caractéristique I-V avec les différentes zones qui peuvent être influencées par la résistance série et par la résistance parallèle d'une cellule PV.

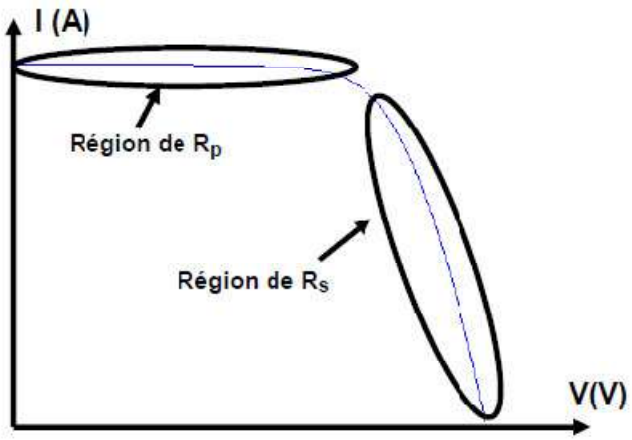


Figure III-4. *Caractéristique I-V avec zones d'influence des résistances d'une cellule PV*

La résistance série Rs peut être calculée de manière simple en appliquant la loi des mailles entre la résistance Rs, la diode et en fixant un point de fonctionnement dans la région de la caractéristique I-V où Rs est prédominante. Généralement, sur la documentation des fabricants, la caractéristique I-V aux conditions de test standard est donnée. Il est possible alors de relever sur cette caractéristique un point de tension dans la région de Rs. Par exemple, en choisissant un courant de court-circuit divisé par 2, appelé, la tension associée peut être déterminée. Tous les éléments permettant de calculer la résistance série sont déterminés. Pour calculer la tension aux bornes de la diode, l'expression est alors:

$$V_D = \frac{nkT_{c,STC}}{q} Ln\left(\frac{I_{point}}{I_{0,ref}}\right) \qquad R_s = \frac{V_D - V_{point}}{I_{point}} \qquad \text{(III.7)}$$

Pour la valeur de résistance parallèle Rp, nous effectuons une identification de paramètres à partir de la caractéristique I-V mesurée Toutes les valeurs des paramètres ainsi connues, nous procédons à la résolution de l'équation électrique de la cellule PV.

2.3. Résolution de l'équation électrique de la cellule

La résolution de l'équation électrique de la cellule PV a été développée sous l'environnement MatLab®. Il existe plusieurs façons de résoudre l'équation électrique de la cellule à deux inconnues (I et V) [GOW et al.], [TSAI et al.], [PHANG et al.]. La méthode de Newton Raphson est la plus répandue et résout de façon itérative des équations du type f(x,y)=0.

L'algorithme de résolution de I=f (V, G, T) est illustré par la figure III-5.

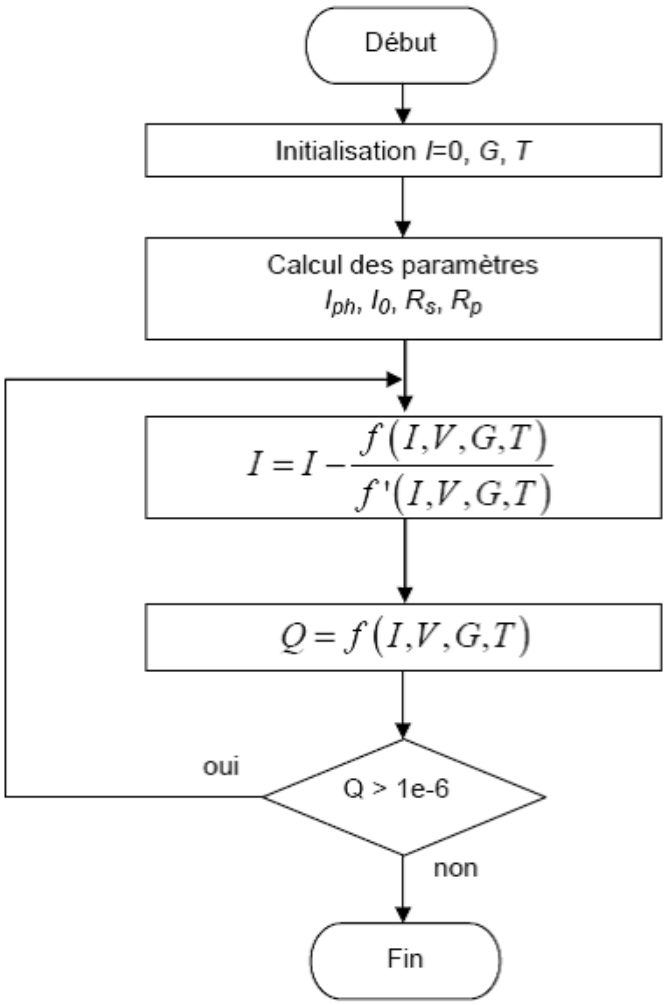


Figure III-5. *Algorithme de détermination de la caractéristique I-V d'une cellule PV*

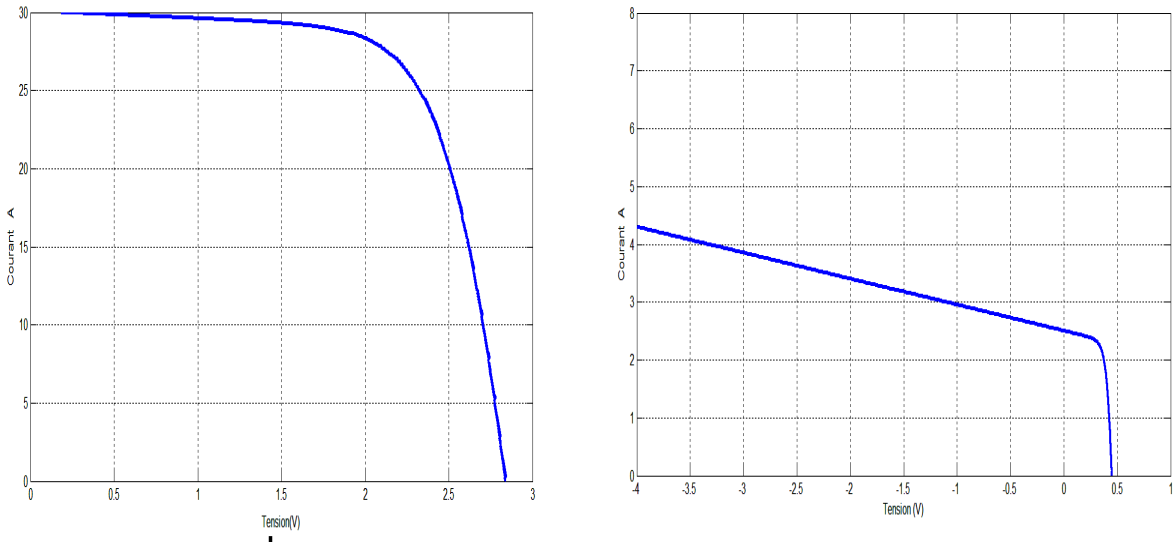
Dans cet algorithme, le courant de sortie de la cellule PV (I) en fonction de la tension (V), de l'ensoleillement (G) et de la température (T) est calculé. Pour cela, il suffit d'initialiser le courant en sortie de cellule (I) à 0A. La température et l'ensoleillement sont fixés. Une

valeur de la tension de la cellule par le biais d'un vecteur de données avec la commande «*linspace* » est alors affectée. Une fois l'équation résolue, la caractéristique I-V, pour un ensoleillement et une température fixés, peut être tracée. Nous utilisons dans l'application de la méthode, le tableau suivant présentant les caractéristiques électriques constructrices des modules BP585.

Module PV (BP585)	Symbole	
Type de cellule (multicristallin ou monocristallin)	Mono	
Puissance nominale	P_{max} [W]	85
Tension de circuit ouvert	V_{co} [V]	22.1
Courant de court-circuit	I_{cc} [A]	5
Tension à la puissance maximale	V_{max} [V]	18
Courant à la puissance maximale	I_{max} [A]	4.72

Tableau III-1. *Caractéristiques électriques module PV BP585*

La figure III-6 montre la caractéristique I-V d'une cellule PV du module BP585, obtenue à partir de l'algorithme de la figure III-5.



a) : Caractéristique I-V cellule génératrice ***b) : Caractéristique I-V cellule complète***

Figure III-6.*Caractéristique I-V des différentes zones d'une cellule PV issue de la simulation*

Comme nous l'avions expliqué dans la section III.2.1, nous pouvons constater sur la figure III-6 (a), l'allure de la caractéristique I-V de la cellule dans son fonctionnement en générateur. Quant à la figure (b), nous y observons le fonctionnement complet de la cellule.

La seconde phase du travail consiste à étendre cette modélisation aux caractéristiques I-V d'un module complet, d'un string complet ou même d'un champ complet. Pour un module considéré avec $N_{cellule}$ en série, il convient d'abord d'établir les relations suivantes :

$$I_{module} = I_{cellule} \quad (III.8)$$

$$V_{module} = N_{cellule} \text{ x } V_{cellule}$$

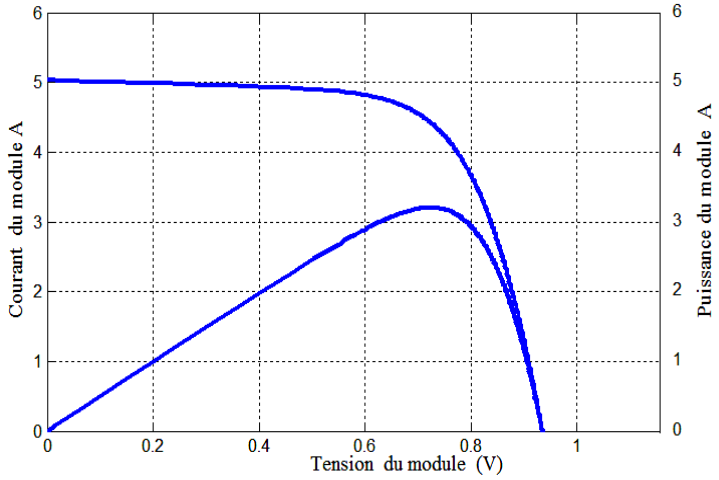


Figure III-7. *Caractéristique I-V et P-V du module BP585*

La figure III-7 montre les caractéristiques I-V et P-V du module. Nous pouvons y noter, les points de puissance maximale, généralement désignés en Anglais sous l'appellation MPP (Max Power Point).

