

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA  
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE – SETIF-1-  
U-S-1 (ALGERIE)

MEMOIRE

Présenté à la faculté de Technologie  
Département d'Electronique

Pour l'obtention du Diplôme de

MAGISTER  
Option : Instrumentation  
Par

Mr. Belaout Abdesslam

*Thème*

Etude et diagnostic des défauts fréquents aux  
systèmes photovoltaïques (PV) par emploi  
de la caractéristique courant-tension

Soutenue le :28/10/2014      devant la commission d'examen :

|                  |                                 |            |
|------------------|---------------------------------|------------|
| Mr : F. Krim     | Prof à l'Université de Sétif-1- | Président  |
| Mr : A. Bouloufa | Prof à l'Université de Sétif-1- | Examineur  |
| Mr : A.Messous   | MCA à l'Université de Sétif-1-  | Examineur  |
| Mr : N. Bourouba | MCA à l'Université de Sétif-1-  | Rapporteur |

# *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail à la mémoire de mes  
frères Abdelhafidh et Fateh*

*A maman, A mon père*

*A ma femme*

*A tous mes sœurs et frères*

*Et à tous ceux qui travaillent pour une Algérie  
meilleur*

*Belaout Abdesslam*

## Remerciements

Ce travail à été effectué au sein du laboratoire d'électronique de puissance et de commande industrielle (**LEPCI**) sous la direction de monsieur le docteur **Bourouba Nacerdine**, enseignant chercheur au département d'électronique, faculté des sciences et technique de l'université de Sétif-1. Je lui témoigne la profonde gratitude pour le soutien constant qu'il n'a cessé de m'apporter. Ses conseils, son expérience et sa disponibilité, malgré ses multiples charges, ont été pour moi très bénéfiques quant à l'accomplissement de ce travail.

Tout de même, je tiens naturellement à remercier le professeur **Krim Fateh** (Président), le professeur **Bouloufa Abdesslam** et le docteur **Messous Ammar** (Examineurs), qui ont bien voulu témoigner de leur savoir pour juger ce travail. Ils m'ont fait l'honneur de leur présence dans ce jury, et pour cela, je leur en suis reconnaissant.

Une fois de plus, je tiens à remercier monsieur le professeur **Krim Fateh**, directeur du LEPCI, pour sa modestie et son bon sens, je lui dis : monsieur je suis ravie de travailler sous ta direction.

Je remercie également toute personne qui a contribué de prêt ou de loin à l'accomplissement de ce travail. Sans oublier de remercier tous le personnel du département d'électronique de Sétif-1.

Mille mercis à maman, la beauté éternelle et à ma femme, la source de mes inspirations.

# Sommaire

|                                                                                    |    |
|------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Introduction générale .....                                                        | 1  |
| <b>Chapitre I : le système photovoltaïque</b>                                      |    |
| I-1 Introduction .....                                                             | 3  |
| I-1-1 Historique .....                                                             | 3  |
| I-1-2 L'effet photovoltaïque .....                                                 | 3  |
| I-1-3 Principe générale.....                                                       | 4  |
| I-1-4 Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque .....                            | 5  |
| I-1-4-1 Interaction lumière-matière .....                                          | 5  |
| I-1-4-2 transfère d'énergie des photons aux électrons .....                        | 6  |
| I-1-4-3 collecte des charges électriques .....                                     | 6  |
| I-1-5 l'énergie solaire photovoltaïque.....                                        | 7  |
| I-2 La matrice de cellules .....                                                   | 8  |
| I-3 Les constituants d'un module PV .....                                          | 9  |
| I-4 Protection d'un générateur photovoltaïque .....                                | 9  |
| I-4-1 Protection d'un générateur photovoltaïque contre les chocs électriques ..... | 9  |
| I-4-1-1 Protection contre les contacts directs .....                               | 10 |
| I-4-1-2 Protection contre les contacts indirects .....                             | 10 |
| I-4-2 Protection d'un générateur photovoltaïque contre les surtensions .....       | 10 |
| I-4-3 Protection d'un générateur photovoltaïque contre les surintensités .....     | 10 |
| I-4-3-1 Ombrage d'un générateur .....                                              | 10 |
| I-4-3-2 Nécessité de protection contre les courants inverses .....                 | 12 |
| I-4-3-3 Diode de by-pass .....                                                     | 12 |
| I-4-3-4 Diode anti-retour .....                                                    | 13 |
| I-5 Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques .....                              | 13 |
| I-5-1 Définition .....                                                             | 13 |
| I-5-2 Utilisation des onduleurs .....                                              | 14 |

|                                                                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| I-5-3 Caractéristiques propres à un onduleur pour systèmes photovoltaïques (PV)                                  | 14 |
| I-5-4 Technologies des onduleurs                                                                                 | 15 |
| I-5-4-1 Onduleurs modulaires (module inverter)                                                                   | 15 |
| I-5-4-2 Onduleurs centralisés (central inverter)                                                                 | 15 |
| I-5-4-3 Onduleurs "String" ou "de Rangée"                                                                        | 16 |
| I-6 la poursuite du point maximale du puissance MPPT (Maximum Power Point Tracker)                               | 16 |
| I-6-1 influence de la variation de la température et de l'ensoleillement sur le point maximal de puissance (PPM) | 17 |
| I-6-2 Approche MPPT                                                                                              | 18 |
| I-6-2-1 Approche Perturbe and Observe                                                                            | 18 |
| I-6-2-2 Approche Open- and Short-Circuit                                                                         | 19 |
| I-6-2-3 Approche Incrémental Conductance                                                                         | 19 |
| I-6-2-4 Approche Logique Floue                                                                                   | 19 |
| I-7 Les accumulateurs électrochimiques                                                                           | 20 |
| I-7-1 Utilisation des accumulateurs dans les systèmes solaires                                                   | 20 |
| I-7-1-1 Stockage –tampon                                                                                         | 20 |
| I-7-1-2 Durée de stockage                                                                                        | 20 |
| I-7-1-3 Conditions d’exploitation des accumulateurs                                                              | 20 |
| I-7-1-4 Caractéristiques souhaitées                                                                              | 21 |
| I-7-1-5 Conditions de charge                                                                                     | 21 |
| I-8 Indice de performance (Facteur de qualité pour l'installation photovoltaïque)                                | 21 |
| I-8-1 Facteurs environnementaux                                                                                  | 22 |
| I-8-2 Autres facteurs                                                                                            | 22 |
| I-9 la caractéristique I-V de la cellule PV                                                                      | 22 |
| I-9-1 tension de circuit ouvert $V_{co}$                                                                         | 23 |
| I-9-2 courants de court circuit $I_{cc}$                                                                         | 24 |

|                                                                                                             |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| I-9-3 les termes $I_m$ et $V_m$ .....                                                                       | 24 |
| I-9-4 puissance débitée .....                                                                               | 24 |
| I-9-5 Facteur de Forme, FF .....                                                                            | 24 |
| I-9-6 Rendement $\eta$ .....                                                                                | 25 |
| I-9-7 Influence des paramètres sur la caractéristique I-V .....                                             | 25 |
| I-9-8 Influence du type de connexion sur la caractéristique I-V .....                                       | 28 |
| I-10 conclusion .....                                                                                       | 29 |
| <b>Chapitre II : modélisation du générateur photovoltaïque</b>                                              |    |
| II-1 Introduction .....                                                                                     | 30 |
| II-2 Les modèles de la cellule PV .....                                                                     | 30 |
| II-2-1 Modèle à une diode.....                                                                              | 30 |
| II-2-2 Modèle à deux diodes.....                                                                            | 32 |
| II-2-3 Modèle empirique.....                                                                                | 33 |
| II-2-4 Modèle de Bishop.....                                                                                | 33 |
| II-2-4-1 Révision des modèles de la cellule solaire utilisées pour le régime inverse de fonctionnement..... | 34 |
| II-3 Choix du modèle de la cellule PV.....                                                                  | 37 |
| II-4 Choix du module photovoltaïque .....                                                                   | 37 |
| II-4 Modélisation du générateur PV en fonctionnement sain.....                                              | 38 |
| II-5-1 Configuration retenue.....                                                                           | 38 |
| II-5-2 La démarche suivie pour la modélisation.....                                                         | 40 |
| II-5-3 Application numérique illustrant la démarche suivie .....                                            | 41 |
| II-6 Modélisation du générateur PV en défaut.....                                                           | 42 |
| II-6-1 Classification des défauts pour la modélisation.....                                                 | 42 |
| II-6-1-1 Défauts intrinsèques.....                                                                          | 42 |
| II-6-1-2 Défauts extrinsèques.....                                                                          | 44 |
| II-6-2 Défaut de mismatch et d'ombrage.....                                                                 | 45 |

|                                                                                              |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| II-6-2-1 Définition.....                                                                     | 45 |
| II-6-2-2 Modélisation.....                                                                   | 46 |
| II-7 Conclusion .....                                                                        | 48 |
| <b>Chapitre III : diagnostique photovoltaïque</b>                                            |    |
| III-1 Introduction au diagnostic.....                                                        | 49 |
| III-1-1 Nomenclature.....                                                                    | 49 |
| III-1-1-1 états et signaux .....                                                             | 50 |
| III-1-1-2 Fonction .....                                                                     | 50 |
| III-1-1-3 Modèles .....                                                                      | 50 |
| III-1-1-4 Propriété des systèmes .....                                                       | 51 |
| III-1-1-5 Dépendance du défaut au temps .....                                                | 51 |
| III-1-2 Critères de performance d'un système de diagnostic.....                              | 51 |
| III-2 Méthodes de diagnostic d'un générateur PV.....                                         | 53 |
| III-2-1 Méthodes de diagnostic utilisées dans l'industrie.....                               | 53 |
| III-2-1-1 Méthodes non –électriques.....                                                     | 53 |
| III-2-1-2 Méthodes électriques.....                                                          | 54 |
| III-2-2 Méthodes dans la littérature.....                                                    | 55 |
| III-2-2-1 Méthode de réflectométrie.....                                                     | 55 |
| III-2-2-2 Analyse de la puissance et de l'énergie produite.....                              | 55 |
| III-2-2-3 Analyse du point de fonctionnement.....                                            | 55 |
| III-2-2-4 Analyse de la caractéristique statistique.....                                     | 56 |
| III-2-3 Choix de la méthode de diagnostique.....                                             | 57 |
| III-3 Les étapes nécessaires pour la création d'un algorithme de diagnostic.....             | 58 |
| III-3-1 choix des symptômes pour le diagnostic de défauts.....                               | 59 |
| III-3-2 Principe d'un système de surveillance (remplissage de la fonction diagnostique)..... | 60 |
| III-3-3 Diagnostic qualitatif de défauts d'un générateur photovoltaïque.....                 | 61 |

|                                                                                       |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------|----|
| III-3-4 Diagnostic quantitatif de défauts d'un générateur photovoltaïque...           | 62 |
| III-3-5 Réglage de seuil.....                                                         | 63 |
| III-3-5-1 Détermination de seuil pour éviter les fausses alarmes.....                 | 64 |
| III-3-5-2 Incertitude de mesure .....                                                 | 64 |
| III-3-5-3 Erreur totale due aux différentes incertitudes .....                        | 65 |
| III-3-5-4 Incertitude de modèle .....                                                 | 65 |
| III-4 Logique Floue et diagnostic .....                                               | 66 |
| III-4-1 Fuzzification .....                                                           | 66 |
| III-4-1-1 Extension d'ensembles classiques à des ensembles flous .....                | 67 |
| III-4-2 Inférence .....                                                               | 67 |
| III-4-3 Défuzzification .....                                                         | 68 |
| III-4-3-1 Modèle de Takagi-Sugeno d'ordre zéro pour la défuzzification ....           | 69 |
| III-5 Robustesse.....                                                                 | 70 |
| III-6 conclusion .....                                                                | 70 |
| <b>Chapitre VI : résultats de simulation et discussion</b>                            |    |
| IV-2 comparaison (modèle de Bishop-modèle simple à une seule diode) .....             | 71 |
| IV-2-1 Introduction.....                                                              | 71 |
| IV-2-2 comparaison en absence de défaut.....                                          | 72 |
| IV-2-2-1 cas d'une seule cellule sans défaut.....                                     | 72 |
| IV-2-2-2 cas d'un groupe de cellules sans défaut.....                                 | 73 |
| IV-2-2-3 cas d'un seul module sans défaut.....                                        | 74 |
| IV-2-2-4 cas d'association de 5 modules en série sans défaut.....                     | 74 |
| IV-2-2-5 cas d'association de 5 modules en parallèle sans défauts...                  | 75 |
| IV-2-2-6 cas de 2 modules en série connecté deux-à-deux en parallèle sans défaut..... | 76 |
| IV-2-2-7 synthèse.....                                                                | 76 |
| IV-2-3 comparaison de différentes configurations PV en présence de défaut.....        | 77 |

|                                                                                                                        |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| IV-2-3-1 cas de configuration avec une seule cellule avec défaut.....                                                  | 77  |
| IV-2-3-2 cas de configuration avec un groupe de cellules avec défaut.....                                              | 78  |
| IV-2-3-3 cas de configuration avec un seul module avec défaut.....                                                     | 78  |
| IV-2-3-4 cas de configuration de 5 modules en série avec défaut.....                                                   | 79  |
| IV-2-3-5 cas de configuration de 5 modules en parallèle avec défaut...                                                 | 80  |
| IV-2-3-6 cas de 2 modules en série connecté deux-à-deux en parallèle avec défaut.....                                  | 81  |
| IV-2-3-7 synthèse.....                                                                                                 | 82  |
| IV-3 construction de l'algorithme de diagnostic d'un système PV (ADSPV).....                                           | 83  |
| IV-3-1 Types de défauts analysés.....                                                                                  | 84  |
| IV-3-1-1 Défauts considéré pour le diagnostic.....                                                                     | 85  |
| IV-3-1-2 Le politique appui pour le choix de chaque défaut.....                                                        | 85  |
| IV-3-2 construction de l'algorithme de diagnostic des systèmes PV (ADSPV) en se basant sur la détection de seuil ..... | 86  |
| IV-3-2-1 Tableau de signatures pour un seul module PV.....                                                             | 87  |
| IV-3-2-2 Réglage de seuil, et tableau binaire (codage des états).....                                                  | 88  |
| IV-3-2-3 Algorithme de diagnostic .....                                                                                | 99  |
| IV-3-3 construction de l'algorithme de diagnostic des systèmes PV (ADSPV) en se basant sur la logique floue .....      | 92  |
| IV-3-3-1 fuzzification des entrées.....                                                                                | 93  |
| IV-3-3-2 règle d'inférences.....                                                                                       | 95  |
| IV-3-3-3 la défuzzification.....                                                                                       | 96  |
| IV-3-3-4 nouvel prise de décision.....                                                                                 | 96  |
| IV-3-3-5 codage des états et nouveau tableau de signature.....                                                         | 97  |
| IV-3-4 problème d'augmentation de la résistance série.....                                                             | 98  |
| IV-5 conclusion .....                                                                                                  | 100 |
| Conclusion et perspectives .....                                                                                       | 101 |

## **Liste des figures**

# Liste des figures

|                                                                                                                                                                                                    |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure I-1: Coupe transversale d'une cellule PV typique.....                                                                                                                                       | 5  |
| Figure I-2: les trois mécanismes de transformation de l'énergie solaire en une énergie Electrique .....                                                                                            | 5  |
| Figure I-3 : Définition de la norme AM.....                                                                                                                                                        | 7  |
| Figure I-4 : spectre d'émission solaire. ....                                                                                                                                                      | 8  |
| Figure I-5 : (a) interconnexion de la cellule avec la languette ; (b) deux cellules en série ; (c) matrice de 36 cellules connectées en série [40] .....                                           | 8  |
| Figure I-6: les différentes couches constituant un module PV. ....                                                                                                                                 | 9  |
| Figure I-7: (a) ombrage des panneaux par un cheminé de la maison, (b) fonctionnement de la cellule dans le 3 <sup>ème</sup> quadrant de la caractéristique I-V, à cause de l'ombre .....           | 11 |
| Figure I-8: cellules système photovoltaïque en : (a) en fonctionnement normale, (b) présence d'un ombre : échauffement de la cellule, protection par la mise en place d'une diode de by-pass ..... | 11 |
| Figure I-9: Figure I-9: Module de 36 cellules protégé par deux diodes de by-pass ...                                                                                                               | 12 |
| Figure I-10 : diode anti-retour placée à la sortie du string et avant la charge et la connexion des autres strings .....                                                                           | 13 |
| Figure I-11: onduleur pour générateur photovoltaïque .....                                                                                                                                         | 13 |
| Figure I-12: Courbe caractéristique d'un générateur PV, puissance-tension (V-P).                                                                                                                   |    |
| PPM: Point de Puissance Maximal.....                                                                                                                                                               | 14 |
| Figure I-13: Courbe caractéristique d'un générateur PV, courant-tension (V-I). PPM: Point de Puissance Maximal.....                                                                                | 15 |
| Figure I-14: Classification des onduleurs PV connectés au réseau.....                                                                                                                              | 16 |
| Figure I-15 : influence de la température sur la tension de circuit-ouvert ( $V_{co}$ ).....                                                                                                       | 17 |
| Figure I-16 : influence de l'ensoleillement sur le point de puissance maximale .....                                                                                                               | 17 |

|                                                                                                                                                                    |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure I-17: l'algorithme perturb and observe.....                                                                                                                 | 18 |
| Figure I-18: schéma explicatif de l'algorithme en logique floue (SE,SCE : gain d'entrées, SdD : gain de sortie) .....                                              | 19 |
| Figure I-19 : (a) caractéristique I-V et P-V de la cellule PV sous-éclairage et sous-obscurité. (b) représentation conventionnelle de la courbe I(V) et P(V). .... | 23 |
| Figure I-20 : la génération de résidus/symptômes par estimation des paramètres...                                                                                  | 26 |
| Figure I-21: la génération de résidus/symptômes par estimation d'agrégation de paramètres .....                                                                    | 27 |
| Figure I-22: schéma de connexion de cellule en série et en parallèle. ....                                                                                         | 28 |
| Figure I-23 : variation de la caractéristique I-V par la connexion de cellules en série et en parallèle .....                                                      | 29 |
| Figure II-1 : schéma équivalent d'une cellule PV Modèle à une diode.....                                                                                           | 30 |
| Figure II-2 : schéma équivalent d'une cellule PV Modèle à deux diodes.....                                                                                         | 32 |
| Figure II-3 Circuit équivalent simple de la cellule PV.....                                                                                                        | 33 |
| Figure II-4: schéma équivalent d'une cellule PV Modèle de Bishop.....                                                                                              | 34 |
| Figure II-5: Différents type de caractéristiques inverse de la cellule solaire en noir selon Pineda.....                                                           | 36 |
| Figure II-6 : Configuration retenu pour la modélisation.....                                                                                                       | 39 |
| Figure II-7 : Démarche de modélisation d'un générateur PV sans défauts (sain).....                                                                                 | 40 |
| Figure II-8 : caractéristique des différentes configurations.....                                                                                                  | 41 |
| Figure II-9 : Caractéristiques I-V d'une cellule "bonne" et d'une autre "ombré".....                                                                               | 47 |
| Figure II-10: Caractéristiques I-V d'un module "bonne" et d'un autre "ombré" .....                                                                                 | 48 |
| Figure III -1: Quelques exemples de la localisation (non la détection) de défauts par la caméra thermique.....                                                     | 53 |
| Figure III -2 : Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV.....                                                                      | 55 |

|                                                                                                                                                    |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure III -3 : Allure de la caractéristique I -V d'un champ PV en fonctionnement défaillant .....                                                 | 56 |
| Figure III-4 : Différentes méthodes de diagnostic.....                                                                                             | 57 |
| Figure III-5 : différents symptômes de la caractéristique I-V d'un module PV défaillant.....                                                       | 59 |
| Figure III-6 : Le diagnostic comme résolution d'un problème inverse.....                                                                           | 61 |
| Figure III-7 : Générateur de symptômes pour un système photovoltaïque.....                                                                         | 62 |
| Figure III-8 : a) Système avec défaut à $t=75$ : non-détection b) Système sans défaut : fausse alarme.....                                         | 64 |
| Figure III-9 : Schéma général de l'évaluation des symptômes.....                                                                                   | 66 |
| Figure III-10 : Extension d'une fonction $\boxtimes$ .....                                                                                         | 67 |
| Figure III-11 : Représentation des décisions de défaut par l'arbre de défaut : $f_i$ , défauts ; $r_i$ , symptômes.....                            | 69 |
| Figure IV-1 : a) modèle simple à une seule diode avec simulink de matlab. B) modèle de Bishop avec simulink de matlab.....                         | 72 |
| Figure IV-2 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple d'une seule cellule sans défauts.....                    | 73 |
| Figure IV-3 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple d'un groupe de cellules sans défauts.....                | 73 |
| Figure IV-4 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple d'un module PV sans défauts.....                         | 74 |
| Figure IV-5 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple de cinq modules connectés en série sans défauts.....     | 75 |
| Figure IV-6 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple de cinq modules connectés en parallèle sans défauts..... | 75 |

|                                                                                                                                                                       |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure IV-7 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple de deux modules en série connecté deux-à-deux en parallèle sans défaut..... | 76 |
| Figure IV-8 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple d'une seule cellule avec défaut.....                                        | 77 |
| Figure IV-9 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple d'un groupe de cellules avec défauts.....                                   | 78 |
| Figure IV-10 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple d'un module PV avec défauts.....                                           | 79 |
| Figure IV-11 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple de cinq modules connectés en série avec défauts.....                       | 80 |
| Figure IV-12 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple de cinq modules connectés en parallèle avec défauts.....                   | 81 |
| Figure IV-13 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et celui simple de deux modules en série connecté deux-à-deux en parallèle avec défaut....     | 82 |
| Figure IV-14 : schéma bloc utilisé pour produire les signatures de défauts.....                                                                                       | 84 |
| Figure IV-15 : prise de décision en considérant seulement le seuil des symptômes...                                                                                   | 86 |
| Figure IV-16 : caractéristiques I-V du module sans défaut et du module avec les 9 défauts considérés.....                                                             | 88 |
| Figure IV-17 : Algorithme de Diagnostic d'un Système PV (ADSPV) .....                                                                                                 | 91 |
| Figure IV-18 : Prise de décision en introduisant la logique floue.....                                                                                                | 92 |
| Figure IV-19 : le système de diagnostic flou utilisé, avec deux entrées, trois sorties, et la méthode de Takagi Sugeno Kang d'ordre 0.....                            | 93 |
| Figure IV-20 : Les fonctions d'appartenances des deux entrées du classificateur flou (PPM et Vco).....                                                                | 95 |
| Figure IV-21 : Sous-algorithme de la prise de décision modifié d'un Système PV en introduisant la logique floue.....                                                  | 97 |

# **Introduction générale**

## Introduction générale

L'augmentation du coût des énergies fossiles d'un côté et la limitation de ses ressources de l'autre côté a conduit à l'apparition d'autres formes d'énergie telle que l'énergie photovoltaïque comme une solution prometteuse parmi les autres. L'absence de la pollution et plus au moins la disponibilité de l'irradiation solaire au cours de l'année dans les quatre coins du globe terrestre encourage son développement [1].