Chaque module PV possède une ou plusieurs diodes by-pass dont le rôle est de protéger les cellules lorsque l'une d'entre elles devient réceptrice. Chaque diode est connectée en parallèle à un groupement de cellules en série. La diode reste bloquée tant que la somme des tensions des cellules reste positive. En considérant dans ce cas, représentant le nombre de diodes by-pass du module connecté avec $N_{cellule}$, la relation III-8 devient :

$$I_{module} = I_{cellule} \quad (III.9)$$

$$V_{module} = N_{groupe} \times N_{cellule} \times V_{cellue}$$

Dans le cas où plusieurs modules sont connectés en série (N_{module}), nous pouvons établir la relation suivante :

$$I_{string} = I_{module} \quad (III.20)$$

$$V_{string} = N_{module} \times N_{groupe} \times N_{cellule} \times V_{cellule}$$

Un champ PV étant un ensemble de modules connectés en série (string) et/ou en parallèle, suivant la structure de l'installation, nous pouvons en déduire la relation III-11:

$$I_{champ} = N_{string} \times I_{cellule} \quad (III.11)$$

$$V_{champ} = N_{module} \times N_{cellule} \times N_{cellule} \times V_{cellule}$$

Nous venons de présenter la modélisation d'un champ PV en passant par celle d'un string, d'un module et d'une cellule. A partir de ces architectures mises en place en fonctionnement normal, il nous sera possible d'étudier le comportement de celles-ci en fonctionnement défaillant, selon différents scénarios. Ce sera l'objet de la section suivante.

3. Modélisation d'un générateur PV en fonctionnement défaillant

Des cellules PV peuvent subir des fonctionnements différents causés par des défauts liés aux variations de certaines grandeurs telles que la température des cellules, le photo-courant, ou encore les résistances. Ces défauts peuvent être une cause de perte de puissance des modules PV [SUTHAR et *al.*], [ANCUTA et *al.*].

Des recherches ont montré l'influence de la diminution de la résistance parallèle sur la caractéristique I-V, ce qui engendre une baisse de la performance des modules [MCMAHON et *al.*]. Il vient le même constat avec la résistance série de la cellule PV qui cause une diminution de performances lorsqu'elle augmente [DING et *al.*]. Les défauts d'ombrage persistants tels que ceux liés à une feuille d'arbre, à des déjections d'oiseaux ou bien même à de la salissure, peuvent conduire à une réduction de l'ensoleillement. Cela a pour conséquence une déformation de la caractéristique I-V. Dans le tableau III-2, les principaux défauts influant sur les performances des modules PV sont répertoriés.

Défauts	**Paramètres affectés**
Ombrage : feuilles d'arbres, salissure, déjections, neige etc.	Variation d'I_{ph}
Echauffement des cellules	Variation de T_c
Oxydation des contacts métalliques, fissure et dégradation des connections	Variation de R_s
Humidité, vieillissement des cellules	Variation de tous les paramètres complets de la cellule

Tableau III-2. *Identification des paramètres influençant la performance des modules PV*

Dans cette partie, les influences de ces différents défauts vont être simulées en considérant la variation des différents paramètres de la cellule PV.

3.1. Défaut d'ombrage

Dans le cas du défaut d'ombrage, lorsque nous faisons la somme de toutes les cellules interconnectées, cette valeur peut être négative puisqu'une partie des cellules produit une tension négative lorsque le courant qui la traverse dépasse la valeur du courant de court-circuit. C'est dans ce cas que la diode by-pass rentre en compte en devenant passante. Des recherches ont été menées afin d'étudier le comportement de la caractéristique I-V sous des conditions d'ombrage [PATEL et *al.*], [KARATEPE et *al.*], [KAWAMURA et *al.*].

3.1.1. Détermination de la caractéristique I-V d'une cellule sous conditions d'ombrage

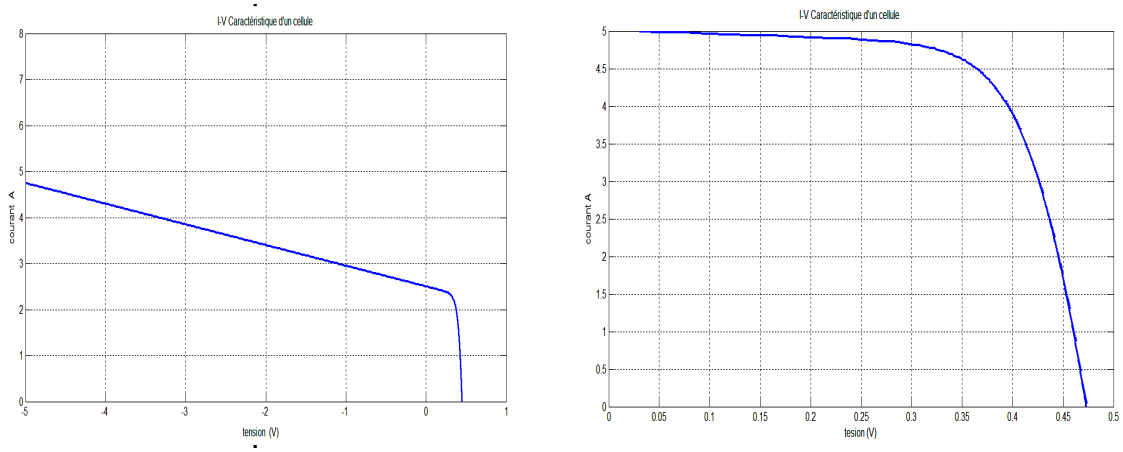
Comme nous l'avons déjà souligné, le défaut d'ombrage peut être caractérisé en observant la variation de certains paramètres de la cellule. Lors de la mise en série des cellules PV, pour un même courant, la tension produite par chaque cellule est différente. Par contre, en cas de mise en parallèle des cellules, l'effet est identique mais le courant fourni par chaque cellule diffère pour une même tension. Les études menées par [DORADO et *al.*], [CALUIANU et *al.*], [HECKTHEUER et *al.*] proposent une méthode efficace pour simuler le comportement de la caractéristique I-V d'un module PV sous conditions d'ombrage. Selon le type d'association choisie (cellule, module, string), une analyse complète des caractéristiques I-V est effectuée dans ce qui suit.

La première étape consiste à déterminer la caractéristique I-V d'une cellule sous conditions d'ombrage. Dans ce cas, un courant sur une plage souhaitée est imposé en fonction des paramètres constructeurs du module PV. Ainsi, la tension correspondante est calculée.

$$I_{cellule} = I_{donné} \qquad \text{(III.12)}$$
$$V_{cellule} = \text{fsolve}(I_{cellule})$$

Pour un courant donné ($I_{donné}$), la tension produite n'est pas forcément identique du fait des paramètres des cellules qui diffèrent. Si une cellule est ombrée de 20%, la diode by-pass est activée. Par exemple, si elle reçoit 800W/m² alors que les autres reçoivent 1000W/m², la diode devient passante. La figure III-8 illustre le cas d'une cellule ombrée de 50% avec l'effet

Bishop expliqué dans la section III.2.2 et sur la figure (b), une cellule en fonctionnement normal.



a) : Caractéristique I-V cellule ombrée 50 % **b) : Caractéristique I-V cellule normale**

Figure III-8. *Caractéristique I-V d'une cellule en fonctionnement défaillant et d'une cellule en fonctionnement normal*

Comme nous pouvons l'observer, la totalité du fonctionnement de la cellule est représentée sur la figure III-8 (a). Nous observons également le fonctionnement de la cellule dans les conditions de tests standard. Ainsi, la caractéristique I-V d'un module complet peut être simulée sous conditions d'ombrage.

3.1.2. Détermination de la caractéristique I-V d'un module sous conditions d'ombrage

Nous savons que la somme des tensions de toutes les cellules dans le groupe peut être négative. Cela signifie qu'une ou plusieurs cellules sont traversées par un courant supérieur à leur courant de court circuit. Les relations suivantes permettent de calculer les données électriques courant et tension d'un module sous fonctionnement défaillant :

$$I_{module} = I_{donné} + I_{by-pass} \quad \text{(III.13)}$$

$$V_{module} = \Sigma V_{cellule} \text{ si } \Sigma V_{cellule} \geq 0$$

$$V_{module} = 0 \text{ si } \Sigma V_{cellule} < 0$$

Nous représentons sur la figure suivante les résultats de la relation III-13 :

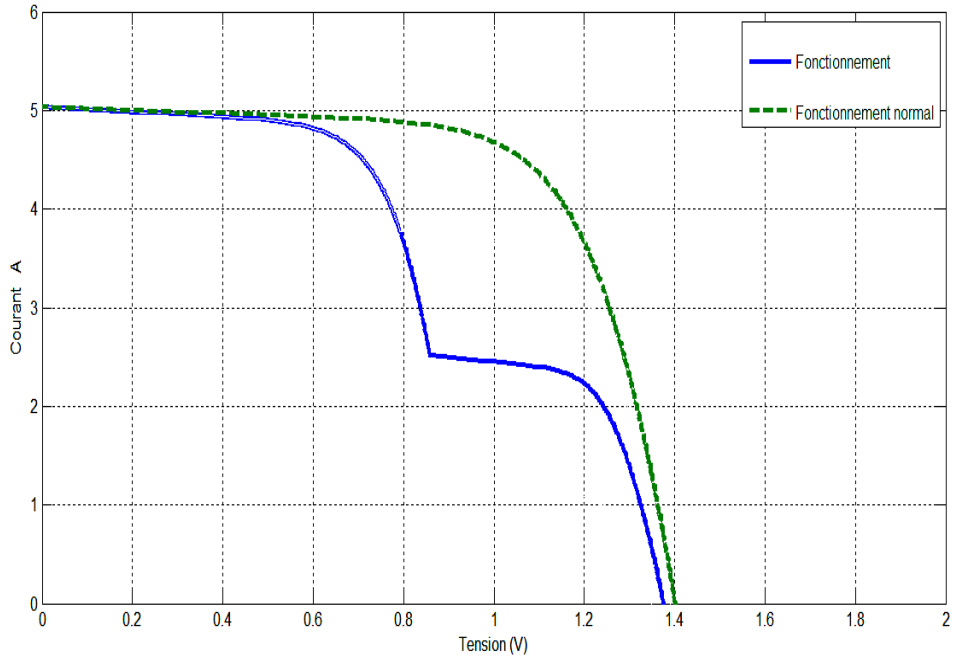


Figure III-9. *Caractéristique I-V d'un module PV fonctionnement normal et fonctionnement 'ombrage'*

Cette figure montre la caractéristique I-V du module avec une diode by-pass active ainsi que celle en fonctionnement normal. Le module BP585 étudié, possède deux diodes by-pass. Nous pouvons visualiser deux zones sur la caractéristique I-V en fonctionnement défaillant :

- La zone1 correspond à la caractéristique I-V en fonctionnement normal donc pour une tension V_1 et une diode by-pass D1 qui est bloquée;
- La zone 2 correspond à la caractéristique I-V en fonctionnement "ombrage" donc pour une tension V_2 et une diode by-pass D2 qui devient passante;

Ainsi, les tensions V1, V2 sont ajoutées afin d'obtenir la caractéristique I-V complète du module. La tension V1 correspond à 18 cellules en série en fonctionnement normal. La tension V2 correspond à la tension des cellules en défaut. Si la tension V2 devient négative, la tension est considérée comme nulle aux bornes des cellules car la diode devient passante. Par conséquent, lorsque les deux tensions sont ajoutées, un point d'inflexion apparaît caractérisant le nombre de cellule en fonctionnement normal et en fonctionnement

"ombrage". Cela fait apparaître la présence de deux points de puissance maximale représentés sur la figure III-9 (1 et 2). Des recherches ont montrées que la plupart des convertisseurs travaillent lorsque la tension de la caractéristique I-V sous conditions d'ombrage est la plus élevée (point 2).

Dès lors, cette tension d'opération doit être proche de celle en circuit-ouvert. Une fois la caractéristique I-V d'un module PV simulée, nous pouvons procéder à plusieurs scénarios en déterminant la caractéristique I-V d'un string. Le travail suivant consiste à représenter l'allure de la caractéristique électrique d'un string selon une configuration choisie.

3.1.3. Détermination de la caractéristique I-V d'un string sous conditions d'ombrage

La configuration suivante consiste à visualiser deux caractéristiques I-V de trois modules en série selon deux fonctionnements :

- Un string en fonctionnement normal et aux conditions de tests standard ;
- Un string en fonctionnement défaillant. Nous décidons de représenter pour cela un module sur trois avec un groupe de cellules ombrée de 50% ;

Pour représenter ces caractéristiques électriques, il suffit d'établir les relations III-14 :

$$I_{string} = I_{module} \qquad (III.14)$$
$$V_{string} = \Sigma V_{module}$$

Nous pouvons représenter l'allure des caractéristiques, selon la configuration de fonctionnement présentée précédemment sur la figure suivante.

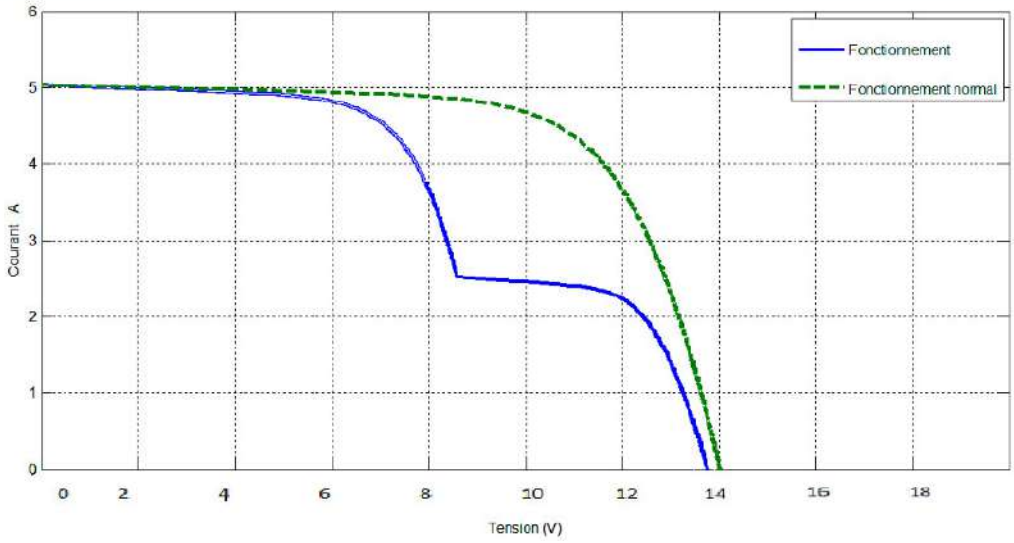


Figure III-10. *Caractéristique I-V d'un string en fonctionnement défaillant et normal*

Sur cette figure, nous pouvons constater l'apparition d'un point d'inflexion du fait d'un ombrage sur un groupe de cellules d'un module. Sachant qu'un module possède deux diodes by-pass, dans ce scénario, nous avons 6 diodes by-pass. Un groupe de cellules d'un module sous conditions d'ombrage permet d'activer une seule diode by-pass sur 5.

A partir de cette simulation, nous pouvons effectuer d'autres scénarios de fonctionnement en conditions de défauts.

3.1.4. Plusieurs scénarios de défaut d'ombrage

Dans cette partie, plusieurs conditions d'ombrage sont scénarisées, en prenant en compte notamment le pourcentage d'ensoleillement. Nous gardons la même configuration du string c'est-à-dire trois modules en série.

Dans le premier scénario, nous faisons varier le pourcentage d'ombrage d'une seule cellule du module sur 3 de 25% à 75%. La simulation s'effectue toujours aux conditions de tests standards. A partir de la relation III-14, nous pouvons représenter ce scénario sur la figure III-11.

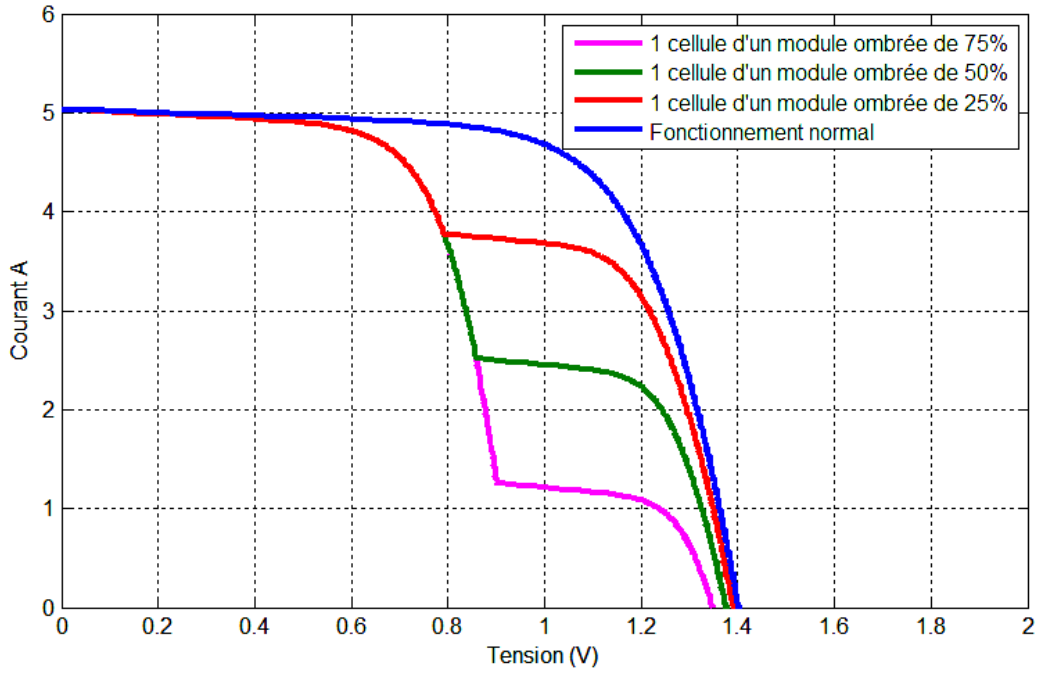


Figure III-11. *Scénario 1: Caractéristique I-V d'un string en fonctionnement défaillant avec une cellule ombrée de 25% à 75% sur un module*

Nous pouvons constater sur cette figure que selon le pourcentage d'ombrage sur une cellule du module, un point d'inflexion apparaît du fait de l'activation de la diode by-pass.

Plus l'ombrage est important sur la cellule, plus le courant au point d'inflexion diminue. Le scénario suivant, toujours avec la même configuration du string, concerne maintenant 2 modules sur 3 sous conditions d'ombrage. Nous faisons varier le pourcentage d'ombrage d'une cellule sur deux modules. Les allures des caractéristiques I-V de ce scénario sont illustrées sur la figure suivante.

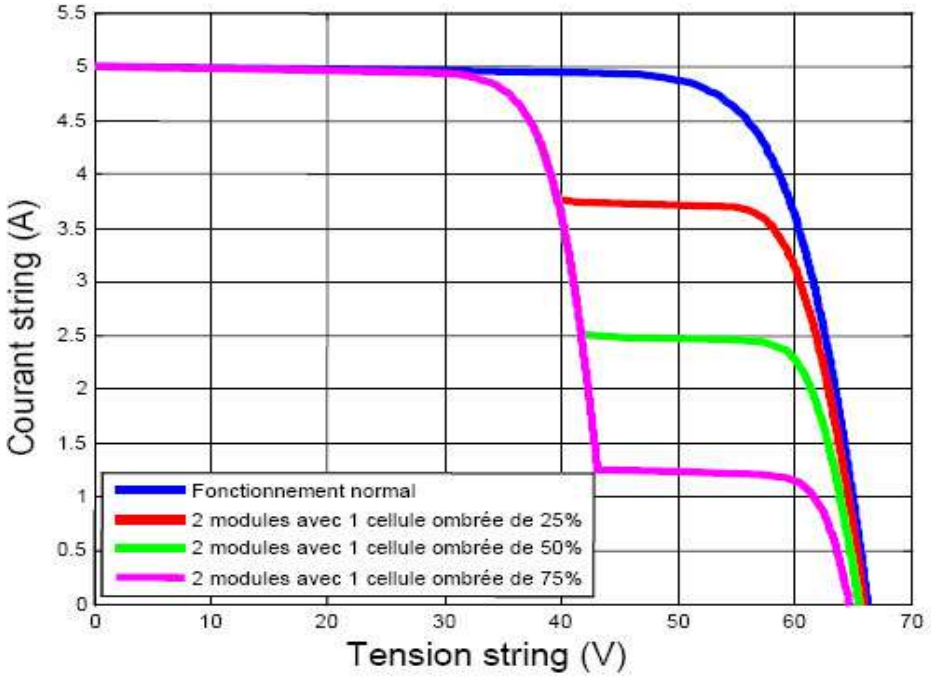


Figure III-12. *Scénario 2: Caractéristique I-V d'un string en fonctionnement défaillant avec 1 cellule ombrée de 25% à 75% sur deux modules*

Contrairement à la figure III-11, nous pouvons remarquer sur la figure ci-dessus que le point d'inflexion est décalé sur la gauche. Ce qui veut dire que pour ce point, la tension a été modifiée. L'explication de ce décalage s'explique par le fait que deux diodes by-pass sont actives. Les tensions des deux groupes de cellules ombragées sont donc différentes de celles en fonctionnement normal. Par conséquent, plus il y a de diodes by-pass actives, plus le point d'inflexion se déplacera sur la gauche d'un point de vue de la tension. La figure III-13 illustre le dernier scénario dans lequel sur ce même string, un module complet est ombré de façon homogène, un autre groupe de cellules sur un module est ombrée de 25% à 75% et un module est en fonctionnement normal.