Durant les dernières années, le photovoltaïque est devenu rapidement l'une des technologies d'énergie les plus importantes, comme l'énergie éolienne, hydraulique et autres. La production photovoltaïque est devenue une technologie mature de l'énergie [2] et la demande sur cette forme énergétique ne cesse de croître qui à titre d'exemple en l'an 2011 la capacité des installations de production PV est de 27.7 GW dans le monde alors que la capacité totale en perspective était de 67GW à la fin de la même année.

Cependant les installations photovoltaïques (comme le cas de tous les systèmes électriques et électroniques), tombent en panne et se dégradent pendant la durée de fonctionnement. Ce qui nécessite un diagnostic dont l'objectif principal est de fournir un outil qui permet de détecter les pannes et de maximiser ainsi la production énergétique du système photovoltaïque. Et pour ce faire on a élaboré à travers ce manuscrit un document pouvant couvrir l'essentiel pour une initiation au monde du diagnostic des systèmes photovoltaïques.

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

Dans le premier chapitre on a fait une description détaillée des systèmes photovoltaïques. Il s'agit d'abord de relater l'effet photovoltaïque et plus précisément le phénomène physique exploité pour générer une énergie électrique tout en passant par la fabrication des cellules et module photovoltaïques, et les composants principaux qui le constituent. Toutefois l'aspect économique n'est pas mis aux oubliettes afin de donner une idée générale sur le coût totale d'un système photovoltaïque complet et la nécessité de faire un diagnostic.

Dans le deuxième chapitre, on a abordé la modélisation du système photovoltaïque côté DC, et pour ce faire on exposé les différents types de modèles utilisés dans la littérature. Le choix du modèle de la cellule PV, du module PV, et la modélisation du générateur PV sain et en défaut est abordé.

Une fois le modèle de la cellule est choisi pour construire le système PV c'est autour du diagnostic de ce dernier qui sera discuté au troisième chapitre, qui est même la pièce

maitresse de ce mémoire. Un exposé détaillé des méthodes de diagnostic est donné dans cette partie du manuscrit ainsi que les étapes nécessaires pour l'élaboration d'algorithme de diagnostic par méthode binaire et par logique floue sont traitées.

Le quatrième et le dernier chapitre est consacré aux résultats de la simulation des différents dispositifs photovoltaïques et leur discussion. Il s'agit ici de faire une comparaison effectuée entre les différentes configurations employant le modèle de Bishop et le modèle simple qui constitue une partie prenante. La dernière partie de ce chapitre est consacrée à la création d'un algorithme basé sur la logique floue afin de discriminer la totalité des défauts choisis dans notre étude. Ce mémoire est clôturé par une conclusion générale récapitulant le travail développé suivi par des recommandations en perspective.

# Chapitre I

## **I-1 Introduction**

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

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

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

### **I-1-1 Historique**

Découvert en 1839 par le physicien A. Becquerel, l'effet photovoltaïque a été peu utilisé jusqu'au début des années 60 où il a connu un développement important du fait de ses applications spatiales. L'électricité photovoltaïque, qui est aujourd'hui largement répandue notamment dans le domaine de l'électrification rurale, est obtenue par transformation directe de l'énergie lumineuse en électricité par les cellules PV [3].

### **I-1-2 L'effet photovoltaïque**

L'effet photovoltaïque dont le terme souvent abrégé par les lettres P et V est un phénomène physique propres à certains matériaux communément appelés les semi-conducteurs (souvent le silicium). Il est composé à partir de 3 étapes qui se résument en l'absorption de lumière par le matériau de la cellule P.V. Le transfert d'énergie des photons vers les charges électriques et finalement la collecte de charge.

La puissance du champ photovoltaïque est directement proportionnelle aux nombres de cellules employées dans une installation. Seulement, une exposition au rayonnement homogène de l'ensemble de la surface est exigée pour une meilleure rentabilité. Pailleurs, l'obtention de puissance maximale peut être assurée par observation des 3 critères : l'orientation, l'inclinaison et la température. Cette dernière doit être maintenue à un niveau minimal au sein du dispositif par une ventilation importante.

### I-1-3 Principe général

La formation d'une jonction réalisée par le dopage du silicium représente le principe de base de la cellule solaire. La création d'une barrière de potentiel dans le semi-conducteur permet de séparer les électrons et les trous qui sont générés par l'absorption de la lumière dans le matériau.

Lors de la formation de la jonction, les électrons diffusent vers la zone p et les trous vers la zone n (alignement du niveau de Fermi), afin de tendre vers un équilibre thermodynamique. Le dipôle, créé aux bords de la jonction, entraîne la formation d'un champ électrique qui s'oppose à l'équilibre à tout déplacement de charges. La polarisation de la jonction en direct permet alors de diminuer la hauteur de la barrière de potentiel et donc l'intensité de champ électrique permettant le passage de porteurs de charges. A l'opposé, une polarisation inverse augmentera la hauteur de la barrière.

La relation courant-tension pour une diode idéale à l'obscurité est donnée par la relation:

$$I = I_0 \left[ \exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (I-1)$$

Avec :

$I_0$  : courant de saturation de la diode

$n$  : facteur d'idéalité de la diode

$k$  : constante de Boltzmann

$q$  : charge électrique (en coulomb)

$T$  : température en Kelvin

L'équilibre thermodynamique est modifié lorsque des porteurs de charge sont injectés par polarisation ou par illumination. L'introduction des quasi-niveaux de Fermi  $E_{Fp}$  et  $E_{Fn}$  permettent d'exprimer simplement le régime quasi-équilibre [4].

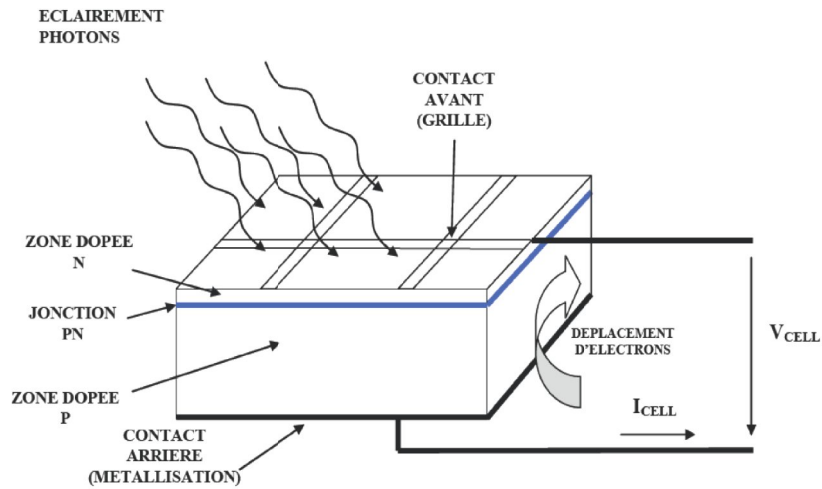


Figure I-1: Coupe en 3 dimensions d'une cellule PV typique [5].

#### I-1-4 Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Une cellule PV est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation basée sur les trois mécanismes suivants (figure I-2) :

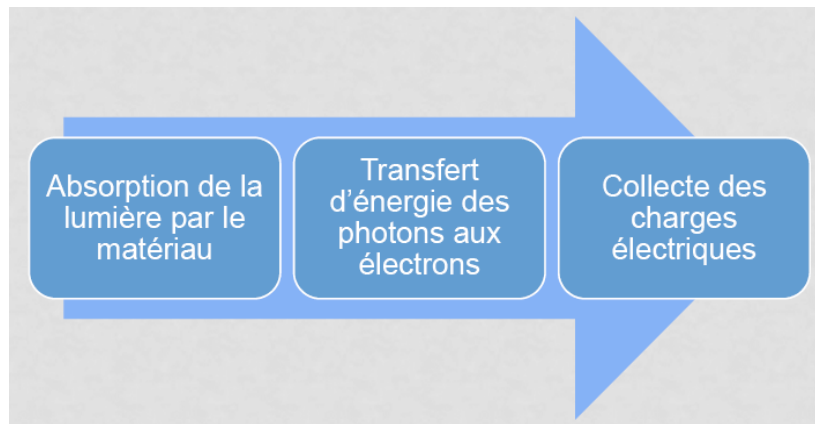


Figure I-2: les trois mécanismes de transformation de l'énergie solaire en une énergie électrique [6].

##### I-1-4-1 Interaction lumière-matière

Le rayonnement solaire est constitué de photons transportant chacun une énergie qui répond, elle-même, à la relation suivante :

$$(I-2)$$

Où  $E_{ph}$  représente la quantité d'énergie,  $\lambda$  la longueur d'onde,  $h$  la constante de Planck et  $c$  la vitesse de la lumière [7].

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

La largeur de la bande interdite  $E_g$  est un paramètre important car il détermine le seuil d'absorption. En effet, le photon interagit avec l'électron uniquement s'il peut fournir une énergie supérieur à la bande interdite  $E_g$  [4].

#### **I-1-4-2 Transfert d'énergie des photons aux électrons**

Les photons incidents apportent l'intégralité de leur énergie pour donner naissance à des paires électrons-trous, appelés plus couramment porteurs photo-générés. Les porteurs minoritaires, les électrons dans un matériau dopé p, les trous dans un matériau dopé n, diffusent sous l'effet de gradients de concentration vers l'interface. Ils sont ensuite entraînés par le champ électrique et atteignent la région dans laquelle ils sont majoritaires pour participer au photo-courant [4].

#### **I-1-4-3 collecte des charges électriques**

Une cellule PV (*figure I-1*) est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction P-N avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction P-N de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert ( $V_{OC}$ ). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit ( $I_{CC}$ ) et dépend fortement du niveau d'éclairement [5].

### I-1-5 L'énergie solaire

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

Pour tenir compte de l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement solaire incident, on introduit un coefficient appelé Air Mass (AM) défini par :

$$\text{---} \quad (I.3)$$

Où  $\theta$  est l'angle que fait le soleil avec son zénith. Par définition, AM0 correspond aux conditions hors atmosphère. Quand le soleil fait un angle de  $48^\circ$  par rapport au zénith, la lumière incidente est dit AM1.5. Le nombre de masse d'air caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire ( $83.3 \text{ mW/cm}^2$  pour AM1.5).

Au sol, le rayonnement solaire a au moins deux composantes : une composante directe et une composant diffuse (rayonnement incident diffusé ou réfléchi par un obstacle : nuages, sol) formant le rayonnement global [9]. La Figure (I.2) montre le spectre d'émission solaire.

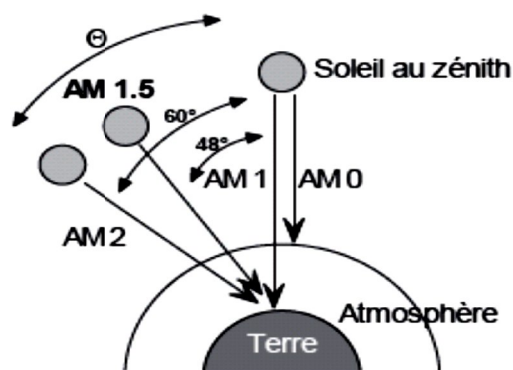


Figure I-3 : Définition de la norme AM [30].

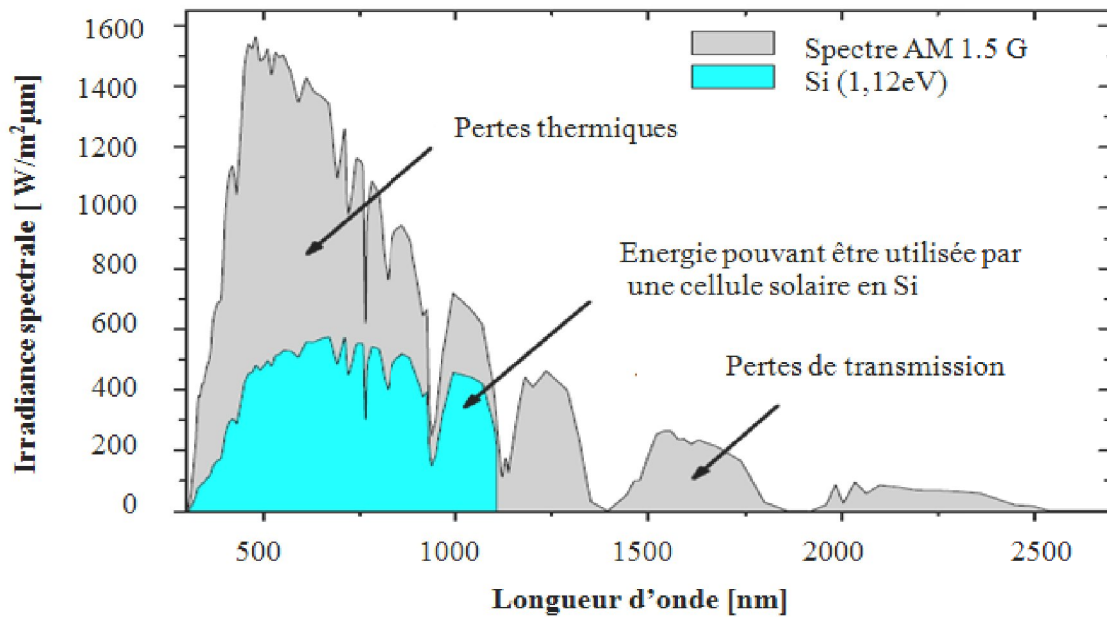


Figure I-4 : spectre d'émission solaire [8].

## I-2 La matrice de cellule

Dans un module, les cellules sont arrangées en série. Après que les cellules soient finies, des rubans de cuivre avec de l'étain sont soudés à un barre bus sur la face avant (figure I-5).

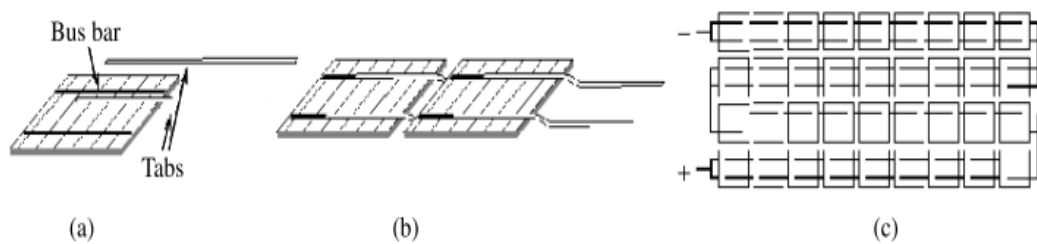


Figure I-5: (a) interconnexion de la cellule avec la languette ; (b) deux cellules en série ; (c) matrice de 36 cellules connectées en série [40].

La configuration courante de module PV utilise 36 cellules connectées en série, qui produirais environ 15 V à la puissance maximale, sous les conditions normales de fonctionnement, et qui charge une batterie de 12 V [40].

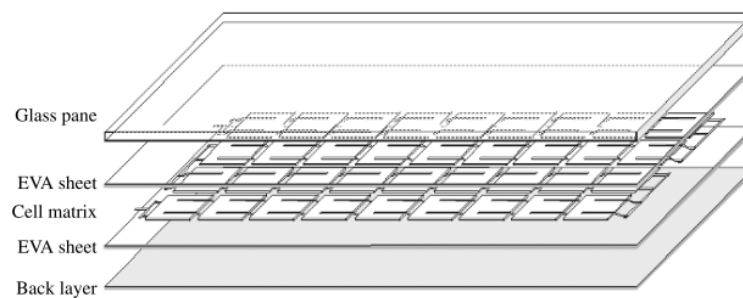
### I-3 Les constituants d'un module PV

Le tableau des cellules doit être proprement encapsulé pour des opérations extérieures fiables pour plus de 20 ans, faire attention aux facteurs comme la rigidité pour résister à la charge mécanique, la protection contre les agents climatiques et l'humidité, et, l'isolation électrique pour la sécurité des personnes [40].

Les différentes couches qui constituent le module sont empilées. Une structure de base est esquissée dans la (figure I-6).

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

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



*Figure I-6: les différentes couches constituant un module PV [40].*

### I-4 Protection d'un générateur photovoltaïque

Comme pour les autres centrales électriques, il existe plusieurs sortes de protection pour une installation photovoltaïque : protection des intervenants, protection contre la foudre, protection du générateur PV [10].

#### I-4-1 Protection d'un générateur photovoltaïque contre les chocs électriques

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

#### **I-4-1-1 Protection contre les contacts directs**

Les matériels PV partie courant continu doivent toujours être considérés comme sous tension et disposer de protection par isolation des parties actives ou par enveloppe [11].

#### **I-4-1-2 Protection contre les contacts indirects**

Les modes de protection doivent intégrer les dispositions mises en œuvre côté d.c. et a.c. ainsi que la présence ou non d'une séparation galvanique par transformateur entre les parties d.c. et a.c [11].

#### **I-4-2 Protection d'un générateur photovoltaïque contre les surtensions**

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

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

En règle générale, un système de protection contre la foudre destiné à un générateur PV se compose des éléments suivants [12]:

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

#### **I-4-3 Protection d'un générateur photovoltaïque contre les surintensités**

Le générateur PV comme toutes autres générateurs d'énergie électrique doit être protégé contre les surintensités, et autres types de problèmes.

##### **I-4-3-1 Ombrage d'un générateur**

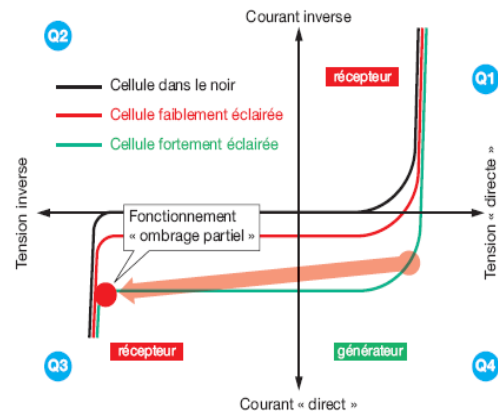
L'ombrage partiel d'une cellule va forcer cette dernière à travailler dans le quadrant Q3 (voir figure I-7), c'est-à-dire d'inverser la polarité de la tension de l'élément et de l'élever au seuil tension inverse de la jonction ( $UC \approx -15 \text{ V}$  à  $-25 \text{ V}$ ). La puissance absorbée par les cellules à l'ombre dépasse très nettement la puissance normalement dissipée et provoque des points chauds.

Les points chauds peuvent endommager définitivement le module PV. Une protection contre les surintensités est sans effet, car l'augmentation de la puissance à dissiper est liée à

l'apparition d'une tension inverse dans la cellule affectée et non à une augmentation significative du courant  $I_{sc}$ .



(a)



(b)

Figure I-7 : (a) ombrage des panneaux par un cheminé de la maison, (b) fonctionnement de la cellule dans le 3<sup>ème</sup> quadrant de la caractéristique I-V, à cause de l'ombre.

Une diode By-pass va, en permettant au courant des autres éléments en série de contourner la cellule « ombrée » Figure I-8 :

1. éviter la surtension inverse ainsi que les points chauds liés à cet ombrage,
2. laisser les autres cellules non ombragées de la chaîne générer leur courant normal, à la place du courant sensiblement égal au courant réduit fourni par la cellule ombragée.