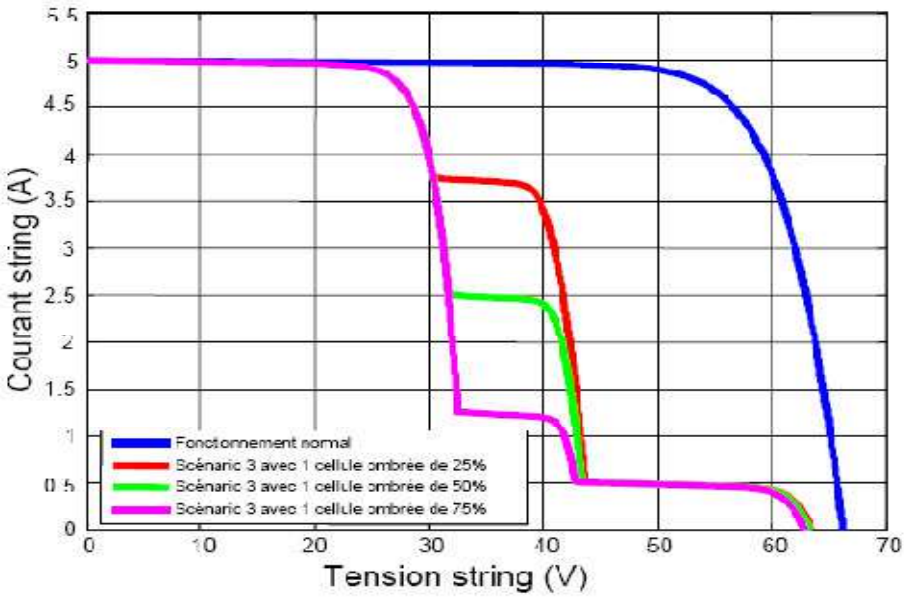


Figure III-13. *Scénario 3: Caractéristique I-V d'un string en fonctionnement défaillant avec et 1 cellule ombrée de 25% à 75% d'un module et 1 module ombré complètement*

Nous pouvons constater sur cette figure que le fait que deux modules soient ombrés, le premier de façon homogène et le deuxième en variant le pourcentage d'ombrage, permet de faire apparaître sur ces caractéristiques la présence de deux points d'inflexion. Ainsi, nous avons la présence de trois points de puissance maximale sur les différentes caractéristiques. Le travail suivant, consiste à étudier d'autres défauts comme l'augmentation de la résistance série et la diminution de la résistance parallèle d'une cellule. Nous avons expliqué dans la section III.2.2.3, les régions affectées sur la caractéristique I-V lorsqu'un défaut existe aux niveaux des résistances.

3.2. Défaut sur la résistance série Rs

Dans cette partie, le comportement de la caractéristique I-V est étudié lorsque le paramètre de la résistance série augmente. Comme dans le cas expliqué dans la section I.3.1.1, une éventuelle oxydation des contacts métalliques ou de la connectique peut parfois apparaître. La configuration d'un string est gardée, c'est à dire 3 modules en série. Nous effectuons directement la simulation sur un module avec un groupe de 18 cellules dont la résistance série augmente progressivement de 20mΩ et deux modules en fonctionnement normal. Cette configuration est représentée sur la figure III-14.

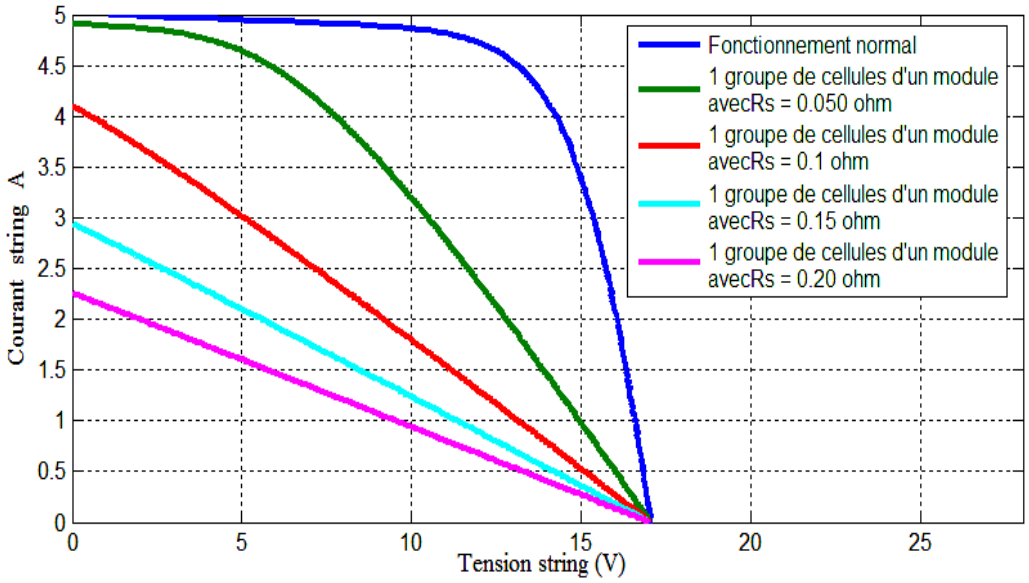


Figure III-14. *Caractéristique I-V d'un string avec variation de la résistance série Rs*

La figure III-14 illustre la perte en tension pour un courant donné qui est plus importante lorsque la résistance série augmente. Ce phénomène explique la déviation qui apparaît par rapport à la caractéristique I-V en fonctionnement normal. De plus, nous remarquons que pour une valeur de résistance assez importante, la perte en tension peut être suffisamment grande pour rendre la tension du groupe négative et activer dans ce cas la diode by-pass. Nous pouvons désormais regarder l'influence sur la caractéristique I-V lors d'une diminution de la résistance parallèle d'une cellule diminue

3.3. Défaut sur la résistance parallèle Rp

Dans la section I.3.1.1, nous avons expliqué la présence d'une anomalie dans la jonction P-N. Cette anomalie engendre une diminution de la résistance parallèle et donc de la performance du générateur PV [DHASS et *al.*].

La configuration d'un string est gardée. Nous représentons sur la figure suivante le cas où un module sur trois possède un groupe de 18 cellules dont la résistance parallèle diminue progressivement.

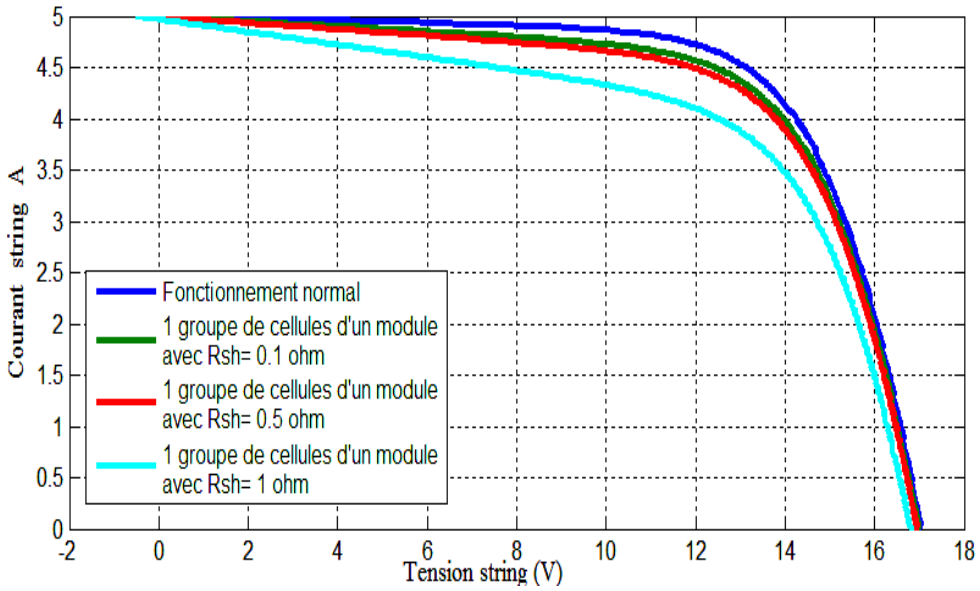


Figure III-15. *Caractéristique I-V d'un string avec variation de la résistance parallèle Rp*

La figure III-15 illustre, pour une tension donnée, la perte en courant qui est élevée lorsque la résistance parallèle diminue. Si cette résistance est suffisamment petite, elle peut absorber tout le courant généré et faire apparaître une forte déviation de la caractéristique I-V par rapport à celle du fonctionnement normal. Ensuite, nous allons visualiser l'influence de l'échauffement de certaines cellules, sur la caractéristique I-V du string.

3.4. Défaut sur la température Tc

La configuration du string reste la même. Nous faisons varier la température d'un groupe de 18 cellules d'un module, en série avec 2 modules en fonctionnement normal. La figure suivante représente les allures des caractéristiques I-V du string, lors de l'échauffement de certaines cellules.

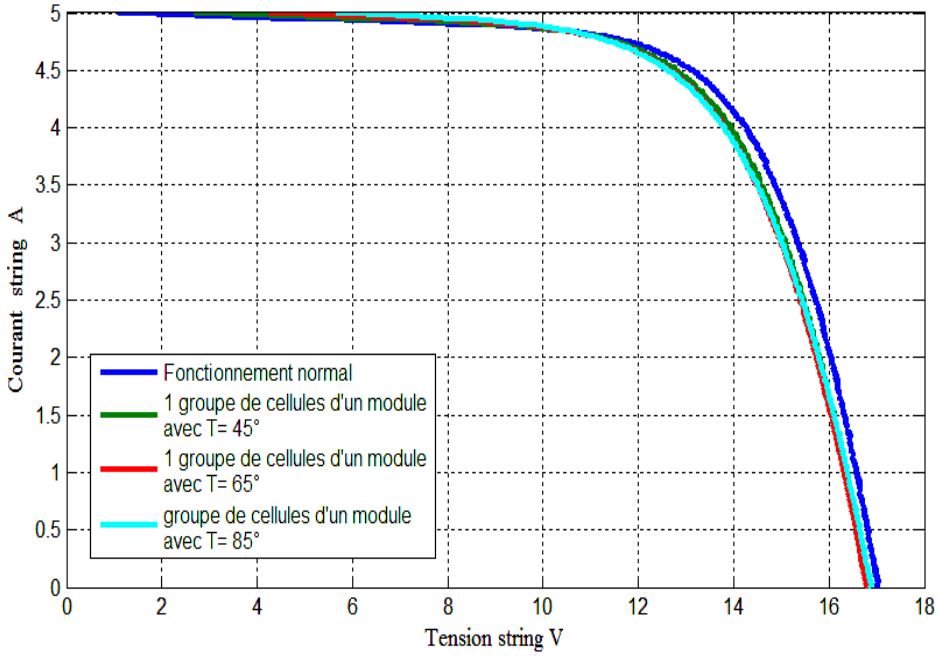


Figure III-16. *Caractéristique I-V d'un string avec variation de la température Tc*

Nous pouvons constater que lorsque la température de la cellule augmente, une chute de tension est présente au niveau de la caractéristique électrique. Un échauffement sur des cellules provoque la diminution de la tension de circuit ouvert des modules.

Une fois les allures des caractéristiques électriques sous conditions de défauts effectuées, nous évaluons les erreurs relatives en comparant la caractéristique I-V en fonctionnement normal et la caractéristique I-V en fonctionnement défaillant.

3.5. Erreur par rapport au fonctionnement normal.

Après avoir tracé les caractéristiques sous conditions de défauts, les différentes erreurs entre le fonctionnement normal et défaillant sont évaluées. La normalisation des erreurs va permettre de voir s'il est possible de différencier les défauts dans un plan. Nous pouvons notamment étudier la position du point de puissance maximal du string en faisant varier les défauts.

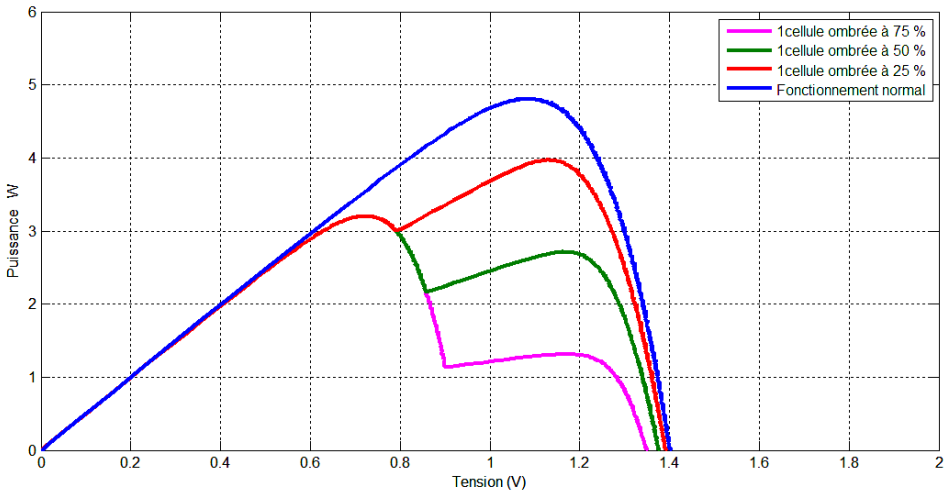


Figure III-17. *Erreur normalisée entre le fonctionnement normal et les différents défauts*

Sur cette figure, une première constatation permet de mettre en avant le fait que la position de la puissance maximale, en faisant varier le pourcentage d'ombrage sur la caractéristique I-V, est plus ou moins confondue avec la position de la puissance maximale de R_p. Cependant, il est difficile de différencier la nature du défaut en analysant la position du point maximal de chaque variation des défauts, car de nombreux points sont confondus. Par exemple, si nous visualisons la figure dans le cas où un module sur trois est sous conditions d'ombrage, nous pouvons remarquer qu'à partir d'un pourcentage d'ombrage (50% et 75%), la puissance maximale en théorie reste la même.

4. Validation expérimentale du modèle.

Afin de valider la démarche de modélisation modifiant la forme de la caractéristique I-V, il est essentiel de faire des tests de mesures de caractéristiques I-V sur modules. Pour cela, un traceur I-V est utilisé. L'appareil de mesures utilisé est Le *MP-160* de *EKO instruments* qui permet de donner la caractéristique I-V d'un module PV, en temps réel. Il se comporte comme une charge électronique qui balaie le point de fonctionnement du générateur sur une plage complète (256 points). La puissance maximale de cet appareil de mesure peut monter jusqu'à 3kW. Le tableau III-3 montre les spécificités techniques de ce traceur I-V.

Mp-160	
Méthode de mesure	Charge électronique
Gamme de mesure	Tension : 300V, 30V, 3V Intensité : 10A, 3A, 0.3, 0.03A
Entrées de mesures	Modules PV 2 sondes thermocouples de type T 1 pyranomètre ou 1 cellule de référence
Balayage de mesures	256 points
Temps de balayage	2 à 330 secondes
Convertisseur A/N	16 bits
Communication	RS-232
Alimentation	220V

Tableau III-3. *Caractéristiques techniques Traceur I-V, MP-160, EKO instruments*

4.1. Influence de la salissure sur les modules PV du bâtiment ADREAM

La cause du défaut d'ombrage peut provenir de plusieurs sources, combinées ou non [DORADO_1 et *al.*]:

- Lors d'un passage de nuage, ce défaut est intermittent ;
- Lors d'une ombre provoquée par l'environnement (arbre, poteaux, etc.) suivant la position du soleil. Ce défaut est variable dans le temps et dépend de la hauteur du soleil ;
- Lors d'une salissure sur les modules PV qui est de nature ponctuelle.

Notre étude est réalisée sur la troisième zone expérimentale du bâtiment ADREAM qui correspond à l'installation située sur le toit, appelée toiture "R+2" et visualisée sur la figure II-7. La puissance totale installée est de 24kWc et elle est composée de modules de puissance unitaire de 250Wc, en silicium cristallin encapsulé sous une couche de verre-tedlar. L'inclinaison est fixe à 10°. Du fait de cette inclinaison, depuis Juillet 2012, des particules de poussière se sont accumulées en bas des modules PV comme représentées sur la figure III-20.



Figure III-18. *Salissure sur module PV situé sur le toit "R+2" du bâtiment ADREAM*

Nous allons mesurer dans ce qui suit, la caractéristique électrique de ce module afin de visualiser l'influence de la salissure.

5. Conclusion

Dans ce chapitre, la modélisation du système photovoltaïque a été réalisée en considérant deux types de fonctionnement: normal, puis défaillant. Pour représenter le modèle de la cellule en fonctionnement normal et/ou défaillant, le modèle de Bishop est utilisé. En effet, ce modèle prend en compte l'effet d'avalanche de la cellule et peut donc représenter une cellule PV tant en régime de fonctionnement normal qu'en régime inverse. Ensuite, la caractéristique I-V du système PV a été représentée selon plusieurs configurations (cellule, module, string) avec différents défauts choisis.

Nous avons identifié des paramètres influençant la performance des modules PV comme :

- Défaut d'ombrage ;
- Défaut d'oxydation ;
- Défaut de vieillissement ;
- Défaut d'échauffement ;

L'analyse de la caractéristique I-V peut être un moyen de visualiser l'influence de ces différents défauts sur le comportement de cette caractéristique. Pour cela, certains paramètres de l'équation électrique d'une cellule PV ont été modifiés (Rs, Rp, ombrage). Nous avons évalué, par la suite, les différences en tension entre les caractéristiques I-V en fonctionnement normal et défaillant. Ainsi, nous avons essayé de localiser dans un plan la position du point

maximal de puissance selon l'influence des défauts. Mais, il est difficilement possible d'identifier simplement la nature du défaut en étudiant la position de la puissance maximale. Néanmoins, pour limiter l'utilisation du nombre de capteurs pour des contraintes économiques, nous allons analyser la chute de puissance afin d'identifier la nature de ces défauts. Nous présentons alors dans le dernier chapitre, la méthode adoptée. Une analyse complémentaire sur la caractéristique I-V est présentée pour conclure.

CHAPITRE 4 :

Détection et localisation de défauts d'une installation photovoltaïque

SOMMAIRE DU CHAPITRE IV

1. Introduction 59

2. Etablissement d'une base de connaissances sur les différents défauts d'une installation photovoltaique 59

3. Méthodologie de détection et de localisation de défaut 62

3.1. Détection de défaut d'ombrage 63

3.1.1. Méthodologie de détection d'ombrage par l'analyse de la caractéristique I-V ..63

3.1.2. Etude de la dérivée première et de la dérivée seconde sur la caraxtéristique I-V (diode by-pass présentes) 64

3.2. Méthodolgie de détection de défaut du système d'aquisition 65

3.3. Méthodolgie de détection de défaut au niveau de l'onduleur 67

3.3. Méthodolgie de détection et de localisation de défaut complet 69

4. Conclusion 70

1. Introduction

Afin de vérifier et d'améliorer l'efficacité d'une installation solaire photovoltaïque, plusieurs méthodes de détection et de localisation de défauts sont utilisées. Une des solutions les plus adéquates est l'analyse de la puissance du générateur PV. Elle permet de détecter en temps réel un défaut éventuel sur une installation PV en analysant les variations de puissance. L'objectif de ce chapitre est de voir comment les défauts sont détectables et localisables au niveau d'une installation PV.

Dans la première partie de ce chapitre, nous établissons une base de connaissances des différents défauts qui peuvent exister au niveau d'une installation photovoltaïque. L'analyse de la puissance maximale du générateur PV nous permet de détecter, puis de localiser le défaut. La reconnaissance du type de défaut s'articule autour de la base de connaissance des défauts élaborés dans la première partie. La seconde partie consiste à analyser de façon plus approfondie les différents défauts et notamment en étudiant la caractéristique I-V. La troisième partie présente un algorithme complet de détection et de localisation de défaut. Pour cela, nous présentons une méthodologie pour amener à une détection et une localisation de défaut.

2. Etablissement d'une base de connaissances sur les différents défauts d'une installation photovoltaïque

Avant de proposer une méthodologie de détection et de localisation de défauts, il est très important d'établir une base de connaissances de ces défauts. La figure IV-1 représente les différents défauts pour chaque élément d'une installation photovoltaïque.

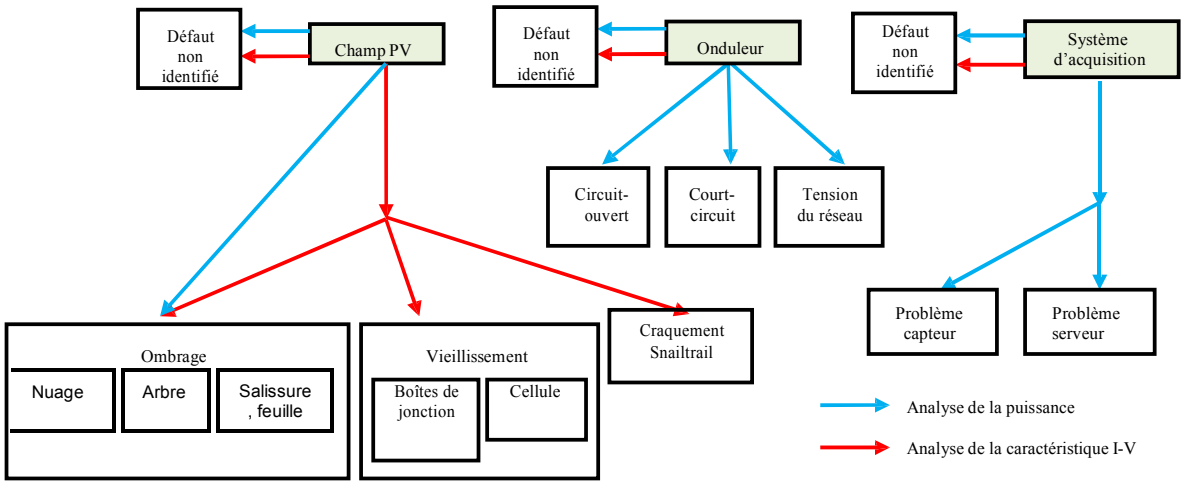


Figure IV- 1. *Organigramme des différents défauts pouvant exister sur une installation solaire PV*

Les méthodes de détection de défaut peuvent être classées en 3 catégories en étudiant la différence entre:

- La puissance mesurée et celle du modèle en fonction du temps ;
- La tension mesurée et celle du modèle en fonction du temps ;
- Le courant mesuré et celui fournit par le modèle en fonction du temps ;