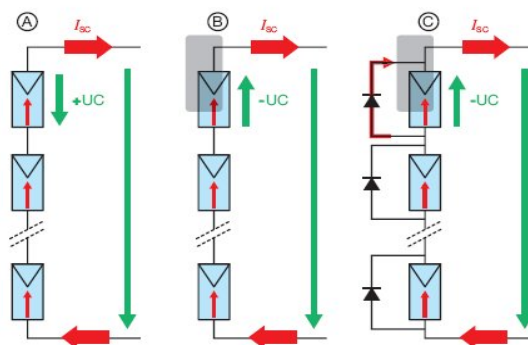


Figure I-8 : système photovoltaïque en: (a) fonctionnement normale, (b) présence d'une ombre: échauffement de la cellule, (c) protection par la mise en place d'une diode de by-pass.

### I-4-3-2 Nécessité de protection contre les courants inverses

Le dimensionnement des câbles de chaînes dépend fortement des chutes de tension ; les notions de courants admissibles pour la protection des canalisations contre les surcharges sont généralement automatiquement satisfaites et ne nécessitent pas la mise en place de protection pour assurer cette fonction.

Le principal critère de sélection des fusibles est la valeur d'IRM (courant inverse maximum PV) que le module peut supporter temporairement jusqu'à ce que le fusible de protection choisi interrompe le courant de défaut généré suite à un défaut.

Du fait que notre travail porte uniquement sur des défauts conduisant à une baisse de production, nous ne nous intéressons donc qu'aux composants servant à la protection du générateur PV [10]:

### I-4-3-3 Diode de by-pass

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

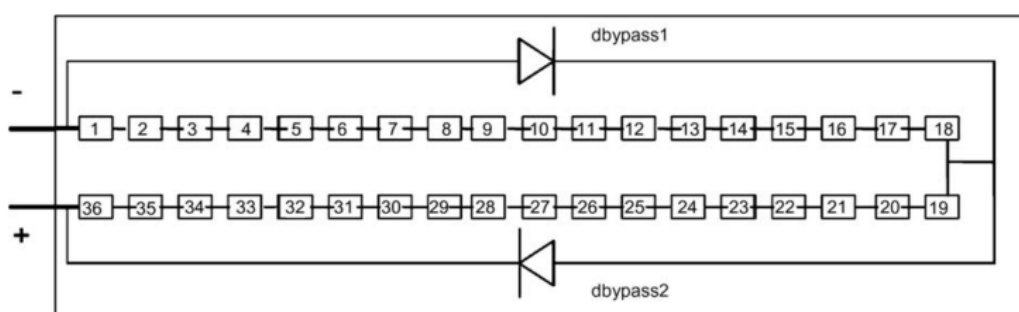


Figure I-9: Module de 36 cellules protégé par deux diodes de by-pass [13].

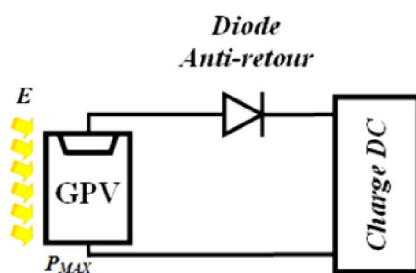
La plupart des modules PV commerciaux sont constitués par association de cellules solaire en série incluant une ou deux diodes de by-pass (*figure I-9*). L'une des configurations les plus populaires que nous pouvons trouver sur le marché des modules PV. Quelques modules PV sont offerts sans diodes de by-pass. Ceci peut être compris parce que dans des applications autonomes, où le rangé (le string) PV est constituée juste par association des modules PV en parallèle, chargeant une batterie de 12 ou 24 V, l'inclusion des diodes de by-pass n'est pas du tout nécessaire.

D'autre part, dans de grands modules PV, ayant par exemple 72 cellules en série, quelques fabricants incluent six diodes de by-pass, une pour chaque 12 cellules.

La conception de rangée PV et la configuration des diodes de by-pass dans Les modules PV constituant la rangée, a un grand influence sur la probabilité et la sévérité de l'apparition de points chauds le long du string PV [13].

#### I-4-3-4 Diode anti-retour

La tension produite par chaque string peut être différente. Lors de la mise en parallèle de ces strings pour former un champ, le string avec la tension la plus faible peut absorber un courant inverse provenant des autres strings. Cela conduit donc à une baisse de production et les modules du string traversés par le courant inverse pourraient être également susceptibles de la défaillance. Pour éviter ces courants inverses, une diode anti-retour est placée au bout de chaque string (voir *Figure I-10*).



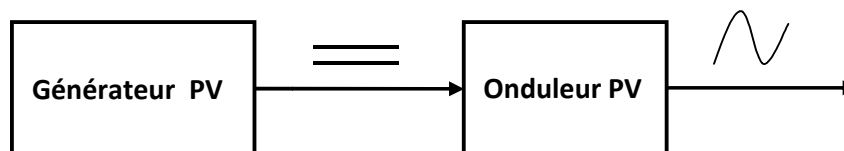
*Figure I-10: diode anti-retour placée à la sortie du string et avant la charge et la connexion des autres strings.*

### I-5 Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques

Le rôle de l'onduleur est d'extraire le maximum de puissance du GPV et de la convertir en une puissance alternative avant de l'injecter dans le réseau [14].

#### I-5-1 Définition

Un onduleur est un dispositif permettant de transformer en alternatif une énergie électrique de type continue (*Figure I-11*).



*Figure I-11: onduleur pour générateur photovoltaïque.*

### I-5-2 Utilisation des onduleurs :

Ils sont utilisés en électrotechnique pour :

1. Soit fournir des tensions ou courants alternatifs de fréquence et amplitudes variables.
2. Soit fournir une ou des tensions alternatives de fréquence et d'amplitude fixes.

On distingue les onduleurs de tension et les onduleurs de courant, en fonction de la source d'entrée continue : source de tension ou source de courant. La technologie des onduleurs de tension est la plus maîtrisée et est présente dans la plupart des systèmes industriels, dans toutes les gammes de puissance (quelques Watts à plusieurs MW).

### I-5-3 Caractéristiques propres à un onduleur pour systèmes photovoltaïques (PV)

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

La principale caractéristique de l'onduleur PV est la recherche du meilleur point de fonctionnement du système. En effet, le générateur PV (ensemble de modules PV) a une courbe caractéristique IV non linéaire (*Figure I-13*). Pour un éclairement et une température donnés, la tension en circuit ouvert ou à forte charge est à peu près constante (assimilable à une source de tension), tandis qu'en court-circuit ou à faible charge le courant est pratiquement constant (source de courant).

La tension de circuit ouvert est sensible à la température et diminue quand la température augmente. Le courant de court-circuit est quant à lui proportionnel à l'éclairement : augmente si l'éclairement augmente.

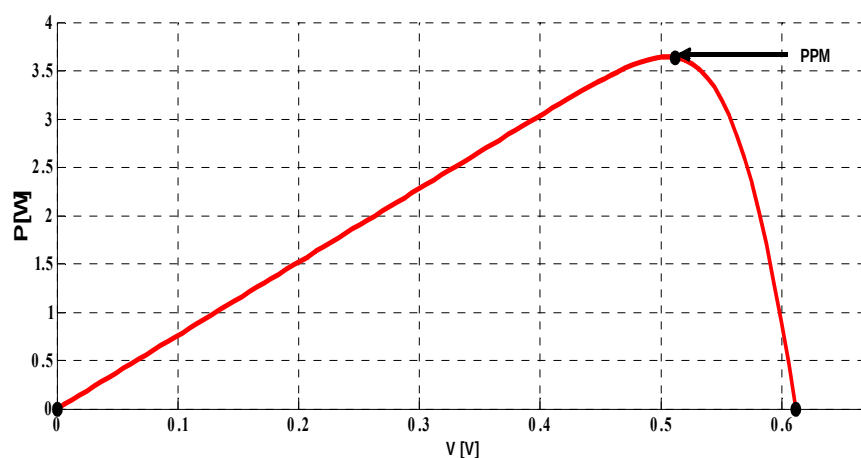


Figure I-12: Courbe caractéristique d'un générateur PV, puissance-tension (V-P).

PPM: Point de Puissance Maximal.

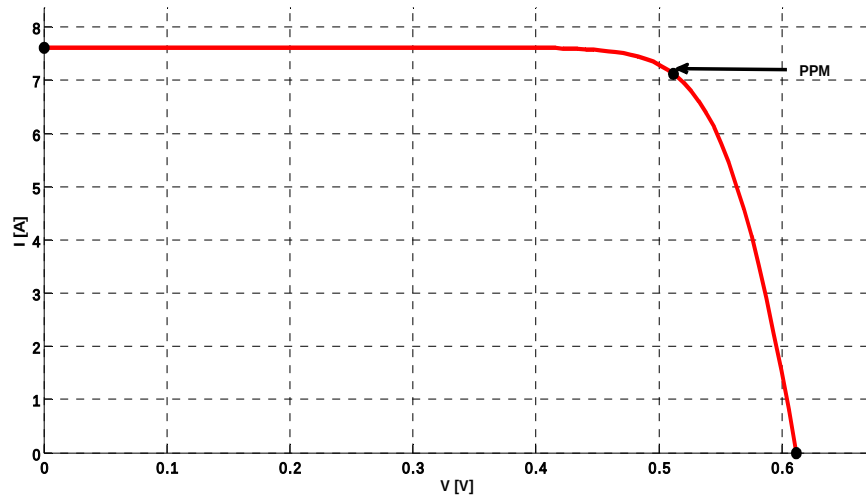


Figure I-13: Courbe caractéristique d'un générateur PV, courant-tension ( $V$ - $I$ ).

PPM: Point de Puissance Maximal.

#### 1-5-4 Technologies des onduleurs

Pour les onduleurs utilisés dans les applications PV on distingue différents topologies, selon l'importance de l'installation, le rendement et la puissance [10, 7].

##### 1-5-4-1 Onduleurs modulaires (module inverter)

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

##### 1-5-4-2 Onduleurs centralisés (central inverter)

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

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

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

### 1-5-4-3 Onduleurs "String" ou "de Rangée"

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

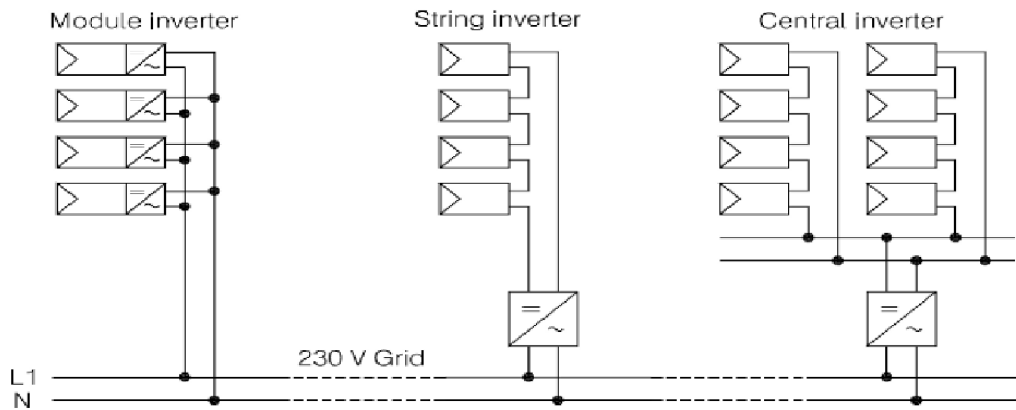


Figure I-14: Classification des onduleurs PV connectés au réseau.

Les installations jusqu'à 3 Kilowatt de puissance sont fréquemment réalisées avec un onduleur String. Pour une puissance plus élevée, il est possible de connecter plusieurs onduleurs String en parallèle, côté courant alternatif. L'intérêt dans ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type. Cela réduit les coûts de production et apporte un intérêt supplémentaire : si un onduleur tombe en panne, seule la production de la rangée concernée est défaillante.

Ils sont toujours conçus en triphasé. La plupart du temps, les systèmes photovoltaïques(PV) sont installés dans les réseaux de distribution basse tension avec une puissance allant jusqu'à 30 KV.A. Le type du réseau choisi au raccordement détermine la possibilité du choix des systèmes de surveillance, et la détection en cas de défaut.

### I-6 La poursuite du point de puissance maximal MPPT (Maximum Power Point Tracker)

L'exploitation de l'énergie solaire présente un potentiel énorme. C'est dans cette optique que sont conçus les panneaux photovoltaïques. Même s'il est connu que les rendements sont relativement peu élevés (de l'ordre de 30 à 40%), la recherche de la puissance maximale est nécessaire. Or, les panneaux photovoltaïques sont soumis à des

conditions changeantes au niveau de l'ensoleillement et de la température qui modifie la puissance extractible [15].

En effet, sous ces conditions changeantes, la puissance extractible est variable et fonction de la tension (ou du courant) imposée aux bornes du panneau photovoltaïque. Il est donc nécessaire que le système d'exploitation s'adapte pour extraire le plus de puissance possible: c'est ainsi que naît en quelque sorte l'idée de MPPT (Maximum Power Point Tracker).

### I-6-1 influence de la variation de la température et de l'ensoleillement sur le point maximal de puissance (PPM)

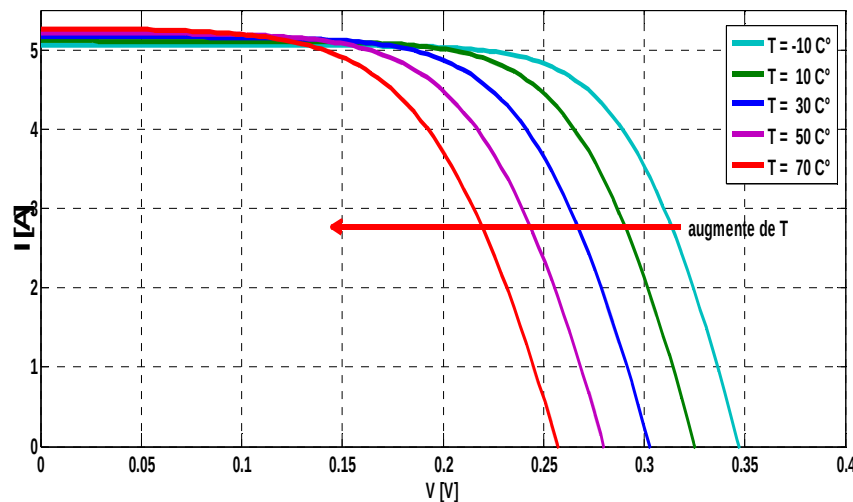


Figure I-15 : influence de la température sur la tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ ).

La température est un agent mauvais pour les systèmes photovoltaïques, ce qui se manifeste clairement sur le schéma précédent (figure I-15). La tension de circuit ouvert diminue au fur et à mesure que la température augmente, ce qui entraîne par la suite le changement de l'emplacement du PPM.

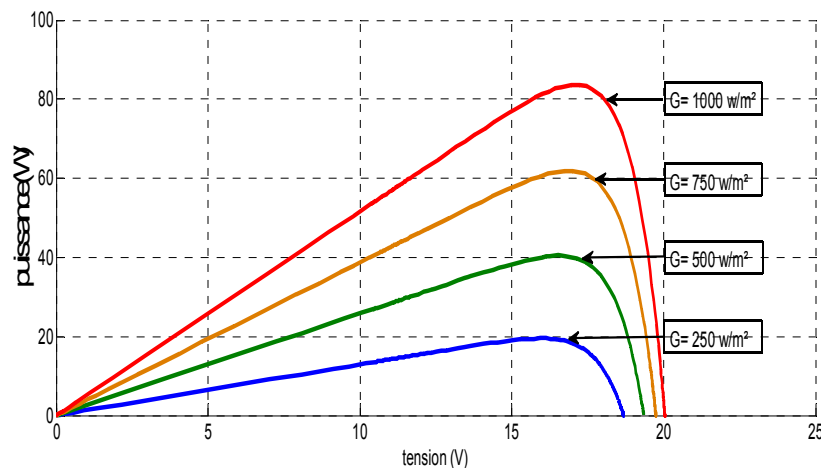


Figure I-16 : influence de l'ensoleillement sur le point de puissance maximale (PPM).

De la *figure I-16*, on constate que le PPM change avec le changement de l'éclairement, ce qui provoque le changement de la tension à la sortie du panneau.

Les courbes précédentes, matérialisent bien la nécessité d'un algorithme d'optimisation d'extraction de la puissance maximal; cela d'autant plus que dans la réalité, contrairement aux deux figures ci-dessus, la température et l'ensoleillement varient en même temps.

## I-6-2 Approche MPPT:

Nous allons à présent passer en revue les solutions MPPT actuellement disponibles sur le marché.

### I-6-2-1 Approche Perturbe and Observe

Algorithme le plus répandu, Perturbe and Observe (P&O) repose sur la perturbation [ici une augmentation ou une diminution] de la tension  $V_{ref}$ , ou du courant  $I_{ref}$ , et l'observation de la conséquence de cette perturbation sur la puissance mesurée ( $P=VI$ ).

Explication en utilisant la perturbation de  $V_{ref}$  :

Si  $dP = (P_k - P_{k-1}) < 0$  et si  $dV_{ref} = (V_{ref, kb} - V_{ref, k-1}) < 0$ , on augmente  $V_{ref}$ ; si  $dV_{ref} > 0$ , on diminue  $V_{ref}$ . Si  $dP > 0$  et si  $dV_{ref} < 0$ , on diminue  $V_{ref}$ ; si  $dV_{ref} > 0$ , on augmente  $V_{ref}$ .

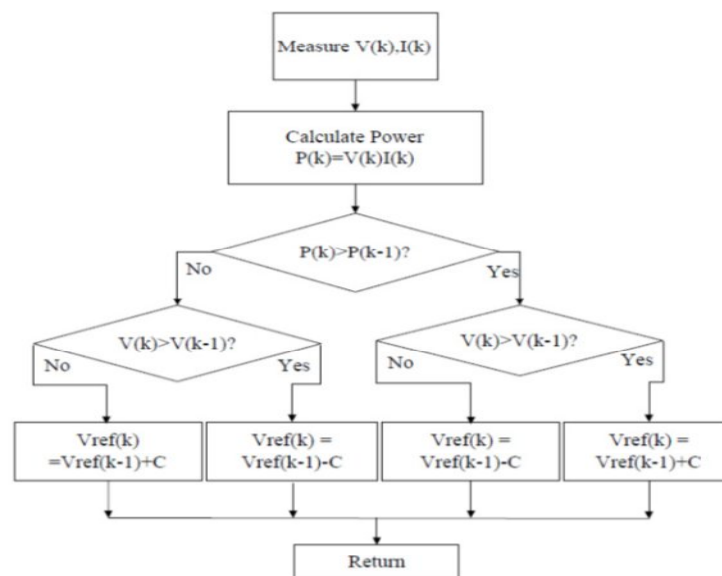


Figure I-17 : l'algorithme Perturbe and Observe.

### I-6-2-2 Approche Open- and Short-Circuit

Cette méthode de détermination du MPP (Maximum Power Point) est basée sur la mesure en temps réel du courant de court-circuit (short-circuit current) ou de la tension de circuit ouvert (open circuit voltage) ainsi que sur l'utilisation de courbes Courant-tension prédéfinies. C'est sur ces dernières qu'est lue la valeur optimale pour la tension ou le courant.

### I-6-2-3 Approche Incrémental Conductance

Cette approche se base sur l'observation de  $dP/dV$ . Lorsque cette dernière quantité atteint 0, cela signifie que la puissance extraite est sur l'unique extremum de la courbe et par conséquent au maximum de puissance extractible.

### I-6-2-4 Approche Logique Floue

La théorie du flou permet «la modélisation et le traitement rigoureux d'informations imprécises, incertaines et subjectives».

La démarche par logique floue repose sur l'observation en temps réel de deux critères que sont l'écart  $E$  de  $dP/dV$  par rapport à la valeur recherchée (c'est-à-dire 0) et la variation  $CE$  de cet écart. Pour ce faire, un convertisseur DC/DC est utilisé. Ces critères après inférence (explicitée dans le schéma ci dessous) permettent de construire une valeur  $D$  qui est le rapport cyclique du convertisseur. Cette valeur  $D$  aboutit à la détermination de la valeur  $V_{MPPT}$  à chaque instant.

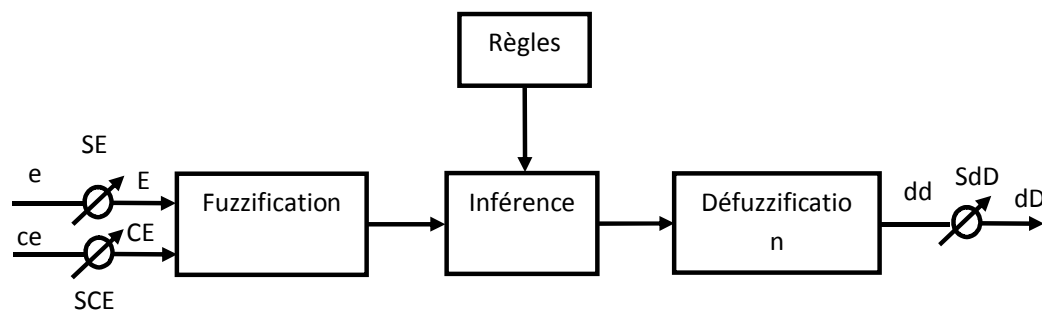


Figure I-18: Schéma explicatif de l'algorithme en logique floue (SE, SCE: gain d'entrées; SdD: gain de sortie)

La *fuzzification* désigne le processus de détermination du degré d'appartenance à chaque partition floue. L'*inférence* désigne l'utilisation des règles déclenchées par les différentes entrées fuzzifiées. La *défuzzification* désigne le passage des valeurs floues de sorties à une valeur finale nette [15].