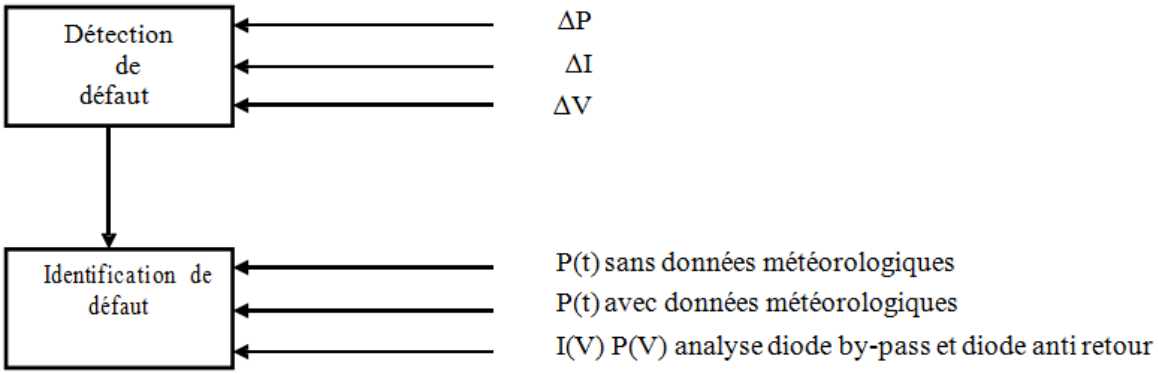


Figure IV- 2. *Organigramme d'analyse des paramètres pour la détection et l'identification des défauts*

La méthode de détection est choisie de façon à minimiser l'utilisation des capteurs pour des contraintes économiques et pour rentrer dans les exigences de notre travail. Pour cela, nous choisissons d'analyser les variations de puissance en fonction du temps en s'affranchissant des données météorologiques. Pour cela, nous proposons une méthodologie de détection de défaut qui s'articule autour de la puissance et de la durée de la défaillance, par exemple pour le cas de l'ombrage. Sur la figure IV-2, pour l'élément « champ PV », le défaut qui correspond au cas du défaut d'ombrage peut être représenté par :

- Le cas où il y a un passage de nuage, le défaut est intermittent ;
- Le cas où l'ombrage varie en fonction de l'environnement autour de l'installation et de la position du soleil (hauteur) ;
- Le cas où, au bout d'un certain temps, une couche de salissure s'accumule. Le défaut devient donc fixe dans le temps ;

Pour ce cas de défaut, nous pouvons l'analyser de deux manières, par :

- La puissance en fonction du temps (flèche bleu dans la figure IV-1) ;
- La caractéristique I-V (flèche rouge dans la figure IV-1) ;

La figure IV-3 représente de façon schématique le comportement de la puissance en sortie de module PV, en fonction du temps, lorsque un défaut d'ombrage existe sur le champ PV. Ces défauts vont varier selon la durée. Par exemple, lors d'un passage nuageux, la durée du défaut est plus faible qu'une ombre qui varie en fonction de l'environnement et de la position du soleil. Plus la durée du défaut est longue, plus le défaut d'ombre permanent se rapproche.

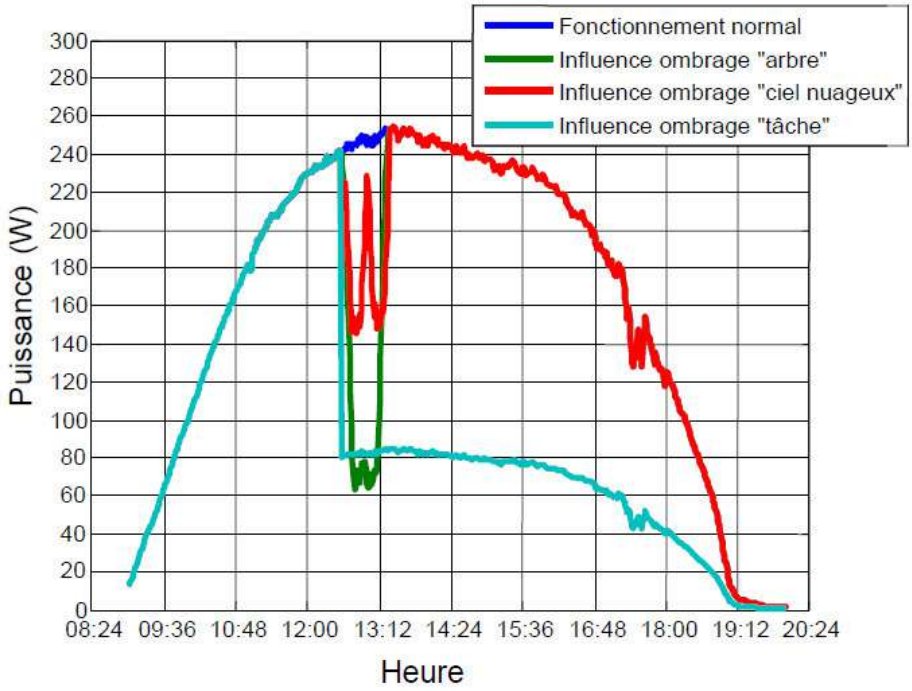


Figure IV-3. *Analyse de la chute de puissance lors d'un défaut d'ombrage sur le module PV*

Nous complétons cette étude ensuite par une analyse complémentaire en étudiant la caractéristique I-V. Ensuite, nous proposons une méthode pour détecter et identifier les autres défauts d'une installation PV (figure IV-1).

3. Méthodologie de détection et de localisation de défaut

Plusieurs études, comme celle de [STETTLER et *al.*], analysent les performances d'une installation PV. L'énergie produite de référence est déterminée à l'aide de données d'ensoleillement fournies par satellite et à l'aide d'informations spécifiques du système PV. Si l'énergie réelle produite est plus faible que l'énergie produite de référence, l'algorithme de détection de défaut analyse le motif de la perte d'énergie en prenant en compte la durée et la valeur des pertes. Ce modèle prend en compte des défaillances prédéfinies qui se produisent fréquemment comme l'ombrage, un problème de MPPT, une salissure, un problème matériel et une dégradation. Chaque défaut est défini par un seuil de perte énergétique et la durée de cette perte. Par exemple, pour l'ombrage, l'étude menée par [STETTLER] évalue une gamme de pourcentage de pertes énergétiques de 0 à 35 % sur une durée maximale de 5 heures.

Cette méthode permet de détecter un défaut mais ne présente pas une identification

claire et précise du défaut. Dans cette partie, nous présentons les étapes qui ont amené à une méthode permettant de détecter et identifier la cause du défaut d'ombrage par :

- L'analyse de la puissance mesurée en fonction du temps
- L'analyse complémentaire sur la caractéristique I-V ;

Nous terminons ensuite par des méthodologies de détection d'autres défauts.

3.1. Détection de défaut d'ombrage

3.1.1. Méthodologie de détection d'ombrage par l'analyse de la caractéristique I-V

L'étude menée par [BUN_1] étudie la déviation brusque de la caractéristique I-V en défaut qui emmène dans cette dernière à un ou plusieurs points d'inflexion. Ces derniers peuvent être détectés par le changement du signe de la dérivée seconde. Le tableau IV-1 montre le profil de la caractéristique V-I et de ses dérivées, première et seconde pour le cas d'un défaut d'ombrage et dans le cas d'une augmentation de la résistance série.

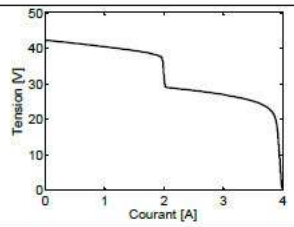
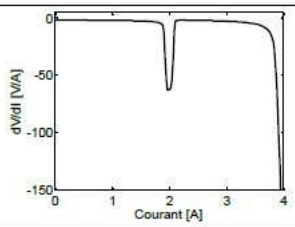
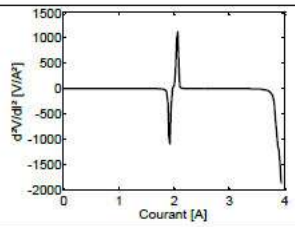
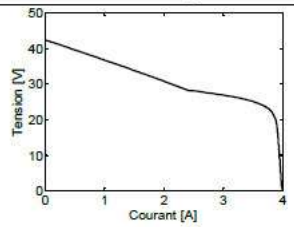
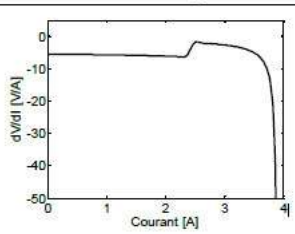
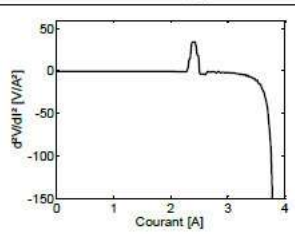
	Caractéristique V-I	Dérivée première (dV/dI)	Dérivée seconde (d^2V/dI^2)
Cas de défaut d'ombrage			
Cas de défaut de mismatch type « Rs »			

Tableau IV-1. *Allure des dérivées premières et secondes de la caractéristique I-V pour deux cas de défauts*

En observant le profil de la dérivée première, la présence d'un point d'inflexion est impossible à détecter. Par contre, le défaut est détectable en identifiant le maximum de la dérivée seconde. Cette étude est basée sur une simulation de la caractéristique V-I en défaut. Les deux cas de défauts représentés, c'est à dire l'ombrage et la résistance série, montrent l'apparition d'un point d'inflexion sur la caractéristique V-I. Pour le cas de la résistance série, il est difficile de quantifier l'augmentation de celle-ci et ainsi affirmer la présence d'un point d'inflexion au bout d'un certain temps.

3.1.2. Etude de la dérivée première et de la dérivée seconde sur la caractéristique I-V (diodes by-pass présentes)

Dans cette partie, nous allons simuler sur MatLab® différentes caractéristiques I-V en fonctionnement défaillant. Ensuite, l'étude de la dérivée première et de la dérivée seconde est effectuée sur les courbes P-V, P-I, I-V et V-I d'un module PV. Pour calculer la dérivée première et la dérivée seconde à partir de mesures I-V, nous effectuons :

$$\frac{DI}{DV} = \frac{I(t+1)-I(t)}{V(t+1)-V(t)} \quad \text{(IV-1)} \qquad \frac{D^2I}{DV^2} = \frac{\frac{DI}{DV}(t+1)-\frac{DI}{DV}(t)}{V(t+1)-V(t)} \quad \text{(IV-2)}$$

Un choix sur les positions des défauts permet de valider la caractéristique qui servira d'étude pour réaliser la détection ou non d'un point d'inflexion.

Nous pouvons alors procéder aux tests sur modules PV. Pour cela, nous disposons de 4 modules PV [TENESOL] qui ont une puissance unitaire de 250 W et qui possèdent 60 cellules en série avec 3 diodes by-pass. Sur 3 de ces modules représentés sur la figure IV, nous simulons des défauts et le 4ème sert de référence :

- Module 1 : une cellule est occultée à 100% ;
- Module 2 : deux cellules occultées de 50% pour activer 2 diodes by-pass du module
- Module 3 : salissure homogène sur un groupe de cellule d'un module PV ;



Figure IV-4. *Tests expérimentaux avec défauts sur les modules PV TENESOL*

3.2.Méthodologie de détection de défaut du système d'acquisition

Il est très intéressant de décrire les autres méthodes de détection de défauts d'une chaîne PV complète en plus de la méthode de détection de défaut d'ombrage. Nous devons alors nous intéresser aux défauts au niveau de l'onduleur et au niveau du système d'acquisition.

La figure IV-5 propose l'algorithme de vérification des données d'acquisition avant toute analyse de défauts supplémentaires.

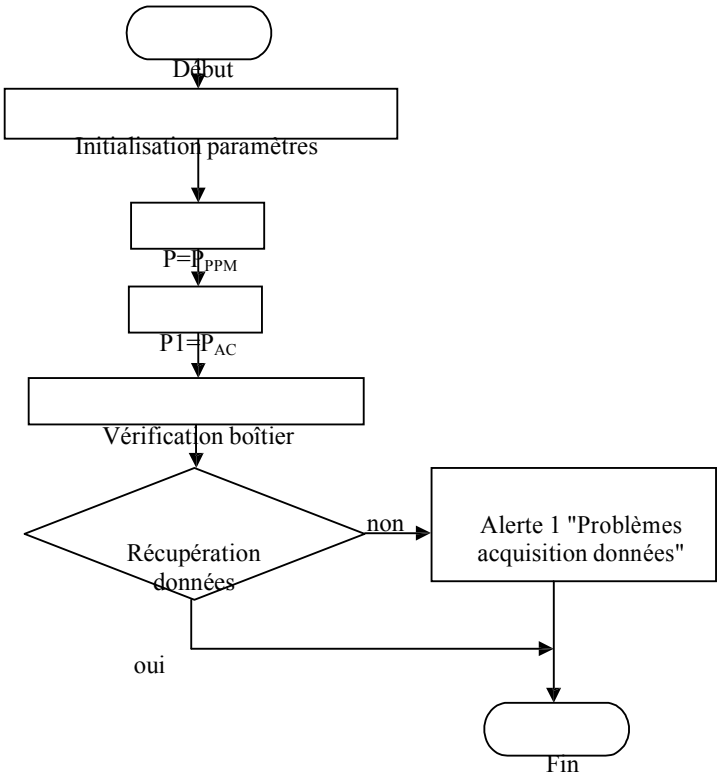


Figure IV-5. *Organigramme pour la vérification de la collecte des données, implémenté dans le microcontrôleur*

3.3.Méthodologie de détection de défauts au niveau de l'onduleur

Plusieurs défaillances au niveau de l'onduleur peuvent se produire comme des problèmes de court-circuit, de circuit-ouvert, et des problèmes de tension du réseau ou bien des problèmes de puissance. En général, dès qu'un de ces problèmes est détecté, cela peut venir d'une mesure du bus alternatif défaillante.

Pour expliquer cet algorithme (Figure IV-6), nous effectuons la mesure de puissance du bus continu et la mesure de puissance du bus alternatif. En évaluant le rendement de l'onduleur, si celui-ci est inférieur à 80 %, plusieurs analyses et identifications de défauts sont possibles :

- Un problème de puissance active apparaît si la mesure du courant alternatif et la mesure de la tension alternative sont nulles ;
- Un problème de circuit ouvert est identifié si la mesure du courant alternatif est nulle et la mesure de la tension est non-nulle ;
- Un problème de court-circuit apparaît si la mesure de la tension alternative est nulle et la mesure du courant alternatif est non-nulle ;
- Un problème de haute ou de basse tension est identifié si la tension alternative dépasse la tolérance autorisée (230 V ± 10%) ;
- Si aucun défaut ne correspond aux identifications précédentes, une anomalie est quand même signalée à l'utilisateur.

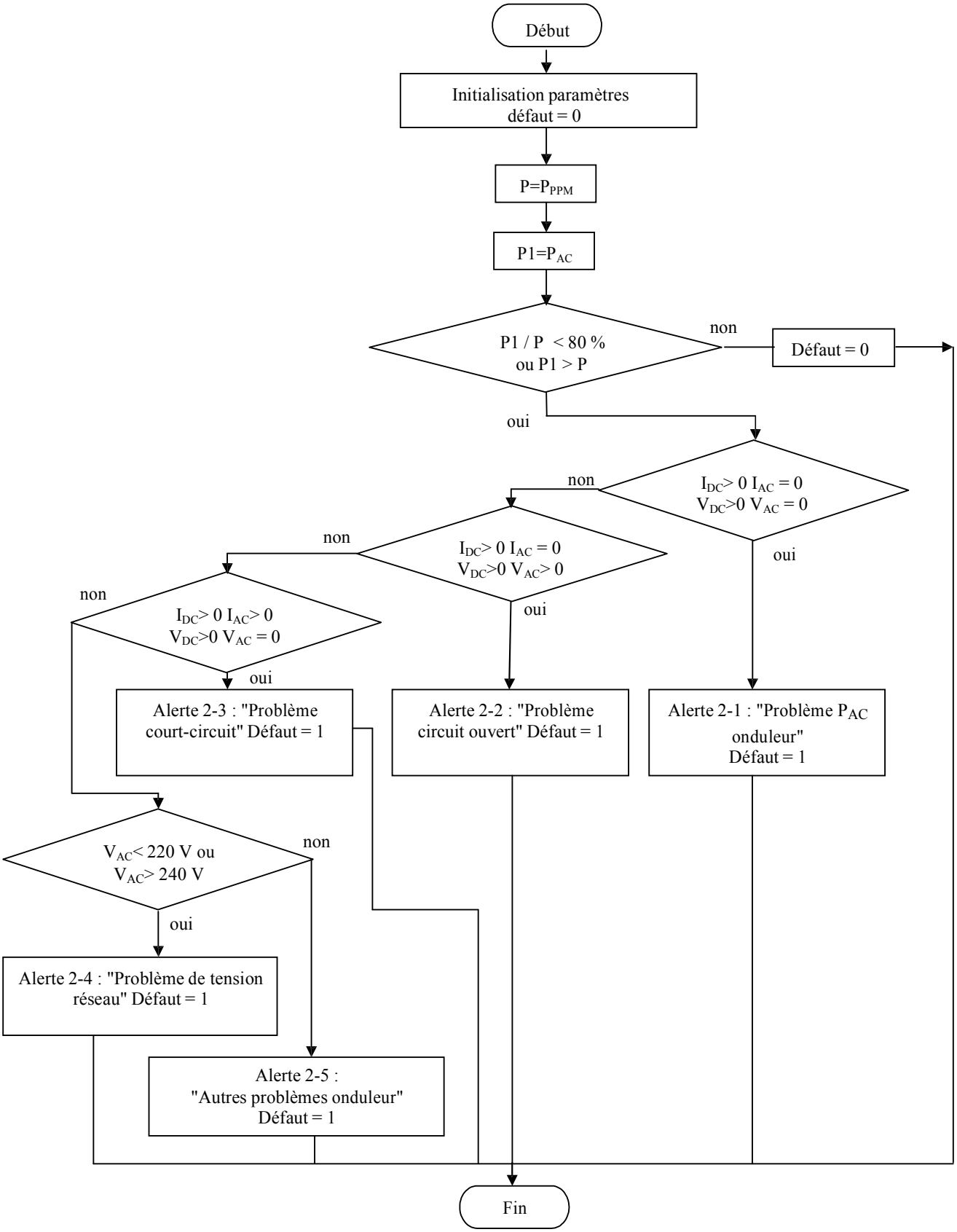


Figure IV- 6. *Organigramme pour la détection de défaut au niveau de l'onduleur*

3.4. Méthodologie de détection et de localisation de défaut complet

Cette partie regroupe les différents algorithmes élaborés pour chaque structure (Figure IV-7). Nous présentons une méthode globale qui regroupe les différentes détections et identifications de défaut présentées précédemment. Il est essentiel d'organiser et de structurer les différents algorithmes pour avoir une analyse et un diagnostic d'une installation PV cohérente et rigoureuse.

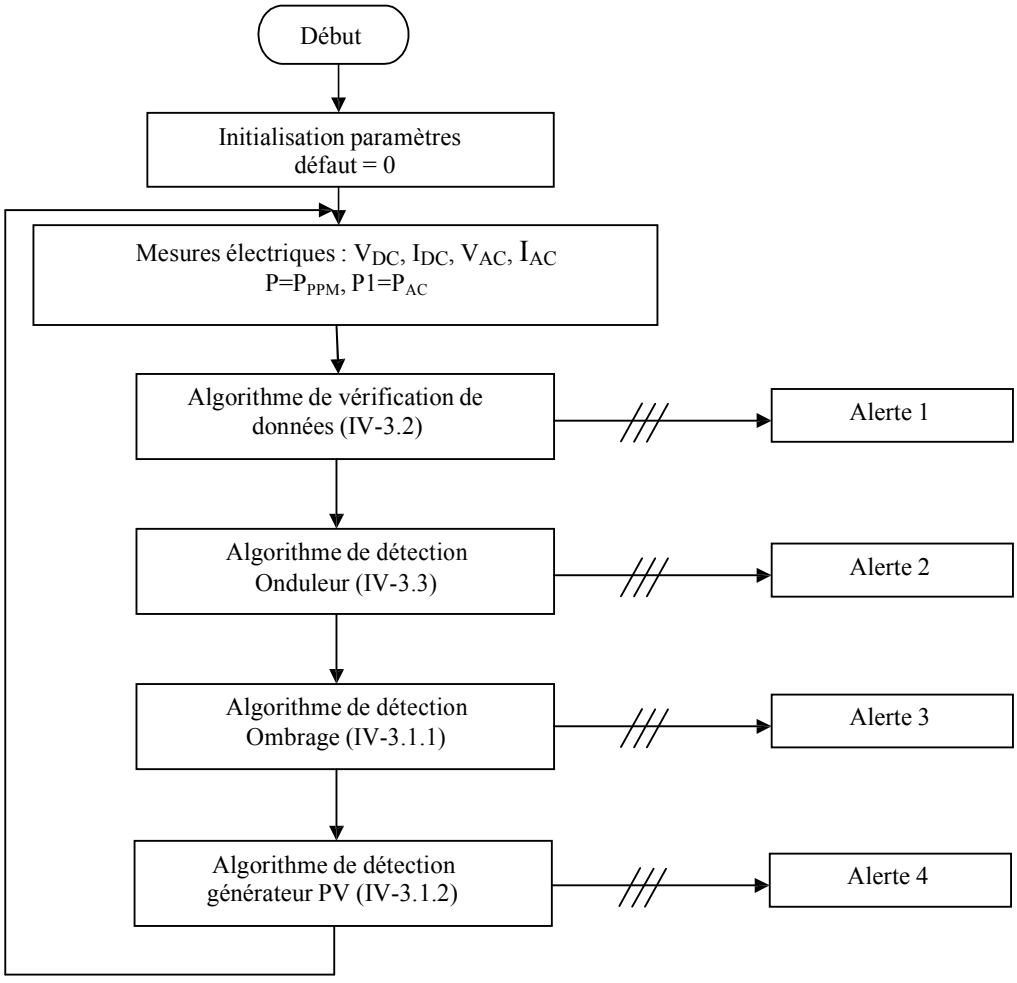


Figure IV-7: *Organigramme pour la détection complète de défaut d'une installation solaire photovoltaïque*

4. Conclusion

Il est essentiel de vérifier le bon fonctionnement d'un système photovoltaïque. Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes méthodes de détection et de localisation des défauts d'une installation PV. Une fois les données sont collectées et vérifiées, l'algorithme de détection de défauts au niveau de l'onduleur s'effectue. L'analyse continue par la détection d'ombrage par l'analyse de la puissance en fonction du temps.