## **I-7 Les accumulateurs électrochimiques :**

Il y a nécessité de stockage électrique chaque fois que la demande électrique est décalée dans le temps par rapport à l'apport solaire. Une demande énergétique est caractérisée par une courbe de charge; celle-ci peut être constante au cours de la journée et variable au cours de l'année. Elle peut être totalement aléatoire, mais avec des périodes de maxima et de minima statistiquement connues. Dans tous les cas on peut tout de même ramener la puissance moyenne consommée sur une période donnée en watts permanents équivalents [16].

### **I-7-1 Utilisation des accumulateurs dans les systèmes solaires**

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

#### **I-7-1-1 Stockage - tampon**

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

#### **I-7-1-2 Durée de stockage**

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

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

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

#### **I-7-1-3 Conditions d'exploitation des accumulateurs.**

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

#### **I-7-1-4 Caractéristiques souhaitées**

Compte tenu des conditions d'exploitation des accumulateurs dans les systèmes solaires, on recherchera des éléments à faible autodécharge ( $< 5\%$ ), cyclage profond, faible maintenance, durée de vie supérieure à 5 ans.

Actuellement, les accumulateurs les mieux adaptés aux systèmes PV sont les éléments au plomb. Pour certaines applications spécifiques (miniaturisation, robustesse, etc...) on utilise le couple Cadmium - Nickel au prix des inconvénients cités précédemment.

#### **I-7-1-5 Conditions de charge.**

La batterie est branchée en permanence sur le générateur solaire. La surcharge est évitée en utilisant un régulateur de charge qui maintient la batterie dans un état voisin de la pleine charge. Cette condition de fonctionnement dite "batterie flottante" ou "floating" est obtenue en limitant la tension à une valeur constante de l'ordre de 2,25 V à 2,35 V par élément.

D'autre part, on augmentera considérablement la durée de vie si on limite la profondeur de décharge de la batterie. Différents systèmes électroniques sont envisageables pour limiter la charge et la décharge des accumulateurs, rôle généralement réalisé par le régulateur de charge associé.

#### **I-8 Indice de performance (Facteur de qualité pour l'installation photovoltaïque):**

L'indice de performance est l'une des valeurs les plus importantes pour l'évaluation de l'efficacité d'une installation photovoltaïque.

Concrètement, l'indice de performance désigne le rapport entre le rendement énergétique réel et le rendement énergétique théoriquement possible. Il est en grande partie indépendant de l'orientation de l'installation photovoltaïque et du rayonnement sur l'installation photovoltaïque. Ceci étant, l'indice de performance permet de comparer des installations photovoltaïques reliées au réseau sur différents emplacements, à travers le monde entier [17].

Les installations photovoltaïques performantes atteignent toutefois un indice de performance pouvant aller jusqu'à 80 %.

L'indice de performance est une grandeur de définition pure, qui, sous l'action de certains facteurs, peut même atteindre des valeurs supérieures à 100 %. Ceci s'explique par le fait que, lors du calcul de l'indice de performance, on utilise, pour les panneaux

photovoltaïques, des caractéristiques qui ont été déterminées dans des conditions de test standard ( $1\,000\text{ W/m}^2$  pour le rayonnement et  $25\text{ °C}$  pour la température des panneaux). Dans la réalité, des conditions différentes influent ainsi sur l'indice de performance.

Les facteurs suivants peuvent avoir une influence sur la valeur PR:

#### **I-8-1 Facteurs environnementaux**

1. Température des panneaux photovoltaïques
2. Rayonnement solaire et dissipation d'énergie
3. Ombrage ou encrassement de l'appareil de mesure.
4. Ombrage ou encrassement des panneaux photovoltaïques

#### **I-8-2 Autres facteurs**

1. Période d'enregistrement.
2. Pertes dans les lignes.
3. Coefficient de rendement des panneaux photovoltaïques.
4. Coefficient de rendement de l'onduleur.
5. Différentes technologies solaires de l'appareil de mesure et des panneaux photovoltaïques.
6. Orientation de l'appareil de mesure.

#### **I-9 la caractéristique I-V de la cellule PV**

La caractéristique I-V d'une cellule solaire est la superposition de celle de la diode sous obscurité et du courant photo-généré. L'éclairement de la structure a pour effet de déplacer la courbe  $I(V)$  de la diode vers les courants inverses [8].

Puisque la cellule solaire est considérée comme un générateur, la convention est d'inverser l'axe des courants. Notons que la cellule photovoltaïque n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement, seule la courbe  $I(V)$  est fixée. C'est la valeur de l'impédance de la charge aux bornes de la cellule qui va imposer le point de fonctionnement. Il est donc essentiel de choisir une charge telle que la délivrée soit maximale [8].

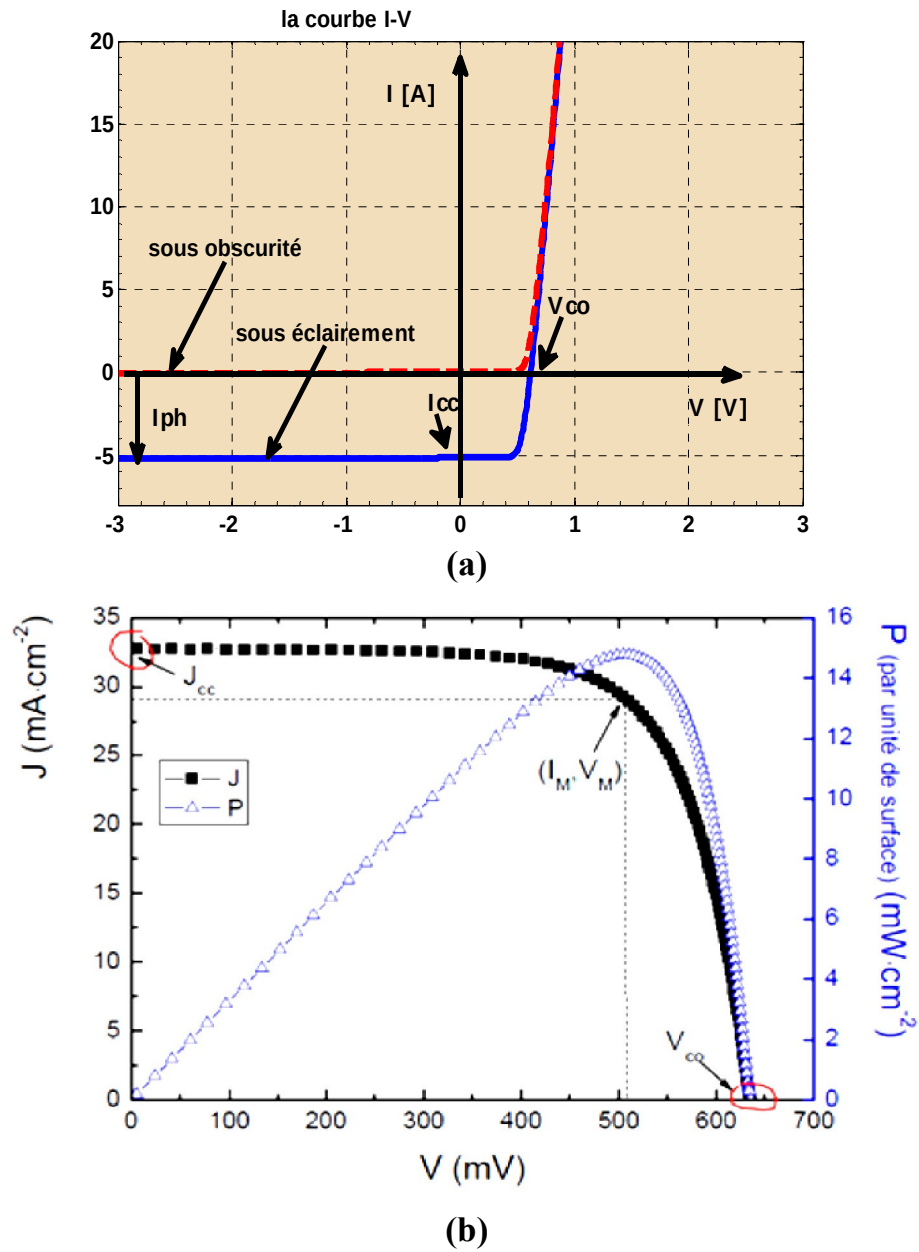


Figure I-19 : (a) caractéristique I-V et P-V de la cellule PV sous-éclairage et sous-obscurité. (b) représentation conventionnelle de la courbe  $I(V)$  et  $P(V)$  [8].

A partir de la caractéristique  $I(V)$  de la cellule PV, on déduit les paramètres électriques propres à la cellule :

### I-9-1 tension de circuit ouvert $V_{co}$

Elle représente la tension aux bornes de la cellule sous éclaircissement sans circuit de charge ( $I=0$ ).  $V_{co}$  est donnée par la tension [18]:

$$V_{co} = nV_T \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \quad (I-4)$$

Ou pour,  $I_{ph} \gg I_s$  :

$$V_{co} = nV_T \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s}\right) \quad (I-5)$$

### I- 9-2 Courants de court circuit $I_{cc}$

C'est le courant obtenu aux bornes de la cellule quand la tension à ces bornes est nulle ( $V=0$ ). Il présente le courant maximale qui peut être obtenu par la cellule sa valeur typique sera de l'ordre de quelque dizaines de milliampère par centimètre carré de cellule et vau :  $J_{sc} \approx J_{ph}$ .

### I-9-3 les termes $I_m$ et $V_m$

$V_m$  : Tension correspondante à la puissance maximale fournie.

$I_m$  : courant correspondant à la puissance maximale fournie.

### I-9-4 puissance débitée

La puissance fournie par la photopile est le produit  $I.V$  :

$$P = V.I = V.(I_{ph} - I_s \left[ \exp\left(\frac{V}{nV_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V+IR_s}{R_{sh}}\right)) \quad (I-6)$$

Cette puissance est maximum au point  $P_m$  (*Figure I-19*). Elle est définie par :

$$\frac{\partial P}{\partial V} = 0 \quad (I-7)$$

$$P_m = \frac{V_m.I_m}{V_{co}.I_{cc}} \quad (I-8)$$

### I-9-5 Facteur de Forme, FF

Il mesure le caractère rectangulaire de la courbe  $I-V$ ; ainsi il détermine la qualité électrique de la cellule. Il est défini à partir des paramètres précédents par la relation :

$$FI = \frac{P_m}{V_{co}.I_{cc}} \quad (I-9)$$

On définit le facteur de forme dans le cas générale comme suit :

$$FF = FI \left( 1 - \frac{V_{co}}{R_{sh} I_{cc}} - \frac{I_{cc} R_s}{V_{co}} + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) \quad (I-10)$$

Où FI est le facteur de forme idéal de la cellule.

Le facteur de forme est en fonction de la tension de circuit ouvert  $V_{co}$  et de résistance série  $R_s$  et shunt  $R_{sh}$  de la cellule. Le FF est d'autant plus grand que  $V_{co}$  et  $R_{sh}$  sont grand et que  $R_s$  est petit. Un bon facteur de forme nécessite  $R_s < 1 \Omega$  et  $R_{sh} > 10^4 \Omega$  [10].

#### I-9-6 Rendement $\eta$

Le rendement,  $\eta$  des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente,  $P_{in}$ .

$$\eta = \frac{P_m}{P_{in}} = \frac{I_m \cdot V_m}{P_{in}} = \frac{FF \cdot V_{co} \cdot I_{cc}}{P_{in}} \quad (I-11)$$

#### I-9-7 Influence des paramètres sur la caractéristique I-V

Le modèle mathématique d'un système, fait intervenir un ensemble de paramètres dont les valeurs numériques sont généralement inconnues. Les techniques d'estimation paramétriques permettent, à partir d'un ensemble de mesures réalisées sur l'installation, de déterminer le vecteur des paramètres intervenant dans le modèle.

L'apparition d'un défaut au sein du système entraîne une modification de ses caractéristiques physiques d'où résulte une évolution significative des paramètres par rapport à leurs valeurs nominales. Autrement dit, tout écart notable des paramètres par rapport aux valeurs nominales est révélateur d'un défaut [19].

La recherche d'un estimateur paramétrique appliqué au diagnostic des systèmes photovoltaïque, paraît donc, de ce fait, particulièrement intéressante. En effet, s'il est possible de réaliser, en temps réel, l'estimation du vecteur paramètre, celui-ci pourra être comparé en permanence aux vecteurs nominales correspondant.

Les déviations éventuelles ainsi révélées pourront alors être exploitées à des fins de diagnostic. Le schéma de la *Figure I-20* représente le principe de la génération de résidus/symptômes à partir d'une estimation en temps réel des paramètres du système, où  $\theta$

représente le vecteur des paramètres issu de l'identification en temps réel et  $\theta_n$  les valeurs nominale correspondantes.

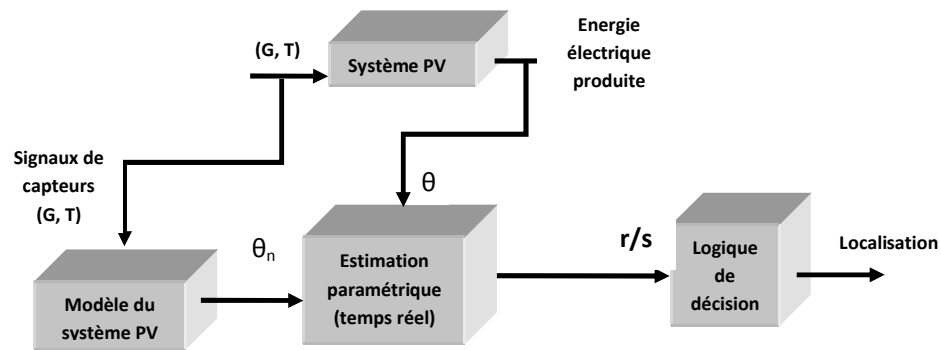


Figure I-20. La génération de résidus/symptômes par estimation des paramètres

Si l'objectif est uniquement de générer un indicateur global de défaut, l'utilisation d'un modèle de représentation continu ou discret est amplement suffisante. En revanche, si l'on souhaite réaliser une analyse plus fine du défaut, l'utilisation d'un modèle de connaissance en temps continu est à privilégier. En effet, les paramètres intervenants dans un modèle de connaissance, contrairement au modèle de représentation, ont une signification physique directe. Par conséquent, l'estimation de tels paramètres physiques va grandement faciliter l'interprétation et la localisation des défauts. Dans la suite, nous considérons donc essentiellement le problème de l'identification des paramètres d'un modèle de connaissance à temps continu.

La modélisation de la cellule PV conduit à une équation courant-tension non linéaire, obtenue par application des lois et principes de la physique (modèle de connaissance). Cette équation fait intervenir un certain nombre de variables ainsi que des paramètres ayant une signification physique.

Le modèle de la cellule est donné par l'équation (II-1). Soit  $\Theta$  le vecteur des paramètres physiques de la cellule PV [10]:

$$\Theta = (I_{ph} \ I_0 \ n \ R_s \ R_{sh})$$

Dont les composantes représentent respectivement:

$I_{ph}$ : Photocourant;

$I_0$  : Courant de saturation inverse de la diode;

$n$  : Facteur d'idéalité de la diode (compris entre 1 et 2);

$R_s$  : Résistance série de la cellule;

$R_{sh}$  : Résistance shunt de la cellule.

Les variables du système PV sont le courant débité par la cellule, la tension aux bornes de la cellule, l'ensoleillement et la température (conditions environnementales).

Ce système peut être supervisé en utilisant les paramètres cités précédemment. Mais peut l'être aussi en utilisant les paramètres suivants :

$\Delta P_{max}$  : réduction de la puissance maximale,  $\Delta I_{sc}$  : réduction du courant de court-circuit,  $\Delta V_{oc}$  : réduction de la tension de circuit-ouvert.

Moyennant un ensemble de couples de mesures (V, I) on peut écrire un nouveau vecteur des paramètres [19]:

$$\Psi = (\Delta P_{max} \quad \Delta I_{sc} \quad \Delta V_{oc})$$

On peut constater que le vecteur  $\Psi$  est fonction non linéaire des paramètres physiques  $\Theta$  du système. D'une façon générale, on a :

$$\Psi = g(\Theta)$$

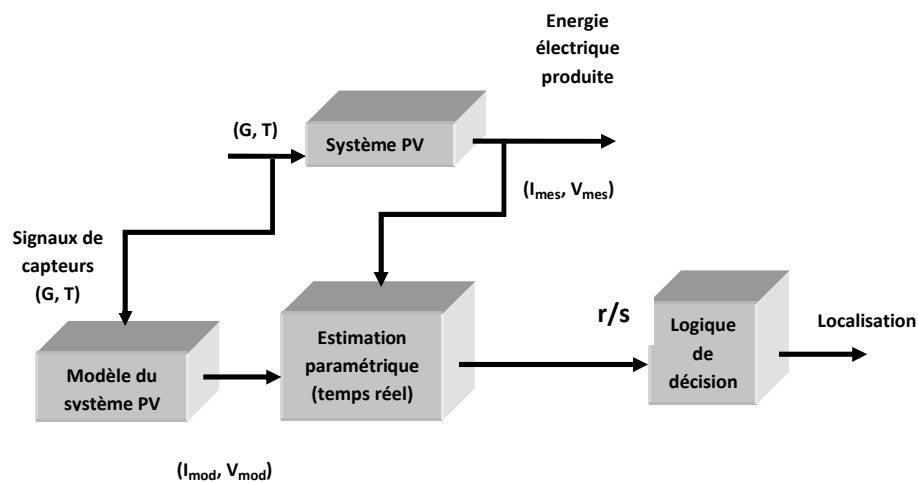


Figure I-21 : La génération de résidus/symptômes par estimation d'agrégation de paramètres.

### I-9-8 Influence du type de connexion sur la caractéristique I-V

Il existe trois types de connexion de cellules PV et qui sont une rangée série simple, un block séries-parallèle, et une connexion série des blocks séries-parallèle. Cette dernière va être étudiée dans le dernier chapitre 4 [20].

L'effet de ces types de connexion sur la production de l'énergie électrique fut révélateur de distinction est étudié et a été mis en relief en référence. La configuration souhaitée du circuit d'interconnexion des cellules pour produire l'énergie nécessaire à une application donnée est obtenu par le calcul du nombre de cellules en série pour générer la tension demandée, et le nombre de rangées en parallèle pour produire le courant demandé.

Le schéma de la figure I-22 représente la simulation de la connexion de cellule en série et en parallèle, alors que ceux des trois types de connexion cités dans seront étudiés dans le chapitre-IV.

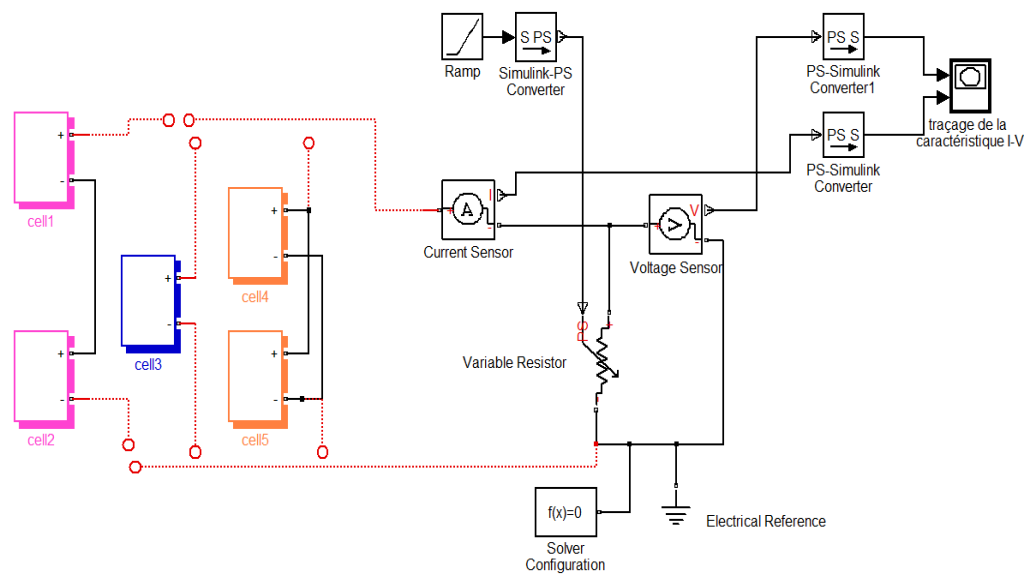


Figure I-22 : Schéma de connexion de cellule en série et en parallèle.

La figure suivante est une représentation de la caractéristique I-V d'une seule cellule, de deux cellules en série et de deux cellules en parallèle.

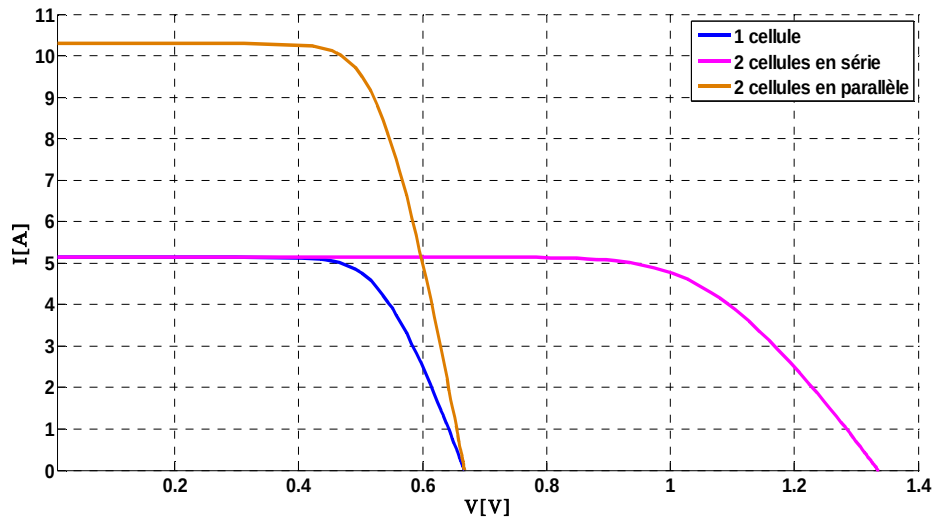


Figure I-23 : Variation de la caractéristique I-V par la connexion de cellule en série et en parallèle.

## I-10 Conclusion

Comme le domaine du photovoltaïque est vaste et complexe, on s'est contenté d'un bref sommaire sur ce phénomène et son champ d'application. Par contre l'objectif de ce chapitre est orienté vers les caractéristiques I-V des cellules photovoltaïques et leurs paramètres les plus usuels. Certains parmi eux constitueront les jalons de notre étude sur le diagnostic des défauts fréquents chez les panneaux solaires et seront traités ultérieurement. De même, une étude sur l'influence de la disposition des cellules et leur connexion dans une installation PV a été envisagée dans ce chapitre puisqu'elle constitue une partie prenante dans notre travail.

## **Chapitre II**

## II-1 Introduction

Dans la partie précédente, on a essayé de préciser certains éléments clés des cellules photovoltaïques à savoir les caractéristiques I-V, la puissance maximale le rendement etc. Ces éléments serviront d'outils pour l'établissement de modèles des cellules photovoltaïques afin d'être employés dans un environnement théorique tel qu'un simulateur pour la conception et l'étude de panneau solaire aussi bien sur le plan comportement que sur la rentabilité énergétique etc.

L'objectif de la modélisation et l'aboutissement à un modèle qui nous permet non seulement d'obtenir la caractéristique I-V d'un champ PV en fonctionnement normale et pour des fins de diagnostic des défauts quelconques mais au nombre limité dans notre travail. Comme il existe toute une pléiade de modèles, on s'est limitée notre étude aux plus importants à savoir le modèle classique, celui de Bishop etc.

## II-2 Les modèles de la cellule PV.

La partie modélisation du système photovoltaïque est réalisée dans le but de générer des indicateurs de défauts (symptômes) pour notre système de diagnostic. L'objectif du système de diagnostic étant de détecter et localiser des défauts dans le côté DC du système PV, nous avons choisi d'arrêter l'analyse du système PV à la seule sous partie concernant le côté DC du générateur PV.

### II-2-1 Modèle à une diode :

Le fonctionnement d'un module photovoltaïque est décrit par le modèle « standard » à une diode, établi par Shokley pour une seule cellule PV [21], est généralisé à un module PV en le considérant comme un ensemble de cellules identiques branchées en série ou en parallèle.

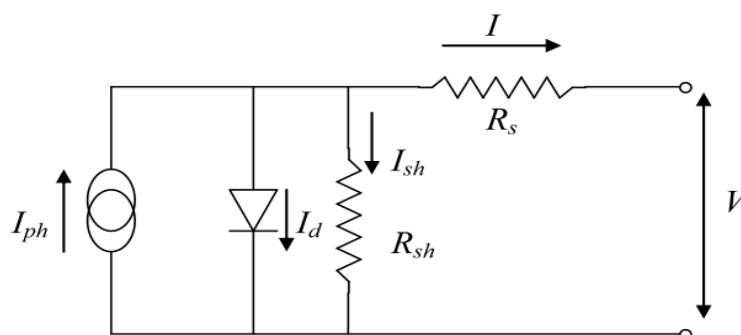


Figure II-1 : schéma équivalent d'une cellule PV Modèle à une diode.

Le courant fourni par la cellule est donné par la relation (II-1)

$$I = -I_{ph} + \frac{V - R_s I}{R_{sh}} + I_s \left[ \exp \left\{ \frac{q(V - R_s I)}{ART} \right\} - 1 \right] \quad (\text{II-1})$$

Où :

I : Courant fourni par la cellule [A]

V : Tension à la borne de la cellule [V]

I<sub>ph</sub> : Photocourant [A], proportionnel à l'irradiance, avec correction selon T

I<sub>s</sub> : Courant de saturation de la diode [A], dépendant de la température [°C]

R<sub>s</sub> : Résistance série [ohm].

R<sub>sh</sub> : Résistance shunt (ou parallèle) [ohm].

q : Charge de l'électron = 1,602. 10<sup>-19</sup> Coulomb

R : Constante de Boltzmann = 1,38. 10<sup>-23</sup> J/K

A : Facteur de qualité de la diode, normalement compris entre 1 et 2.

T : Température effective de la cellule [Kelvin].

Il faut noter que ces deux résistances sont liées à la technologie d'élaboration des électrodes. Il faut minimiser R<sub>s</sub> de telle sorte que R<sub>sh</sub> soit très important.

Le photocourant I<sub>ph</sub> varie avec l'irradiance, il est déterminé par rapport à des valeurs données aux conditions de référence:

$$I_{ph} = \frac{\Phi}{\Phi_{ref}} \left[ I_{ph_{ref}} + \mu_{Ics} (T - T_{ref}) \right] \quad (\text{II-2})$$

Où :

Φ et Φ<sub>ref</sub>: Irradiance effective et de référence [W/m²].

T et T<sub>ref</sub> : Température effective et température de référence [K].

$\mu_{Ics}$  : coefficient de température du photo-courant (ou courant de court-circuit), il est souvent donné par le fabricant, il est en général positif mais très faible.

Le courant de saturation de la diode est supposé variable avec la température selon l'expression :

$$I_s = I_{sref} \cdot \left( \frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \cdot \exp \left[ \left( \frac{q \cdot E_g}{A \cdot k} \right) \cdot \left( \frac{1}{T_{ref}} \right) - \left( \frac{1}{T} \right) \right] \quad (II-3)$$

Où :

$E_g$  : Energie de Gap de la cellule. (Silicium cristallin  $E_g = 1.12$  eV, Silicium amorphe  $E_g = 1,7$  eV, CIS = 1.03 eV, CdTe = 1.5 eV).

Les conditions de référence  $\Phi$  et  $\Phi_{ref}$  : sont les conditions extérieures pour lesquelles sont spécifiées les données de base utilisées pour l'établissement du modèle ( $V_{co}$ ,  $I_{co}$ ,  $V_{max}$ ,  $I_{max}$ ), se sont, soient les spécifications du fabricant, toujours données aux STC (Standard Test Conditions, 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C, spectre AM1.5), soient des valeurs issues d'une mesure du module.

## II-2-2 Modèle à deux diodes

Nous avons, cette fois-ci, deux diodes pour représenter les phénomènes de polarisation de la jonction P-N. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau [21]. Le schéma du générateur photovoltaïque devient dans le cas de la figure II-2.

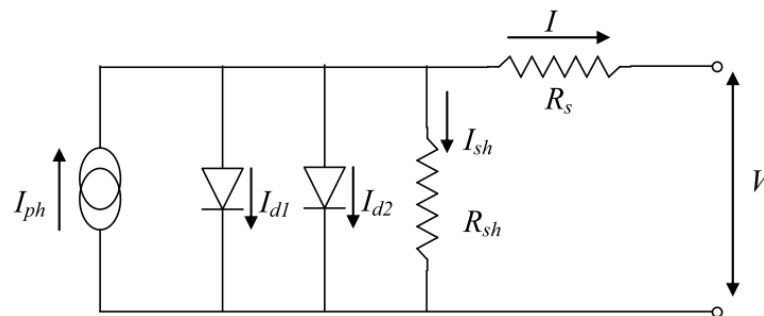


Figure II-2 : schéma équivalent d'une cellule PV Modèle à deux diodes.

Le courant fourni par la cellule est donné par la relation

$$I = -I_{ph} + \frac{V - R_s \cdot I}{R_{sh}} + I_{s1} \left[ \exp \left\{ \frac{q(V - R_s \cdot I)}{A \cdot k \cdot T} \right\} - 1 \right] + I_{s2} \left[ \exp \left\{ \frac{q(V - R_s \cdot I)}{2 \cdot A \cdot k \cdot T} \right\} - 1 \right] \quad (II-4)$$

### II-2-3 Modèle empirique :

Ce modèle décrit le comportement de la cellule PV par le circuit équivalent montré dans la figure II-3. L'avantage majeur de ce modèle est le nombre limité des paramètres qui peuvent être facilement trouvés dans les data-sheets des constructeurs.

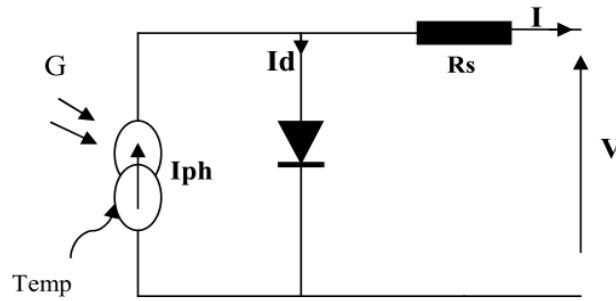


Figure II-3 Circuit équivalent simple de la cellule PV.

La relation entre le courant de sortie et la tension aux bornes de la cellule est dérivée de l'équation 2.1 en supposant que  $R_{sh} = \infty$  [22].

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left[ \exp \left( \frac{V + R_s \cdot I}{V_t} \right) - 1 \right] \quad (II-5)$$

### II-2-4 Modèle de Bishop :

Parmi les modèles de cellules photovoltaïques proposés dans la littérature, le modèle de Bishop est généralement retenu comme le modèle le plus adapté pour modéliser une cellule PV tant en fonctionnement normal qu'en fonctionnement dans le régime inverse. Ce modèle peut être exprimé par l'équation suivante, dans laquelle I et V sont respectivement le courant et la tension d'une cellule PV [10, 20].

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left[ \exp \left( \frac{V + R_s \cdot I}{V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \left[ 1 + K \left( 1 - \frac{V + R_s \cdot I}{V_{br}} \right)^{-n} \right] \quad (II-6)$$

C'est une équation à 2 inconnues (I et V) et 8 paramètres. Ces paramètres sont :

- $I_{ph}$ : Photocourant : courant équivalent proportionnel à l'ensoleillement reçu par la cellule
- $I_0$  : Courant de saturation inverse de la diode
- $V_t = (ak_b T_c / q)$  : Tension thermique de la diode. Elle dépend de température de la cellule  $T_c$  tandis que  $a$ ,  $k_b$  et  $q$  sont respectivement le facteur d'idéalité de diode (1 à 2), la constante de Boltzmann ( $1.38 \cdot 10^{-23}$  J/°K) et la charge de l'électron ( $1.602 \cdot 10^{-19}$  C).
- $R_s$  : Résistance série de la cellule
- $R_{sh}$  : Résistance shunt de la cellule
- $k$  : Coefficient de réglage de Bishop (3.4 à 4)
- $n$  : Coefficient de réglage de Bishop ( $\sim 0.1$ )
- $V_{br}$ : Tension de claquage de la cellule (-10 V à -30 V)

Le terme  $I_{sh}$  du courant de fuite, qui est fonction de la tension de sortie de la cellule et qui contrôle sa caractéristique inverse (II-7), consiste en un terme ohmique (courant à travers la résistance shunte) et le facteur de multiplication non-linéaire, qui décreet l'effet d'avalanche :

$$I_{sh} = \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \left[ 1 + K \left( 1 - \frac{V + R_s \cdot I}{V_{br}} \right)^{-n} \right] \quad (II-7)$$

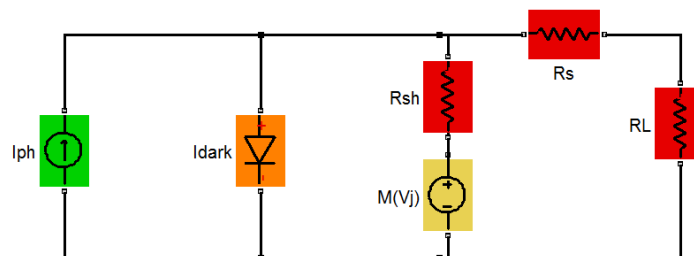


Figure II-4: schéma équivalent d'une cellule PV Modèle de Bishop.

#### II-2-4-1 Révision des modèles de la cellule solaire utilisées pour le régime inverse de fonctionnement:

Il y a plusieurs équations proposé dans la littérature pour simuler le comportement de des cellules PV à la polarisation inverse [23]. La plupart d'entre elles viennent de l'équation

conventionnelle courant-tension (I-V) dans la région vers l'avant modifiée d'une manière quelconque pour représenter l'effet d'avalanche. Les contributions principales dans l'ordre chronologique sont récapitulées dans ce qui suit :

1. Hartman a utilisé l'équation:

$$I = \frac{[I_L(T,E) + I_D(V,T)]}{1 - \left(\frac{V}{V_b}\right)^n}, \quad (\text{II-8})$$

Où  $V_b$  est la tension de claquage de la cellule, considérée constante,  $n$  est l'exposante de Miller ( $0 < n < 6$ ),  $I_L(T,E)$  est le photocourant, dépend de la température et de l'irradiance,  $I_D(V,T)$  est le courant sans irradiation (dark current).

2. En 1982 Spirito et Abergamo ont distingué entre la cellule type A, dominée dans le régime inverse par la multiplication d'avalanche, et la cellule type B, dominée par l'effet de la résistance shunt dans le régime inverse. L'équation du régime inverse pour la cellule type A est:

$$I = \left( I_{sc} - I_0 \left( \exp\left(\frac{V}{mV_t}\right) - 1 \right) \right) M(V), \quad (\text{II-9})$$

$$\text{Avec } M = \frac{1}{\left( 1 - \left( \frac{V}{V_b} \right)^n \right)}, \quad (\text{II-10})$$

Où  $I_{sc}$ ,  $I_0$ ,  $m$  et  $V_t$  ont leurs significations usuelles,  $V_b$  est la tension de claquage et  $n$  l'exposante de Miller.

Dans le cas de la cellule type B, l'équation utilisée par les auteurs est:

$$I = I_{sc} - I_0 \left( \exp\left(\frac{V}{mV_t}\right) - 1 \right) - \frac{V}{R_{sh}}, \quad (\text{II-11})$$

Où  $R_{sh}$  est la résistance shunte.

Cette classification entre le type A et B de la caractéristique inverse des cellules PV est la même adoptée les standards internationaux IEC-61215 et IEC-61646 [23].

3. Plus tard en 1986 Lopez Pineda fait une distinction entre trois types de caractéristiques I-V tout dépend si l'effet principale est la résistance shunte basse (courbe type-I et type-II) ou le multiplicateur d'avalanche (courbe type-III). La différence entre les trois

types des caractéristiques inverses peut être appréciée sur la figure II-5. L'équation est similaire à celle d'Abergamo, mais écrite à une seule formule :

$$I = \left( I_{sc} - I_0 \left( \exp \left( \frac{V}{mV_t} \right) - 1 \right) \right) M(V) - \frac{V}{R_{sh}}, \quad (II-12)$$

Où le terme  $M(V)$  est le même que celui dans l'équation II-10, avec la condition si  $V > 0 \Rightarrow M(V) = 1$ , si  $V < 0 \Rightarrow M(V) > 1$  et si  $V = V_b$  le coefficient de multiplication  $M(V)$  est infini ( $M(V) = \infty$ ).

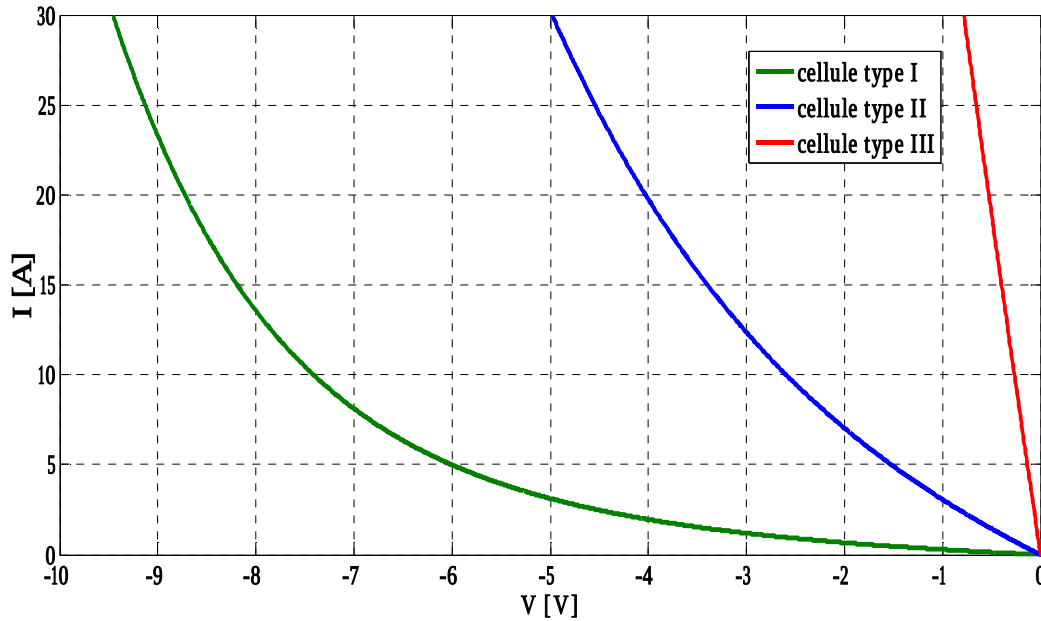


Figure II-5. Différents type de caractéristiques inverse de la cellule solaire en noir selon Pineda.

4. En 1988 Bishop propose une équation dans laquelle l'effet d'avalanche est exprimé comme un facteur multiplicateur non linéaire qui affect le terme de la résistance shunt dans le modèle d'un seul exponentiel de la caractéristique I-V :

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V + IR_s}{mV_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \left[ 1 + a \left( 1 - \left( \frac{V + IR_s}{V_b} \right) \right)^{-n} \right], \quad (II-13)$$

Où  $V_{br}$  est la tension de claquage de la jonction, et  $a$  et  $n$  sont des paramètres de Bishop.

## II-3 Choix du modèle de la cellule PV

Plusieurs modèles sont utilisées pour décrire le circuit électrique équivalent de la cellule PV [22] :

- Modèle à une seule diode,
- Modèle à deux diodes,
- Modèle empirique,
- Modèle de Bishop.

Le modèle le plus utilisé est le modèle à une seule diode qui représente le comportement électrique de la jonction P-N. le modèle à deux diodes donne plus de détails sur le processus de recombinaison des porteurs de charge de surface et de volume. Le modèle empirique est le plus adapté sur la caractéristique I-V mesurée, et en plus il a moins de paramètres que les autres modèles.

Finalement, le modèle de Bishop inclut l'effet de la tension de claquage et il est très utile pour l'étude de la cellule travaillant dans le régime inverse de fonctionnement.

Une des questions impressionnantes qui s'impose dans le choix de modèle est : Pourquoi emploie-t-on le **modèle de Bishop** pour simuler le comportement de la cellule PV en défaut?

Le modèle simple, peut simuler le comportement de la cellule PV en fonctionnement sans défaut, parce que là on n'a besoin que de la caractéristique directe de la cellule PV, alors que le modèle de Bishop peut être utilisé afin de décrire la cellule en fonctionnement dans le régime inverse, un nouveau terme ajouté par Bishop qui rend le modèle de la cellule PV plus proche à la réalité, c'est l'effet d'avalanche. La présence d'un défaut dans une cellule PV parmi d'autres pousse cette dernière à fonctionner dans le régime inverse.

Les références suivantes, et d'autres : [10, 20, 22] ont utilisé le modèle de Bishop, pour simuler le fonctionnement de la cellule en régime inverse.

## II-4 Choix du module photovoltaïque

Pour faire la modélisation et la simulation de notre système PV, et ensuite le diagnostic de certains défauts considérés comme fréquents et importants à détecter et à localiser, notre choix de module PV a tombé sur le module SPT085-12 BEA de la société Américain suntech, les caractéristiques électriques de ce module sont dans le tableau suivant :

| <div>Modèle</div> <div>STP085B-12/BEA</div> <div>Caractéristiques électriques</div> |                     |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|
| La tension du circuit ouvert ( $V_{co}$ )                                           | 22.2 V              |
| La tension optimale de fonctionnement ( $V_{mp}$ )                                  | 17.8 V              |
| Le courant de court-circuit ( $I_{sc}$ )                                            | 5.15 A              |
| Le courant optimal d'opération ( $I_{mp}$ )                                         | 4.80 A              |
| La puissance maximale, à STC ( $P_{max}$ )                                          | 85 W <sub>p</sub>   |
| Température de fonctionnement                                                       | De - 40 C° à +85 C° |
| Tension maximale du système                                                         | 715 VDC             |
| Tolérance sur la puissance                                                          | +/- 5%              |

Tableau II-1 : caractéristique électriques du module **STP085B-12/BEA** du suntech [24].