Pour finir, la partie détection au niveau du générateur est utilisée comme analyse complémentaire car nous avons besoin d'obtenir en ligne la caractéristique I-V. Pour cela, il faut informer l'utilisateur de la nécessité d'interrompre quelques instants la production PV.

Conclusion générale

Les installations photovoltaïques sont une solution pour les endroits isolés, non raccordés au réseau électrique et pour rendre des installations autonomes. L'énergie solaire peut également s'avérer très avantageuse dans le cas d'installations chez des particuliers. Les panneaux solaires sont donc parfaits pour compléter les besoins énergétiques mais toute l'énergie ne peut être produite entièrement par leur utilisation. L'idéal serait donc une mixité des énergies où le solaire serait utilisé au maximum de son potentiel ainsi que les autres énergies renouvelables.

De nombreux travaux de recherches ont montré que de nombreux systèmes de diagnostic de défauts existaient, certains industrialisés, d'autres restants dans le cadre de la recherche.

A travers une recherche bibliographique, nous avons conclu qu'il est nécessaire d'étudier les différents défauts qui peuvent se produire lors d'une installation photovoltaïque, afin d'assurer une production sûr sans interruption par ces défauts.

Afin d'aboutir à notre objectif, nous avons étudié les installations photovoltaïques. Ensuite, nous avons, à travers une recherche bibliographique, vu les principaux défauts qui peuvent se produire lors d'une telle installation. Par la suite, nous avons étudié la caractéristique I-V, et puis modélisé le système photovoltaïque en fonctionnement normal et en fonctionnement défaillant, afin de visualiser l'influence de ce défaut ce système. A la fin de cette recherche, nous avons analysé la puissance maximale du générateur photovoltaïque, ce qui nous permet de mieux détecter les défauts d'une installation PV. Finalement, nous avons présent un algorithme complet de détection et de localisation de défaut.

Les résultats de ce travail ouvrent la voie vers diverses perspectives, la principale est de développer un nouvel algorithme qui permet une meilleure détection et localisation des différents défauts d'une installation photovoltaïque.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[LABOURET] A. Labouret, M. Villoz, "Energie solaire photovoltaïque" 4eme Edition DUNOD.

[TENESOL] Datasheet, http://www.renove-electric.be/uploads/TE220-240-60P.pdf

[SILVESTRE et *al*.] S. Silvestre, A. Boronat, A. Chouder, "Study of bypass diodes configuration on PV modules", Applied Energy , Volume 86, Issue 9, September 2009, Page(s): 1632 –1640

[JAHN et al.] U. Jahn, D. Mayer, M. Heidenreich, R. Dahl, "INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PVPS TASK 2: ANALYSIS OF THE OPERATIONAL PERFORMANCE OF THE IEA DATABASE PV SYSTEMS". 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Glasgow, United Kingdom, May 2000.

[CLAVADETSCHER' 07] L. Clavadetscher and T. Nordmann, "Cost and Performance Trends in Grid-Connected Photovoltaic Systems and Case Studies," Report IEA-PVPS T2-06, 2007.

[HIBBERD'11] B. Hibberd, "PV Reliability & Performance - A project Developpers Experience," in Photovoltaic Module Reliability Workshop (NREL), Colorado, USA, 2011.

[WOHLGEMUTH et al.] J. H. Wohlgemuth, S. Kurtz, NREL, "Using Accelerated Testing To Predict Module Reliability" Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2011 37th IEEE, 3601-3605

[VAN DYK et *al*.] E.E. van Dyk, E.L. Meyer, "Analysis of the effect of parasitic resistances on the performance of photovoltaic modules", Renewable Energy 29 (2004) Page(s): 333-344

[MEYER et *al*.] Edson L. Meyer and E. Ernest van Dyk, "The effect of reduced shunt resistance and shading on photovoltaic module performance" Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE, Page(s): 1331 - 1334

[GUO et *al*.] S. Guo, T. M. Walsh, A. G. Aberle, M. Peters, "Analysing partial shading of PV modules by circuit modelling" Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE, Page(s): 2957-2960

[ALONSO-GARCIA et *al*.] M.C Alonso-Garcia, J.M Ruiz, F. Chen lo, "Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module" Solar Energy Materials & Solar Cells 90 (2006) Page(s): 329-340

[ITO et *al*.] T. Ito, H. Miyata, M. Taniguchi, T. Aihara, N. Uchiyama, and H.

Konishi, "Harmonic current reduction control for grid-connected PV generation systems", Power Electronics Conference (IPEC), 2010 International, Page(s): 1695-1700

[CHOUDER et *al*.] A. Chouder, S. Silvestre, "Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis", Energy Conversion and Management Volume 51, Issue 10, October 2010, Page(s): 1929–1937

[HIRATA et *al*.] Y. Hirata, S. Noro, T. Aoki, and S. Miyazawa, "Diagnosis Photovoltaic Failure by Simple Function Method to Acquire I-V Curve of Photovoltaic Modules String", Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE, Page(s): 1340-1343

[MISHINA et *al*.] T. Mishina, H. Kawamura, S. Yamanaka, H. Ohno and K. Naito, " A study of the automatic analysis for the I-V curves of a photovoltaic subarray", Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, Page(s): 1630-1633

[SPAGNOLO et *al*.] G. Schirripa Spagnolo, P. Del Vecchio, G. Makary, D. Papalillo, A. Martocchia, " A Review if IR Thermography applied to PV Systems", Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2012 11th International Conference, 879-884

[TAKASHIMA et *al*.] T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, K. Kato, and M. Ishida, "Experimental studies of failure detection methods in PV module stings", Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference, Page(s): 2227-2230

[TRANSENERGIE'08] Transénergie, "Etat de l'art sur les systèmes de supervision et des défauts rencontrés dans une installation PV," Rapport du projet DLDPV, Tâche 1– Livrable 1, ANR 07–PSPV–001–04, 2008.

[KURTZ'09] S. Kurtz, J. Granata and M. Quintana, "Photovoltaic-Reliability R&D Toward a Solar-Powered World," National Renewable Energy Laboratory, 2009.

[HERMANN et al.] W. Hermann, W. Wiesner, W. Vaaben, "Hot spot investigations on PV modules-new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes", Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE, Page(s): 1129-1132

[CHAN et al.] D.S.H. Chan, J.R. Phillips, J.C.H. Phang, "A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters", Solid-State Electronics Volume 29, Issue 3, March 1986, Page(s): 329 –337

[CHENNI et al.] R. Chenni, M. Makhlouf, T. Kerbache, A. Bouzid, "A detailed modeling method for photovoltaic cells", Energy Volume 32, Issue 9, September 2007, Page(s): 1724– 1730

[LIU et al.] S. Liu , R. A. Dougal , "Dynamic Multiphysics Model for Solar

Array", IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 17, NO. 2, JUNE 2002 285

[ARAKI et al.] K.Araki, M. Yamaguchi, "Novel equivalent circuit model and statistical analysis in parameters identification", Solar Energy Materials & Solar Cells 75 (2003), Page(s): 457–466

[IKEGAMI et al.] T. Ikegami, T. Maezono, F. Nakanishi, "Estimation of equivalent circuit parameters of PV module and its application to optimal operation of PV system", Solar Energy Materials & Solar Cells 67 (2001), Page(s): 389-395

[BLAS et al.] M.A de Blas, J.L Torres, E. Prieto, A. García, "Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices", Renewable Energy 25 (2002) Page(s): 371–380

[WALKER] G. Walker "Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model", AUPEC 2000: Innovation for Secure Power, Queensland University of Technology, Brisbane, Australia, Page(s): 138-143

[BISHOP] J.W Bishop "Computer Simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuit". ESTI Project, Commission of the European Communities Joint Research Centre, 1988.

[GOW et al.] J. A. GOW, C. D. Manning, "Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies", Electric Power Applications, IEE Proceedings - (Volume: 146, Issue: 2), Page(s): 193-200

[TSAI et al.] H. L. Tsai, C. S. Tu, Y. J Su, "Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK", Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science 2008, WCECS 2008

[PHANG et al.] J. C. H. Phang, D. S. H. Chan, J. R. Phillips, "Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters" Electronics Letters (Volume:20, Issue: 10), Page(s): 406-408

[SUTHAR et *al.*] M. Suthar, G. K. Singh, R. P. Saini, "Comparison of Mathematical Models of Photovoltaic (PV) Module and effect of various Parameters on its Performance", Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS), 2013 International Conference, Page(s): 1354 - 1359

[ANCUTA et *al.*] F. Ancuta, C. Cepisca, "Computer Modeling Studies for Studying Defects in PV Cells" Electrical and Power Engineering (EPE), 2012 International Conference and Exposition, Page(s): 330-333

[MCMAHON et *al.*] T.J. McMahon, T.S. Basso, and S.R. Rummel, "Cell shunt resistance and photovoltaic module performance", Photovoltaic

Specialists Conference, 1996, Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, Page(s): 1291-1294

[DING et *al.*] J. Ding, X. Cheng, T. Fu "Analysis of series resistance and P–T characteristics of the solar cell", Vacuum 77 (2005) Page(s): 163–167

[PATEL et *al.*] H. Patel, V. Agarwal, "MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics", Energy Conversion, IEEE Transactions (Volume: 23, Issue: 1), Page(s): 302-310

[KARATEPE et *al.*] E. Karatepe, M. Boztepe, M. Çolak, "Novel equivalent circuit model and statistical analysis in parameters identification", Solar Energy Materials & Solar Cells 75 (2003), Page(s): 457–466

[KAWAMURA et *al.*] H. Kawamura, K. Naka, N. Yonekura, "Simulation of I-V characteristic S of a PV module with shaded PV cells", Solar Energy Materials & Solar Cells 75 (2003), Page(s): 613-621

[DORADO et *al.*] E. Díaz-Dorado, J. Cidrás, C. Carillo "Discrete I-V model for partially shaded PV-arrays", Solar Energy 103 (2014) Page(s): 96-107

[CALUIANU et *al.*] I. Caluianu, G. Notton, Iolanda Colda, S.Caluianu and A. Damian, " Photovoltaic Energy Generation under Partially Shading Conditions" Advanced Electromechanical Motion Systems & Electric Drives Joint Symposium, 2009. ELECTROMOTION 2009. 8th International Symposium, Page(s) : 1-6

[HECKTHEUER et *al.*] L.A. Hecktheuer, A. Krenzinger, C.W.M. Prieb, "Methodology for photovoltaic modules characterization and shading effects analysis", J.Braz. Soc. Mech. Sci., Vol 24-1, March 2002.

[DHASS et *al.*] A. D. Dhass, E. Natarajan, "Influence of Shunt Resistance on the Performance of Solar Photovoltaic Cell", Emerging Trends in Electrical Engineering and Energy Management (ICETEEEM), 2012 International Conference, Page(s): 382-386

[DORADO_1 et *al.*] E. Díaz-Dorado, A. Suárez-García, C. Carrillo, J. Cidrás " Influence of the PV modules layout in the power losses of a PV array with shadows", 14th International Power Electronics and Motion Control Conference, September 2010

[STETTLER et *al.*] S. Stettler, P. Toggweiler, E. Wiemken," failure detection routine for grid connected PV systems as part of the PVSAT-2 project"

[TENESOL] Datasheet, http://www.renove-electric.be/uploads/TE220-240-60P.pdf