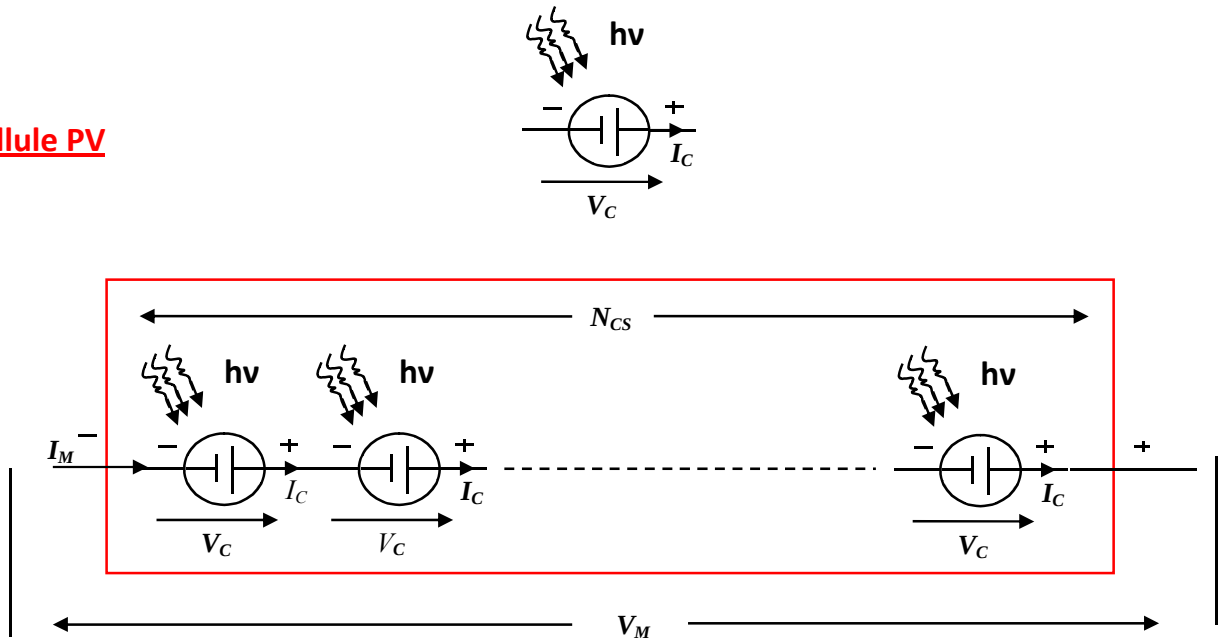
## II-5 Modélisation du générateur PV en fonctionnement sain

Nous avons présenté précédemment le modèle de Bishop qui nous permet d'obtenir la caractéristique I-V d'une cellule PV. Dans cette partie, nous décrivons la procédure reposant sur cette caractéristique pour établir la caractéristique I-V d'un générateur PV en fonctionnement sain [10,20].

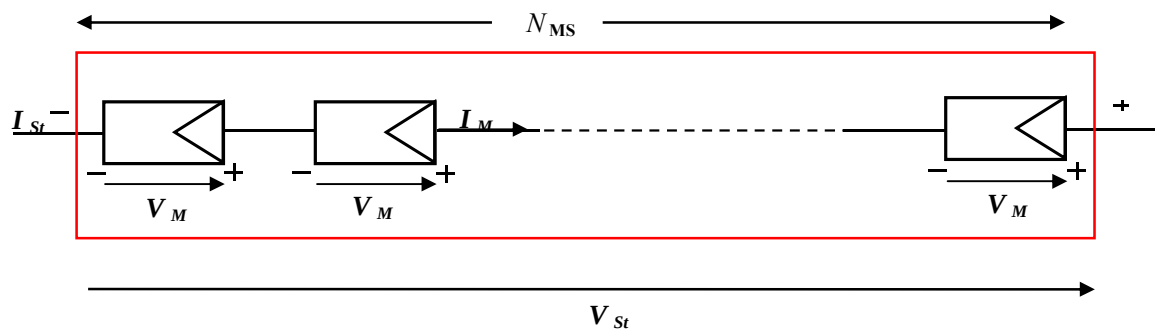
### II-5-1 Configuration retenue

Pour illustrer la démarche, nous avons retenu la configuration du champ comme montré dans la figure suivante :

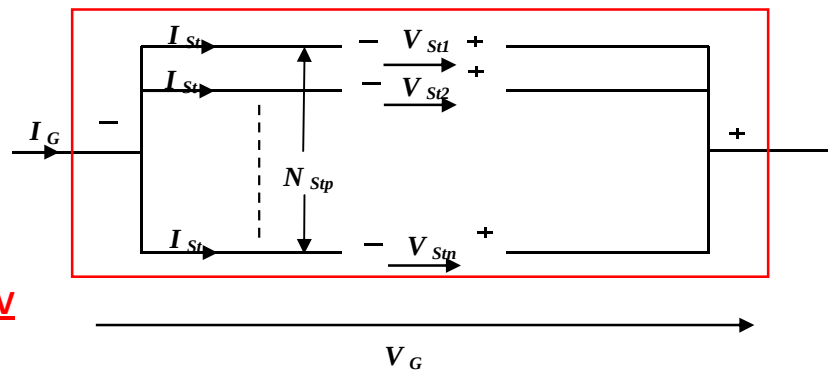
### Cellule PV



### Module PV



### String



### Générateur PV

Figure II-6 : Configuration retenu pour la modélisation.

## II-5-2 La démarche suivie pour la modélisation :

La démarche que nous trouvons dans figure II-7 est utilisée pour modéliser un générateur PV sain et que nous avons modifiée afin qu'elle s'adapte à notre travail :

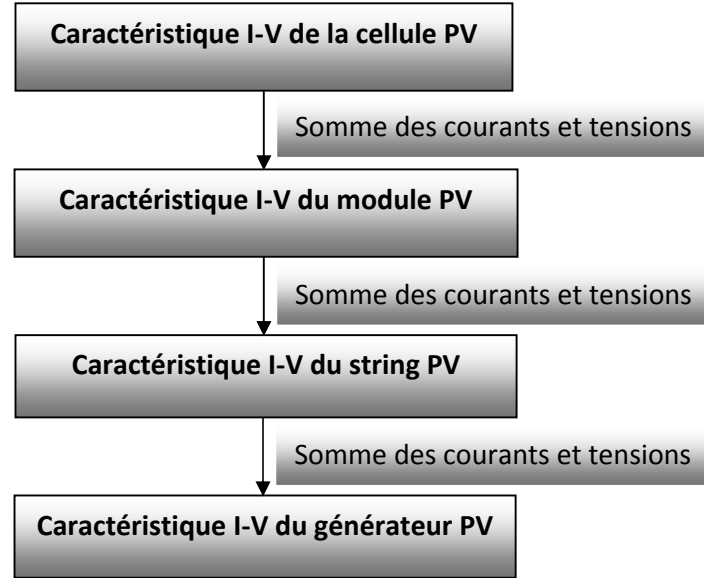


Figure II-7 : Démarche de modélisation d'un générateur PV sans défauts (sain) [10].

En fonctionnement sain, toutes les cellules du générateur PV sont supposées identiques et soumises à la même condition de fonctionnement (ensoleillement et température). La démarche présentée dans la Figure II-7. Conduit aux relations suivantes :

$$\begin{cases} I_M = I_C \\ V_M = N_{CS} * V_C \end{cases} \quad (II-14)$$

$$\begin{cases} I_{St} = I_M \\ V_{St} = N_{MS} * V_M \end{cases} \quad (II-15)$$

$$\begin{cases} I_G = N_{Sp} * I_{St} \\ V_G = V_{St} \end{cases} \quad (II-16)$$

$I_C$  : courant fourni par la cellule PV

$I_M$  : courant du module PV

$I_{St}$  : courant du string

$I_G$  : courant du générateur PV

$V_C$  : tension aux bornes de la cellule PV

$V_M$  : tension aux bornes du module PV

$V_{st}$  : tension aux bornes du string

$V_G$  : tension aux bornes du générateur PV

$N_{CS}$  : nombre de cellule en série dans un module

$N_{MS}$  : nombre de module en série dans un string

$N_{sp}$  : nombre de string en parallèle dans un générateur PV

En totale on aura :

$$I_G = N_{sp} * I_C \quad (II-17)$$

$$V_G = N_{MS} * N_{CS} * V_C \quad (II-18)$$

### II-5-3 Application numérique illustrant la démarche suivie :

Pour illustrer la démarche, considérons un champ PV constitué de 2 strings en parallèle. Chaque string est composé de 7 modules en série. Chaque module contient 36 cellules en série. La Figure II-8 montre la formation de la caractéristique I-V du champ considéré à partir de celle de la cellule.

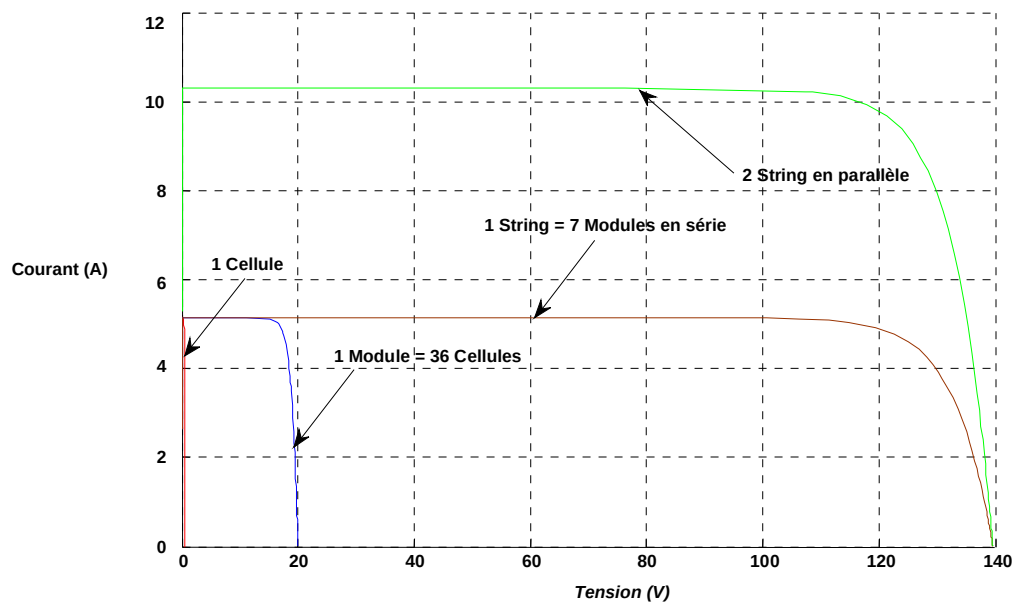


Figure II-8 : caractéristique des différentes configurations.

Pour les composants mis en série (cellules, groupes de cellules, modules), le courant qui les traverse est identique. La tension d'un composant est la somme de la tension des composants qui le constituent. Pour les composants mis en parallèle (strings), la tension à leurs bornes est identique tandis que leurs courants s'ajoutent.

## **II-6 Modélisation du générateur PV en défaut :**

### **II-6-1 Classification des défauts pour la modélisation :**

Dans le cadre de cette thèse, les défauts les plus rencontrés dans une installation photovoltaïque ont été pris de [10]. Les défauts choisis ont été classifiés selon leurs origines, intrinsèques ou extrinsèques au système PV. Deux groupes de défauts ont été formés :

- Défauts intrinsèques ;
- Défauts extrinsèques

Dans chaque groupe de défauts, un tableau a été établi reprenant 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), (les défauts cités dans cette classification sont à titre indicatif, plus de connaissance sur ces défauts, se référer à [10]).

#### **II-6-1-1 Défauts intrinsèques :**

| <b>Défaut</b>                                                              | <b>Conséquences</b>                                | <b>Cri.</b> | <b>Occ.</b> | <b>Ori.</b> |
|----------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Inversion des liaisons de sortie                                           | Module mal câblé, diminution des performances      | 3           | 3           | I,C         |
| Mauvaise orientation et/ou inclinaison des modules                         | Ombrage, diminution des performance                | 2           | 3           | I,C         |
| Couple galvanique dû au mélange de matériau de la jonction module /support | Corrosion                                          | 2           | 3           | C           |
| Module male ou pas ventilé                                                 | Echauffement                                       | 2           | 2           | I,C         |
| Module mal fixé                                                            | Déplacement de module, diminution des performances | 2           | 2           | I,C         |
| Module non câblée                                                          | Diminution des performances                        | 2           | 2           | I,C         |
| Fissure                                                                    | Perte d'étanchéité,                                | 3           | 1           | E           |

|                                                              |                                                                                                                                       |   |   |     |
|--------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|---|-----|
|                                                              | détérioration des cellules,<br>diminution du shunt,<br>diminution des performances                                                    |   |   |     |
| Rouille par infiltration d'eau                               | Perte d'étanchéité,<br>détérioration des cellules                                                                                     | 3 | 1 | E   |
| Mauvaise isolation entre modules et onduleur                 | Court-circuit, destruction du module, incendie                                                                                        | 3 | 1 | I,E |
| Pénétration de l'humidité                                    | Hot-Spot, augmentation du courant de fuite, corrosion, perte d'adhérence et d'isolation, diminution de la résistance de CC à la terre | 3 | 1 | E   |
| Modules de performances différentes                          | Diminution des performances du champ                                                                                                  | 1 | 3 | I,E |
| Sortie par le bas des boîtes de connexions impossible        | Mauvais câblage                                                                                                                       | 1 | 3 | C,I |
| Bouchons de presse-étoupe manquant sur la boîte de connexion | Pénétration d'eau, corrosion des liaisons                                                                                             | 1 | 3 | C,I |
| Boîte de connexion montée à l'envers                         | Entrée d'eau dans le boîtier par le presse-étoupe                                                                                     | 1 | 3 | C,I |
| Augmentation de la résistance série due au cycle thermique   | Diminution des performances                                                                                                           | 2 | 1 | E   |
| Détérioration de la couche anti-reflet                       | Diminution des performances                                                                                                           | 2 | 1 | E   |
| Inclinaison des modules trop faible                          | Stagnation d'eau, dépôt de terre, prolifération de champignons, problème d'étanchéité                                                 | 2 | 1 | C,I |
| Dégradation des interconnexions                              | Détérioration des joints, diminution des performances, augmentation de la résistance série, de la chaleur                             | 2 | 1 | E   |
| Support mécanique des modules inadéquat                      | Effort mécanique important sur les modules                                                                                            | 2 | 1 | C,I |

|                                                        |                                                    |   |   |     |
|--------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|---|---|-----|
| Mauvaise résistance mécanique des supports des modules | Déformation du support                             | 2 | 1 | C,I |
| Diffusion du phosphore (dopant) vers la surface        | Perte d'adhérence de l'encapsulation               | 2 | 1 | E   |
| Important courant de fuite                             | Echauffement                                       | 2 | 1 | E   |
| Echauffement des modules par la boîte de connexion     | Décollement du Tedlar, diminution des performances | 2 | 1 | C,I |
| Panneaux inaccessibles                                 | Nettoyage impossible                               | 2 | 1 | C,I |
| Modules produisant moins que prévu                     | Diminution des performances                        | 1 | 1 | E   |
| Apparition de bulles à la surface des modules          | Diminution des performances                        | 1 | 1 | E   |

*Tableau II-2 : défauts intrinsèques du générateur PV.*

#### **II-6-1-2 Défauts extrinsèques :**

| <b>Défaut</b>                          | <b>Conséquences</b>                                               | <b>Cri.</b> | <b>Occ.</b> | <b>Ori.</b> |
|----------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Salissure (pollution, sable, neige)    | Perte de puissance                                                | 3           | 3           | E           |
| Air marin                              | Corrosion                                                         |             |             |             |
| Dégradation des modules par vandalisme | Diminution des performances, non fonctionnement de l'installation | 3           | 2           | E           |
| Vol des modules                        | Non fonctionnement de l'installation                              | 3           | 2           | I,E         |
| Détérioration des joints d'étanchéité  | Perte d'étanchéité, détérioration des cellules                    | 3           | 1           | E           |
| Déformation du cadre des modules       | Infiltration d'eau                                                | 3           | 1           | E           |
| Corrosion du cadre des modules         | Perte d'étanchéité, détérioration des cellules                    | 3           | 1           | E           |
| Délaminage                             | Diminution des performances, échauffement                         | 3           | 1           | E           |
| Foudre                                 | Détérioration des modules                                         | 3           | 1           | E           |
| Tempête                                | Module arraché, cassé                                             | 3           | 1           | E           |

|                                                                       |                                                                                         |   |   |     |
|-----------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|---|---|-----|
| Faiblesse des structures au vent                                      | Module arraché, cassé                                                                   | 3 | 1 | C,I |
| Foudre sur l'installation                                             | Destruction des modules                                                                 | 3 | 1 | E   |
| Ombrage partiel (feuilles d'arbre, déjection)                         | Hot Spot, détérioration de cellules                                                     | 2 | 1 | E   |
| Dégradation de l'encapsulant à cause des ultraviolets, EVA jaunissant | Adsorbe les photons qui n'arrivent plus jusqu'à la cellule, diminution des performances | 2 | 1 | E   |
| Dégradation à cause de la lumière                                     | Diminution des performances, surtension, destruction de diodes                          | 2 | 1 | E   |
| Dégradation à cause de la chaleur                                     | Diminution des performances, échauffement, détérioration des joints                     | 2 | 1 | E   |
| Nid d'insectes sur les modules                                        | Diminution des performances                                                             | 2 | 1 | E   |

*Tableau II-3 : défauts extrinsèques du générateur PV.*

## **II-6-2 Défaut de mismatch et d'ombrage**

Les défauts de mismatch et d'ombrage se sont des défauts fréquents aux systèmes PV, dans ce qui suit, on parle de ces défauts (les définir), leur modélisation, et la caractéristique I-V résultante de ces deux défauts.

### **II-6-2-1 Définition**

Le défaut de ‘**mismatch**’ est le défaut causé par le groupement de cellules possédant une caractéristique I-V non identique. Tout changement dans l'un des paramètres de l'équation (II-1) conduira à la dissemblance de leur caractéristique. Le défaut d'ombrage est un cas particulier du défaut de mismatch car sa présence conduit à une réduction de l'ensoleillement reçu par des cellules. Le changement de ces paramètres provient de deux facteurs principaux.

Premièrement, des cellules pourraient posséder des propriétés physiques différentes suite à une tolérance dans la fabrication. Seule la tolérance de la puissance du module est

donnée par les fabricants de la cellule ou du module. Elle peut varier entre  $\pm 3\%$  et  $\pm 5\%$  selon les fabricants.

Deuxièmement, des cellules PV peuvent être exposées à des conditions de fonctionnement différentes causées par les différents défauts. D'une manière qualitative, les paramètres de la cellule affectés par ces défauts peuvent être identifiés (voir *Tableau II-4*).

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

*Tableau II-4 : Impact des différents défauts sur les paramètres de la cellule.*

Quantitativement, l'impact de ces défauts est difficile, voir impossible, à quantifier.

### II-6-2-2 Modélisation

Selon le Tableau II-4, le défaut de ‘‘mismatch’’ et d'ombrage peut être modélisé par la variation des différents paramètres de la cellule. Du fait de la disparité des paramètres des cellules dans un champ, les relations dans l'équation (II-2) ne peuvent plus être utilisées. Lors de la mise en série des composants, la tension produite par chaque composant n'est plus égale pour un même courant. Et lors de la mise en parallèle des composants, le courant fourni par chaque composant n'est plus identique pour une même tension.

- **Etape 1 : Détermination de la caractéristique de la cellule**

Pour déterminer la caractéristique I-V d'une cellule, on reprend la procédure de la *Figure II-7*. On impose le courant sur une plage souhaitée et on cherche la tension correspondante.

L'équation (II-3) donne la relation du courant et de la tension de la  $i$ ème cellule d'un groupe (voir configuration dans le *Tableau II-6*).

$$I_{\text{cellules}} = I_{\text{imposée}} \quad (\text{II-19})$$

Dans le cas du mismatch, pour un courant donné, la tension produite par les cellules n'est pas forcément identique car leurs paramètres ne sont pas les mêmes. Nous supposons qu'une cellule est à 50% ombrée. La figure suivante montre l'allure d'une cellule « ombrée » et celle d'une cellule « bonne ».

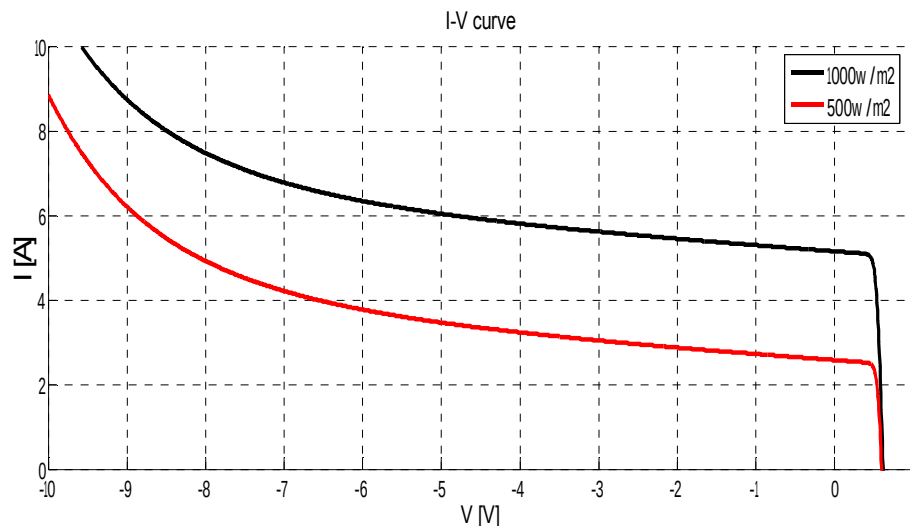


Figure II-9 : Caractéristiques I-V d'une cellule "bonne"(en noir) et d'une autre "ombrée"(en rouge).

- **Etape 2 : Détermination de la caractéristique du module**

Les équations (II-20 et II-21) donnent la relation du courant et de la tension du  $k$ ème module d'un string (voir configuration dans le *Tableau II-6*).

En considérant que toutes les cellules d'un module sont identiques :

$$I_{\text{module}} = I_{\text{cellule}} \quad (\text{II-20})$$

$$V_{\text{module}} = N_{CS} * V_{\text{cellule}} \quad (\text{II-21})$$

L'allure d'un module qui contient un groupe de cellules « mauvais » est montrée dans la Figure II-10 (en rouge). Et l'allure du module « bon » est montrée dans la Figure II-10 (en noir).

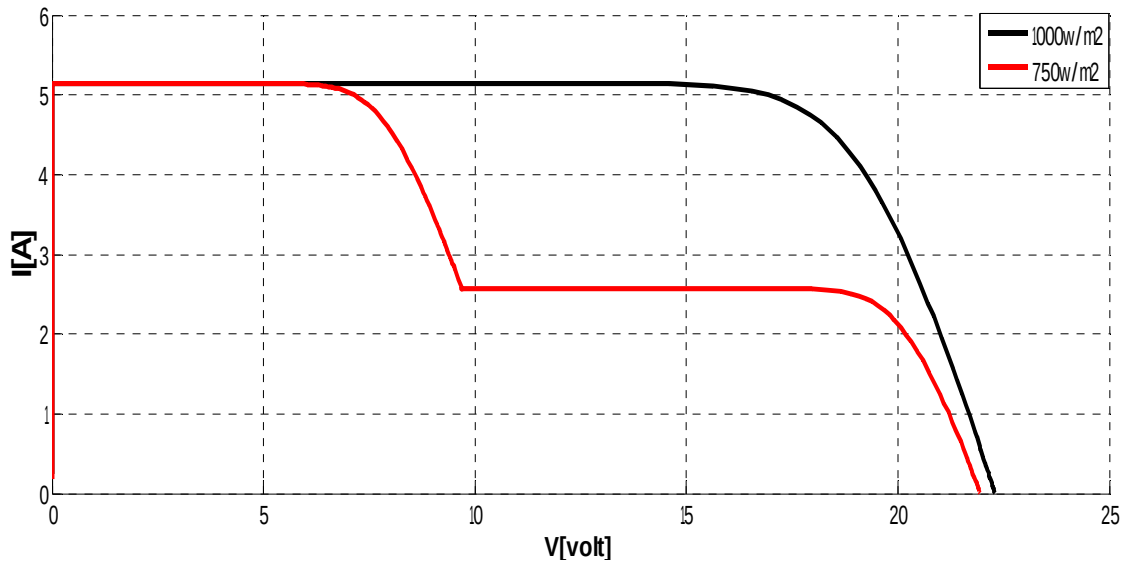


Figure II-10: Caractéristiques I-V d'un module "bonne" et d'un autre "ombré".

## II-7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons montré la démarche de modélisation pour les systèmes PV en fonctionnement normale dont l'intérêt réside dans l'obtention de la caractéristique I-V du système PV (cellule, module, string, champ). A cette fin, différents modèles furent discutés en partant du plus simple et classique jusqu'à celui du Bishop qui a été retenu pour son efficacité de simuler le comportement de ce système ou ces cellules sont en fonctionnements normale et inverse.

Ce dernier type de fonctionnement n'est utile que pour le diagnostic des défauts qui puissent exister et qui sont souvent masqués en mode de fonctionnement usuel. Suite à une étude bibliographique sur les moyens de simulation et les différentes approches de modélisation on a été conduit à choisir l'approche par l'addition de la caractéristique I-V qui consiste à déterminer la caractéristique I-V d'un champ PV à partir de la caractéristique I-V de toutes les cellules composant le champ photovoltaïque.

Ce modèle de bishop associé à sa caractéristique I-V est pris comme modèle-référence pour analyser et diagnostic les défauts susceptibles de produire un effet patent sur le système PV. Ces défauts sont effectivement relatés à travers ce chapitre.

## **Chapitre III**

### **III-1 Introduction au diagnostic**

A travers ce chapitre, nous essayons de mettre en relief l'intérêt du diagnostic à établir sur un système photovoltaïque P.V. en défaillance. L'objectif à viser est d'arriver à assister le concepteur ou le réparateur à mieux cerner le problème de la défaillance affectant ce dispositif PV. Il s'agit en quelque sorte de fournir un service aux utilisateurs à travers un système de détection et localisation de défauts responsables de cette gêne. A cet effet, le développement d'un tel système de diagnostic repose sur un dictionnaire des défauts à détecter dont les principaux défauts souhaités à être diagnostiqué constituent l'objectif de notre travail.

Différents méthodes de diagnostics furent présentées à partir d'une bibliographie et qui se distingue par leur capacité de détection et de localisation. De même elles se distinguent toutes par les moyens théoriques que pratiques impliqués ainsi que les paramètres d'études considérés comme symptômes au diagnostic à savoir énergie, facteur de rendement etc. Néanmoins ces méthodes souffrent du problème d'ambiguïté ce qui nous a conduits à recourir à une approche basée sur le concept de logique floue pour une résolution effective.

#### **III-1-1 Nomenclature**

En feuilletant la littérature, on peut déduire immédiatement que la terminologie dans ce domaine n'est pas cohérente. Cela conduit à une difficulté pour comprendre les buts des contributions et aussi à comparer les différentes approches [25].

La commission technique SAFEPROCESS, cependant a discuté ce problème et a essayé de trouver des définitions communes acceptables. Quelques définitions de base peuvent être trouvées, par exemple dans le dictionnaire RAM (Reliability, Availability, and maintainability), dans les contributions IFIP.

Au-dessous, quelques définitions utilisées à travers ce mémoire sont suggéré. Ils sont basés sur la discussion dans la commission.

Cependant, ces propositions sont préliminaires, par ce que les discussions reste valides.

### III-1-1-1 états et signaux

- *défaut*: une déviation intolérable, au moins d'une propriété caractéristique ou paramètre du système de conditions de fonctionnement standards acceptables.
- *Défaillance*: une interruption permanente de la capacité du système à exécuter la fonction demandé sous des conditions d'opération spécifiques.
- *Mal-fonction*: est une irrégularité intermittente dans l'accomplissement de la fonction désiré du système.
- *Erreur*: est une déviation entre la valeur mesurée ou calculé d'une variable de sortie et ces valeurs correctes réels ou théoriques.
- *Perturbation*: est une entrée inconnue ou incontrôlée influençant le système.
- *Résidu*: indicateur de défaut, basé sur la déviation entre les mesures et la valeur calculée basée sur les équations du modèle.
- *Symptôme*: un changement de la quantité observée du comportement normal.

### III-1-1-2 Fonction

- *Détection de défaut*: détermination des défauts présents dans le système et le temps de détection.
- *Isolation de défaut*: détermination du type de l'endroit (localisation) et le temps de détection de défaut. suivi la détection de défaut.
- *Identification de défaut*: détermination du poids, la variation dans le temps du comportement du défaut. suivi par l'isolation du défaut.
- *Diagnostic du défaut*: détermination du type, poids, endroit et temps de détection du défaut. suivi par l'isolation du défaut.
- *Surveillance*: tache continu en temps réel de détermination des conditions du système physique, par enregistrement des informations, reconnaissance et indication des anomalies dans le comportement.
- *Supervision*: surveillance du système physique et la prise d'action appropriés pour maintenir l'opération dans le cas de défaut.

### III-1-1-3 Modèles

- *Modèle quantitatif*: utilisation des relations statiques et dynamiques parmi les variables et paramètres du système dans l'ordre de décrire le comportement du système dans les termes mathématiques quantitatives.

- *Modèle qualitative*: utilisation des relations statique et dynamiques parmi les variables du système dans l'ordre de décrire le comportement du système dans les termes qualitatifs comme causalité et règles si-alors.
- *Modèle de diagnostic*: un jeu de règles statiques ou dynamiques qui lie des variables d'entrées spécifique.

#### **III-1-1-4 Propriété des systèmes**

- *Fiabilité*: capacité du système à exécuter la fonction demandée sous des conditions de démarrage, dans une possibilité donnée, dans une période de temps donnée.
- *Sécurité*: capacité du système de ne pas causé un danger aux personnes, équipements ou l'environnement.
- *Disponibilité*: probabilité qu'un système ou équipement va fonctionner d'une façon satisfaisante et effectivement, à n'importe quel point du temps.

#### **III-1-1-5 Dépendance du défaut au temps**

- *Défaut abrupt*: le défaut est modélisé comme une fonction graduelle. Elle présente une partie du signal surveillé.
- *Défaut primaire*: le défaut est modélisé par utilisation de rampe. Elle présente une dérive du signal surveillé.
- *Défaut intermittent*: combinaison d'impulsions avec différentes amplitudes.

#### **III-1-2 Critères de performance d'un système de diagnostic**

Comment s'assurer que le système de diagnostic développé soit le plus performant possible ? Pour répondre à une telle question, il convient tout d'abord de définir en vertu de quels critères le système peut être évalué. D'une manière générale, nous pouvons regrouper les différents critères de performance du système de détection de la manière suivante [26] :

1. *détectabilité*,
2. *isolabilité*,
3. *sensibilité*,
4. *robustesse*,
5. *coût économique*,
6. *Temps de développement*.

La notion de *défectabilité* est l'aptitude du système de diagnostic à pouvoir déceler la présence d'une défaillance sur le système. Elle est fortement liée à la notion d'indicateurs de défauts (symptômes) : le générateur de symptômes doit, d'une certaine manière, être sensible aux défauts que l'on souhaite détecter. Nous verrons par la suite qu'il s'agit d'un compromis entre le taux de fausse alarme et celui de non-détection.

L'*isolabilité* est la capacité du système de diagnostic à remonter directement à l'origine du défaut. Une alarme engendre bien souvent de nouvelles alarmes et il devient dès lors difficile de retrouver le composant défaillant. La propriété d'isolabilité est liée à la structure des symptômes et à la procédure de détection elle-même.

La *sensibilité* caractérise l'aptitude du système à détecter des défauts d'une certaine amplitude. Elle dépend non seulement de la structure des symptômes mais aussi du rapport de l'amplitude du bruit de mesure avec celle du défaut.

La *robustesse* détermine la capacité du système à détecter des défauts indépendamment des erreurs de modélisation (sensibilité du symptôme aux défauts et insensibilité vis-à-vis des perturbations). Généralement, la robustesse est définie par rapport à toutes les entrées inconnues.

En pratique, d'autres critères sont à prendre en considération. En phase d'industrialisation, les contraintes ergonomiques et économiques sont essentielles. Les aspects temps réel sont par exemple prépondérants pour un système de diagnostic embarqué sur un système PV. La rapidité de détection peut être un facteur déterminant. De même, les coûts économiques vont conditionner la stratégie de diagnostic : le système nécessite-t-il des composants trop chers pour sa conception, le temps de développement est-il trop important ? Autant de points à vérifier afin de satisfaire le cahier des charges.

## III-2 Méthodes de diagnostic d'un générateur PV

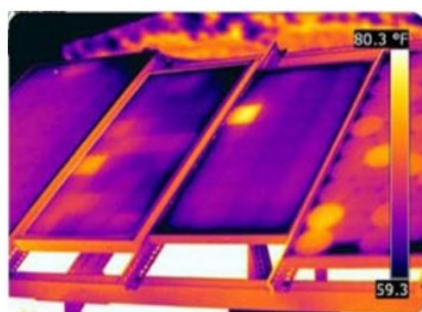
On peut distinguer deux grandes catégories de méthodes de diagnostic d'un générateur PV, ceux qui sont utilisés dans l'industrie, et ceux qui sont utilisés dans la littérature, les deux paragraphes qui suivent dans une description simple des ces derniers.

### III-2-1 Méthodes de diagnostic utilisées dans l'industrie

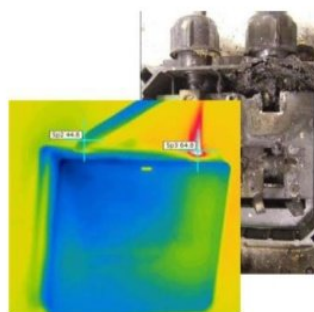
On peut distinguer deux catégories de méthodes de diagnostic courantes industrialisées : des méthodes reposant sur l'analyse du courant et de la tension (que nous appellerons méthodes électriques) et des méthodes reposant sur l'analyse d'autres grandeurs que I et V (que nous appellerons méthodes non -électriques) [10].

#### III-2-1-1 Méthodes non -électriques

Il existe plusieurs méthodes non-électriques, destructives ou non destructives, pour diagnostiquer le défaut au niveau de cellule P V. Le défaut principal qui peut avoir lieu à ce niveau est la fissure de la cellule. On peut citer comme méthodes : les essais mécaniques de flexion, l'imagerie par photoluminescence et électroluminescence, tests de thermographie [27, 28]. Pour le diagnostic des modules PV, la méthode de l'imagerie (caméra thermique) infrarouge est largement appliquée [10].



(a) cellule court-circuitée



(b) corrosion dans la boîte de jonction

*Figure III -1: Quelques exemples de la localisation (non la détection) de défauts par la caméra thermique.*

Quelques succès de la localisation de défauts utilisant la caméra thermique ont été reportés: courant de fuite dans la cellule, augmentation de la résistance de la connectique entre les cellules, échauffement anormal des cellules, conduction de la diode de by-pass [29]. Cette méthode peut être également appliquée pour les connectiques dans la boîte de jonction, la fonctionnalité de la diode anti-retour.

### III-2-1-2 Méthodes électriques

Dans ces méthodes les grandeurs mesurées les plus courantes sont :

- Le courant débité par le GPV.
- La tension aux bornes du GPV.
- La résistance d'isolement entre les bornes positive et négative du GPV.

Il est aussi possible d'ajouter les grandeurs complémentaires que sont la température ambiante du site et l'ensoleillement aux mesures électriques [10].

Les mesures du côté AC sont plus importantes en nombre car directement liées à l'énergie qui sera vendue. Il est courant de relever :

- Le courant AC.
- La tension AC.
- La fréquence.
- L'impédance du réseau vue par l'onduleur.

Des mesures écrites dans les deux paragraphes précédents, il est aisé de déduire :

- La puissance instantanée DC
- La puissance instantanée AC
- L'énergie produite sur différentes périodes (suivant la capacité de stockage des données) côtés DC et AC.

On y ajoute souvent :

- La durée de fonctionnement de l'onduleur
- La date de mise en service
- Le CO<sub>2</sub> non rejeté dans l'atmosphère (économisé)

Les alertes de défaillance du système (principalement les défauts d'isolement).

### III-2-2 Méthodes dans la littérature

Les différentes méthodes proposées dans la littérature pour la détection et la localisation des défauts ou l'une des deux fonctions (détection ou localisation), sont les suivantes:

#### III-2-2-1 Méthode de réflectométrie

La méthode de réflectométrie est une méthode de diagnostic qui consiste à envoyer un signal dans le système ou le milieu à diagnostiqué. Ce signal se propage selon la loi de propagation du milieu étudié et lorsqu'il rencontre une discontinuité, une partie de son énergie est renvoyée vers le point d'injection. L'analyse du signal réfléchi permet de déduire des informations sur le système ou le milieu considéré [30, 18].

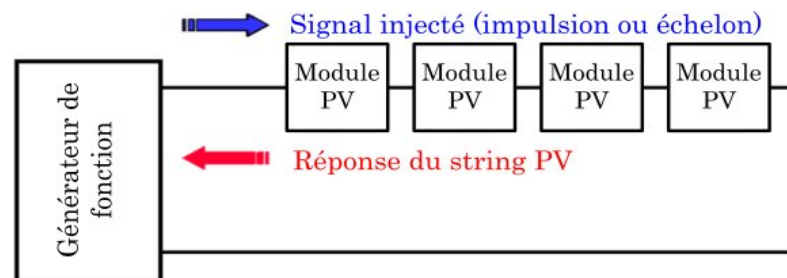


Figure III -2 : Principe de la réflectométrie pour localiser le défaut dans un string PV [10].

#### III-2-2-2 Analyse de la puissance et de l'énergie produite

La puissance ou l'énergie mesurée est comparée à celle attendue et lorsqu'une déviation importante a lieu, on considère qu'il y a un défaut.

L'analyse mentionnée consiste à générer des attributs supplémentaires de la chute de la puissance ou de l'énergie produite telles que : la durée, l'amplitude, la fréquence et les instants de la chute. Ces mêmes attributs sont également prédéterminés pour les différents défauts considérés. Lors de leur comparaison, le défaut dont la valeur des attributs considérés est la plus proche de celle déduite des grandeurs mesurées est considéré comme le défaut responsable de la chute [10].

#### III-2-2-3 Analyse du point de fonctionnement

Outre la comparaison de la puissance ou de l'énergie produite actuelle et celle attendue, la comparaison du point de la puissance maximale actuel (courant et tension

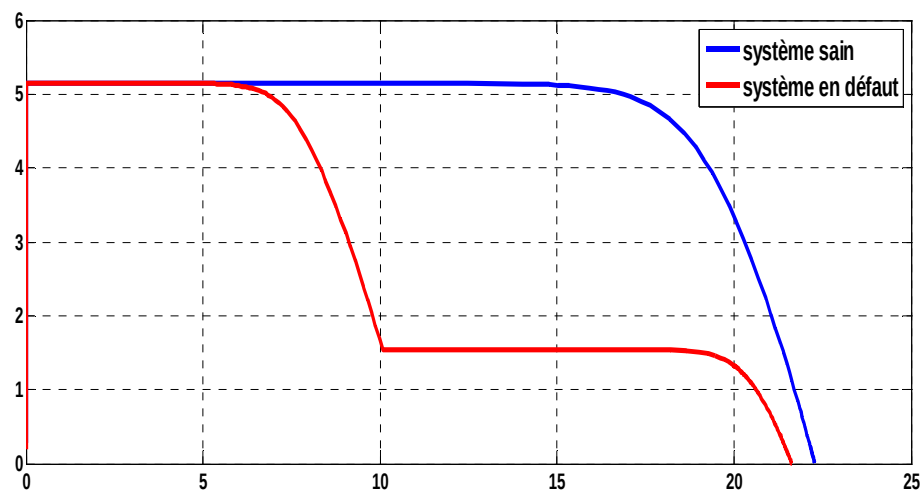
correspondant à la puissance maximale) et celui attendu peut apporter plus d'information sur l'état du système PV [31].

La comparaison relationnelle entre ces courants et entre ces tensions donne deux couples de valeur binaire (0 ou 1) [10]. Suivant la combinaison de ces deux couples, la nature des problèmes du champ PV peut être identifiée. Les quatre familles de problèmes sont les suivantes :

- modules défectueux dans un string.
- string défectueux.
- famille de défauts non discriminables : ombrage, erreur de MPPT, vieillissement.
- fausses alarmes.

#### III-2-2-4 Analyse de la caractéristique statique

La déformation de la caractéristique courant-tension peut être provoquée par le changement de la condition de fonctionnement (ensoleillement ou température) ou par l'apparition d'un ou des défauts dans le système PV. La *figure III-3* montre l'allure de la caractéristique I-V en mode défaillant (ombrage d'un module de 36 cellules à 50%) comparée à celle du mode normal.



*Figure III -3 : Allure de la caractéristique I -V d'un champ PV en fonctionnement défaillant*

En exploitant des informations de la caractéristique I-V du champ PV (en défaut), la détection et la localisation de défauts peuvent être réalisées.

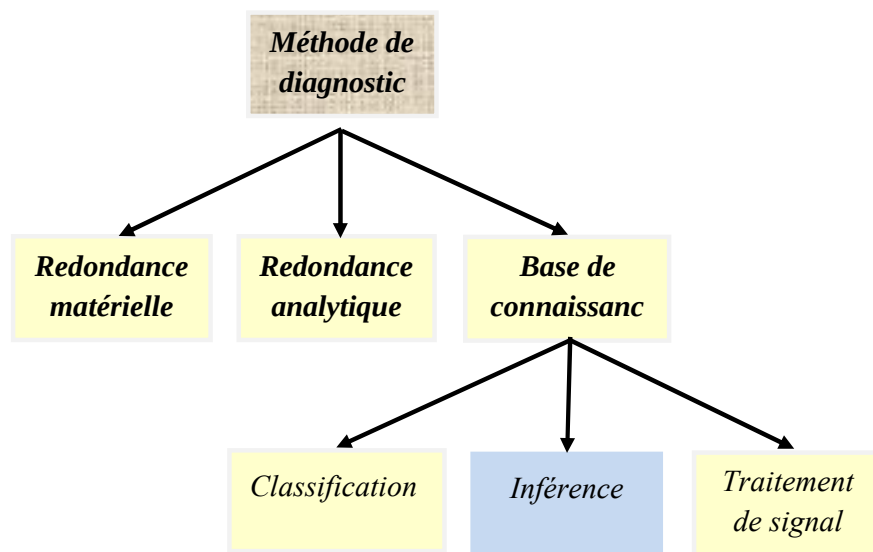
Une telle analyse a été trouvée dans quelques études dans la littérature :

- La dérivée du courant par rapport à la tension ( $dI/dV$ ) tout au long de la caractéristique permet de détecter le défaut d'ombrage dans un string ou dans un champ [32, 33].
- L'extraction des paramètres (résistance série, température de fonctionnement au STC – Conditions de Test Standard, point de puissance maximale au STC) permet de détecter le défaut dans un module ou dans un string (augmentation de la résistance série entre cellules ou entre modules, vieillissement) [34].

L'analyse de la caractéristique I-V consiste à étudier l'impact des différents défauts (dans la cellule, module, string et champ) sur la performance du champ PV, donc sur la caractéristique I-V elle-même.

### III-2-3 Choix de la méthode de diagnostic

Les grandes familles des méthodes de diagnostic sont présentées dans la *Figure III-4*.



*Figure III-4 : Différentes méthodes de diagnostic [10]*

La méthode d'inférence est la méthode la plus adaptée pour le diagnostic du champ PV [10], et ce choix est justifié par:

1. La méthode de redondance matérielle consiste à utiliser plusieurs composants (capteurs, actionneurs, générateurs etc.) identiques pour exercer une même fonction. Lorsqu'un écart existe entre les sorties de ces composants, celui qui est défectueux peut être facilement identifié. Dans l'application photovoltaïque, cette méthode est utilisée, dans certains

onduleurs, pour identifier le string le plus faible. Il n'est pourtant pas possible d'identifier la nature de défauts.

2. La méthode de redondance analytique consiste à déduire l'état du système (processus) surveillé à partir de mesures (grandeur entrées/sorties) sur le système lui-même. Cette méthode requiert un modèle, généralement un modèle d'état, qui peut représenter le système surveillé. Or, comme nous l'avons déjà vu, le système PV est composé de différents composants de natures différentes. La construction du modèle d'état d'un tel système est compliquée et voire impossible à faire. La méthode de redondance analytique n'est donc pas appropriée pour le diagnostic de défauts d'un champ PV.
3. La méthode de diagnostic à base de connaissance peut être encore divisée en trois grandes familles : la méthode de traitement du signal, la méthode de classification et la méthode d'inférence. La méthode de traitement du signal repose sur l'extraction des symptômes à partir du signal mesuré. Les techniques d'extraction couramment utilisées sont la démodulation, filtrage, FFT, analyse de l'ondelette etc. Néanmoins, *cette technique d'extraction ne peut être appliquée que pour les signaux qui se répètent dans le temps* tels que le courant, la tension, la vibration, l'onde acoustique etc. Or, la caractéristique I-V sur laquelle nous voulons faire l'analyse est le signal du type instantané qu'il n'y a pas d'évolution dans le temps.

Il ne reste donc que deux méthodes à choisir entre la méthode de classification et la méthode d'inférence. Le choix d'une de ces méthodes dépend de la connaissance qu'on a sur la relation entre les défauts et les symptômes. Si aucune connaissance structurelle n'est acquise, la méthode de classification est sélectionnée. Dans le cas contraire, la méthode d'inférence est choisie. Or, qu'il existe une causalité entre défauts et symptômes présentés dans la caractéristique I-V. Par conséquent, la méthode d'inférence est choisie pour faire le diagnostic de défauts d'un champ PV.

### **III-3 Les étapes nécessaires pour la création d'un algorithme de diagnostic**

Dans cette partie on décrit la méthode utilisée afin de créer un algorithme capable de détecter et d'identifier la nature des défauts choisis pour le diagnostic.

### III-3-1 choix des symptômes pour le diagnostic de défauts

Une simulation exhaustive des différents défauts nous a permis d'obtenir différents courbes telle qu'elles sont présentées dans la (figure III-5). De la figure on peut tirer trois symptômes qu'on juge suffisants pour discriminer les défauts considérés.

Le choix des symptômes et la toute première étape qu'on fait pour réussir un algorithme de diagnostic.

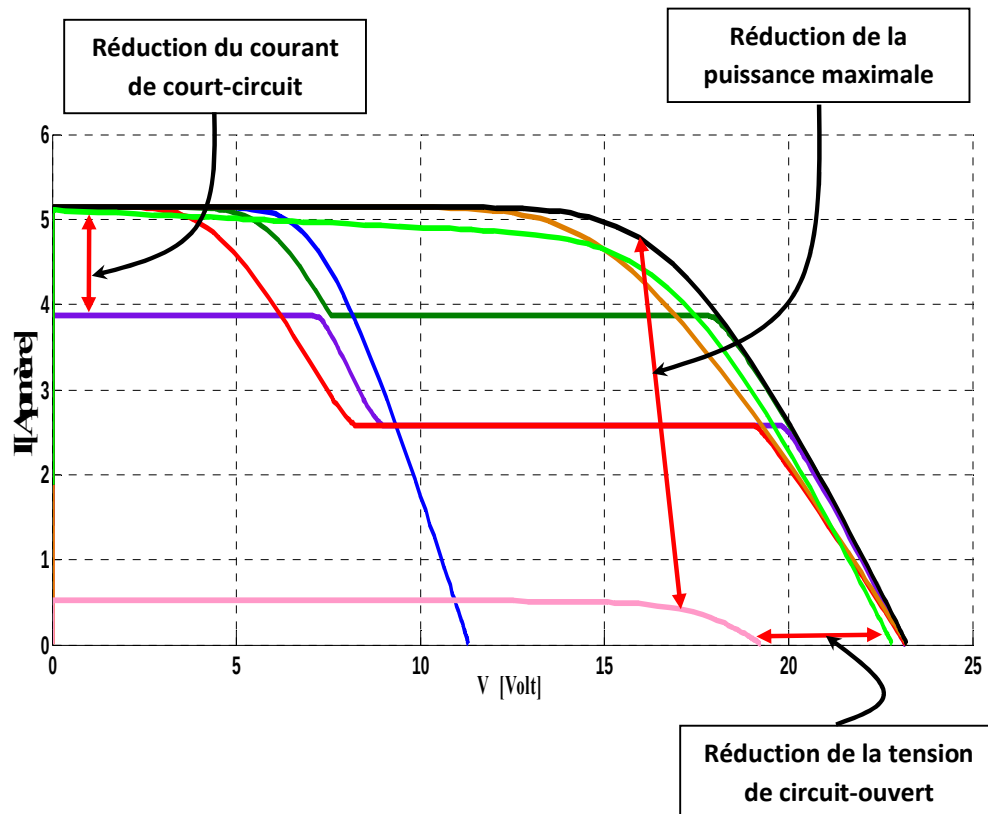


Figure III-5 : différents symptômes de la caractéristique I-V d'un module PV défaillant

1. Le symptôme S1: présente la réduction de la puissance produite par le module PV. Nous alerte sur l'état de santé de notre générateur PV, pour trouver l'origine du défaut on a besoin d'autres symptômes, tel que les deux suivants.
2. Le symptôme S2: présente la réduction de la tension de circuit ouvert du module PV.
3. Le symptôme S3: présente la réduction du courant de court circuit du module PV.

Les symptômes ainsi retenus évoluent en fonction de trois facteurs principaux [10] qui se sont:

- La sévérité des défauts: au fur et à mesure que l'amplitude du défaut évolue les symptômes changent.
- Condition de fonctionnement: l'ensoleillement affecte considérablement les symptômes manifestés.
- Type du système PV: pour un module, un string ou un système PV complet l'effet du défaut n'est pas le même.

### **III-3-2 Principe d'un système de surveillance (remplissage de la fonction diagnostic)**

Les symptômes ainsi retenus, permet d'obtenir des tableaux de signatures de chaque défaut, sont ensuite exploitées avec les mesures prélevées sur le système afin de remplir la fonction diagnostic, qui se définit comme *"l'établissement d'une corrélation entre des caractéristiques ou symptômes et des situations types"* [26].

Cette définition a pour intérêt de mettre en évidence que pour établir un diagnostic, il faut être capable de décrire une situation, de l'analyser puis de l'interpréter. Cette problématique se décompose donc en trois parties :

1. définir les caractéristiques ou symptômes du système. D'une manière générale, la description d'une situation consiste en l'acquisition d'informations renseignant sur l'état du système. Il s'agit d'étudier un ensemble de données caractéristiques du procédé répondant à une situation connue. Ces informations pertinentes du système correspondent à des données d'acquisition de capteurs dans le cas de systèmes complexes instrumentés ou de la description formelle d'un expert dans le cas empirique.
2. décrire les situations types (ça nous permet de limiter le nombre de défauts à détecter)
3. établir le lien symptômes - situations types (les tableaux de signature). Il convient d'établir une relation entre un ensemble de valeurs caractéristiques prélevées à un instant donné sur le procédé et les situations types connues a priori. Pour un système expert, il s'agira de déclencher les règles de la base de connaissance à l'aide des faits observés.

Remarque: en suivant ces trois étapes, on peut obtenir les tableaux de signatures, mais ne pas diagnostiqué le système (diagnostiqué veut dire algorithme de diagnostic)

### III-3-3 Diagnostic qualitatif de défauts d'un générateur PV

Après la détermination des symptômes (paragraphe III-3-1) qui sont considérés pour analyser la manifestation des défauts lors du fonctionnement d'un générateur PV. Le diagnostic qualitatif nous permet d'obtenir les différentes signatures de différents défauts considérés. Ces signatures sont établies en observant la caractéristique de chaque défauts, elle est sujette ou non d'un telle symptôme (présence du symptôme: état 1, non présence du symptôme: état 0). [10]

Fondamentalement, le diagnostic consiste en la résolution d'un problème inverse du type cause  $\rightarrow$  effet. Il s'agit de remonter des effets constatés, que nous appellerons les symptômes observables, au défaut, c'est-à-dire à l'élément défaillant. [19]

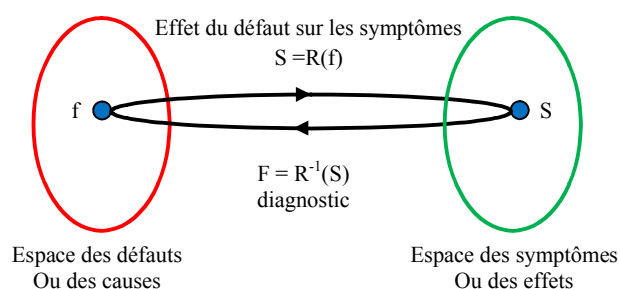


Figure II-6 : Le diagnostic comme résolution d'un problème inverse [19].

Une approche possible, pour la résolution de ce problème, consisterait à déterminer analytiquement la relation existante entre la cause et son effet observable par ses symptômes. L'inversion de cette relation permettrait alors de déterminer la cause à partir de l'effet.

Un autre type de connaissance exploitable à des fins de diagnostic concerne les historiques de fonctionnement de l'installation, ça peut être un moyen pour obtenir une représentation de la relation inconnue symptômes/défauts.

D'un point de vue général, le problème à résoudre consiste à évaluer la ressemblance du vecteur des symptômes observés, à un vecteur des symptômes de référence que l'on sait associer au défaut.

### III-3-4 Diagnostic quantitatif de défauts d'un générateur PV

Ce type d'approche consiste à estimer, à l'aide d'un modèle mathématique du système, les grandeurs mesurées sur celui-ci. Si le modèle reflète bien le comportement du système sein, tout écart entre les grandeurs estimées et mesurées traduira l'apparition d'un ou plusieurs défauts [19]. Les défauts sont alors détectés par comparaison des symptômes à des seuils convenablement choisis.

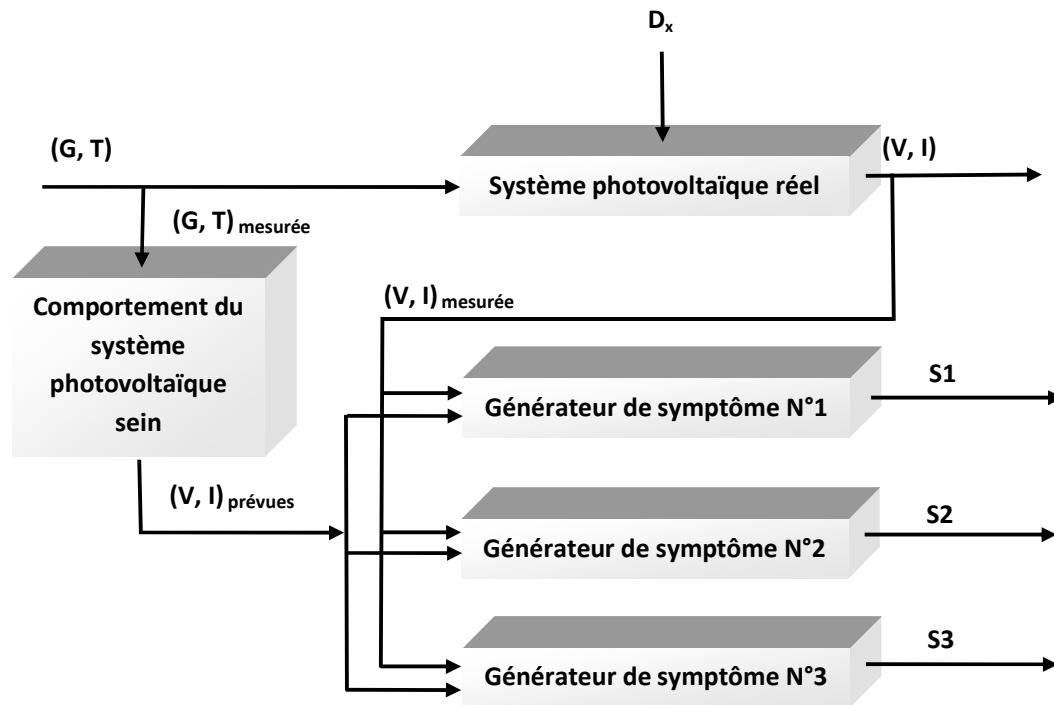


Figure II-7 : Générateur de symptômes pour un système photovoltaïque

Le système PV réel reçoit une température  $T$ , et un ensoleillement  $G$  réel, qui vont influencés directement le couples courant-tension généré par ce système, alors ces deux grandeurs ( $T$  et  $G$ ) on va les mesurées et les assignées au modèle de ce système (réel) implanté dans le système de diagnostic, pour enfin pouvoir généré les symptômes qui sert ensuit à la détection et l'identification de défauts.

Sur le schéma de la figure :

$D_x$  : défaut quelconque sur le système PV;

$(G, T)_{\text{mesurée}}$  : ensoleillement et température de la cellule mesurés.

$(V, I)_{\text{mesurée}}$  : tension et courant mesurés sur l'installation réelle;

$(V, I)_{\text{prévues}}$  : tension et courant prévus (que l'installation réelle doit fournir).

$(S1, S2, S3) = (\Delta P_{\text{max}}, \Delta V_{\text{co}}, \Delta I_{\text{cc}})$  : les trois symptômes qui représente, la réduction de la puissance maximale, la réduction de la tension de circuit-ouvert, le courant de court-circuit.

A l'intérieur des trois générateurs de symptômes on met la comparaison du triplet  $(P_{\text{max}}, V_{\text{co}}, I_{\text{cc}})$  calculé de  $(G, T)_{\text{mesurée}}$ , et de celui calculé de  $(V, I)_{\text{prévues}}$ , afin d'obtenir les trois symptômes.

### III-3-5 Réglage du seuil

Certains symptômes prennent deux états discrets, « 0 » et « 1 », et certains peuvent prendre plusieurs états. Le déclenchement d'un état à l'autre de chaque symptôme est décidé par un seuil. L'objectif de cette partie est d'adopter une méthodologie pour régler ces seuils [10].

Les symptômes ont une valeur théorique nulle pour un système idéal en l'absence de défaut (pas d'incertitude modèle ni de bruits de mesure), et non nul dans le cas contraire. La principale difficulté de la détection réside dans le calcul du seuil des symptômes. Un seuil trop grand risque d'engendrer une non-détection (figure.8 a). Au contraire, un seuil trop petit entraînerait de fausses alarmes (figure.8 b). La problématique est donc de trouver un seuil optimal qui serait le compromis idéal entre le taux de fausse alarme et le taux de non-détection.

Si l'on considère la sensibilité des symptômes aux défauts, l'évaluation des symptômes deviendra un problème de seuillage, déterminer un seuil  $T$  tel que :

$Sx(t) \geq T$  pour un système avec défaut;

$Sx(t) \leq T$  pour un système sans défaut.

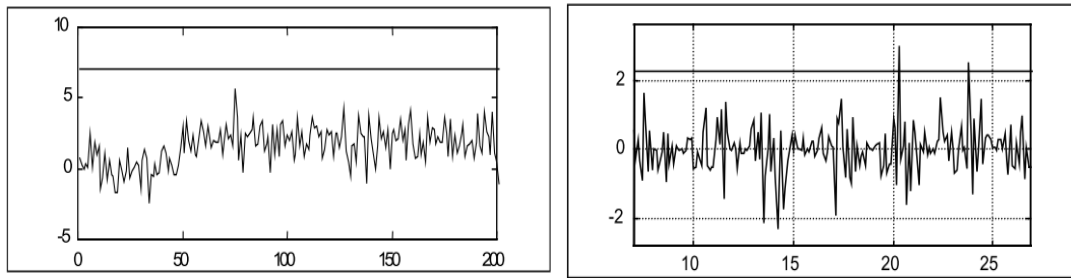


Figure II-8 : a) Système avec défaut à  $t=75$  : non-détection b) Système sans défaut : fausse alarme [26].

### III-3-5-1 Détermination du seuil pour éviter les fausses alarmes

Les fausses alarmes sont provoquées par la variation d'un ou des symptômes dans la zone tolérée correspondant au fonctionnement normal du système. Cette variation provient des différentes incertitudes dans la génération de ces symptômes.

La première caractéristique est obtenue d'un modèle et sert de la référence. La deuxième caractéristique est obtenue de la mesure du système actuel. De la mesure ou du modèle, ces deux caractéristiques provoquent des incertitudes dans la génération des symptômes. Ces incertitudes produisent une amplitude non nulle pour chaque symptôme même si aucun défaut n'apparaît.

L'amplitude des symptômes causée par les différentes incertitudes, incertitude de modèle et incertitude de mesure, doit être quantifiée afin de choisir un seuil qui évite les fausses alarmes.

### III-3-5-2 Incertitude de mesure

L'incertitude de mesure se produit lors de la mesure de la caractéristique I-V du système PV actuel. Cette dernière est construite à partir d'un ensemble de couples « courant-tension » mesurés.

Il existe une tolérance pour tous les instruments de mesure du courant et de la tension. Dans les applications photovoltaïques, la norme IEC 61724 [35] limite cette tolérance à 1% de la grandeur mesurée. Cette tolérance sera utilisée pour calculer l'erreur relative produite par le calcul des différents symptômes.

### III-3-5-3 Incertitude de modèle

L'erreur de modèle se réfère à l'écart entre la sortie du modèle représentant un système et celle du système actuel. Cette erreur est provoquée principalement par l'inexactitude des paramètres utilisés par le modèle. Le modèle du module PV développé dans le chapitre III ne représente pas parfaitement un module PV réel. Ceci est dû à l'hypothèse de simplification des paramètres du modèle que nous avons retenue. Cette simplification suppose que les paramètres de toutes les cellules sont identiques, ce qui n'est pas vrai dans le cas réel. Deux sources d'erreur peuvent être identifiées dans cette hypothèse.

*La première source d'erreur* est liée à la dispersion des paramètres due à la tolérance dans la fabrication du module PV.

*La deuxième source d'erreur* est liée à l'incertitude de la mesure de la condition de fonctionnement (ensoleillement et température) pour laquelle le champ PV est modélisé. Selon la norme IEC 61724, l'erreur maximum tolérée pour les instruments de mesure de l'ensoleillement et de la température est limitée à 5 % et 1°C respectivement [35].

| Symptôme | Nom du symptôme                           | Erreur relative        |
|----------|-------------------------------------------|------------------------|
| S1       | Réduction de la puissance maximale        | $P_{\max} * 3\% = 2,5$ |
| S2       | Réduction de la tension de circuit-ouvert | 0,5                    |
| S3       | Réduction du courant de court-circuit     | $I_{cc} * 5\% = 0.3$   |

*Tableau III-1 : erreur relative de calcul des symptômes liées à l'incertitude de modèle*

### III-3-5-4 Erreur totale due aux différentes incertitudes

L'erreur totale due aux incertitudes de mesure et de modèle pour chaque symptôme est donnée dans le Tableau.

| Symptôme | Nom du symptôme                           | Erreur relative |
|----------|-------------------------------------------|-----------------|
| S1       | Réduction de la puissance maximale        | 2%+3%=5%        |
| S2       | Réduction de la tension de circuit-ouvert | 1%+2%=3%        |
| S3       | Réduction du courant de court-circuit     | 1%+5%=6%        |

Tableau III-2 : erreur relative totale de calcul des symptômes liées aux incertitudes

### III-4 Logique Floue et diagnostic

Le principe de la génération de symptômes en utilisant la logique floue consiste en un processus de trois étapes, comme il est illustré dans la figure III-9. Premièrement les symptômes doivent être fuzzifiés, ensuite doivent être évalués par un mécanisme d'inférence en utilisant la règle SI-ALORS, et finalement ils doivent être défuzzifiés.

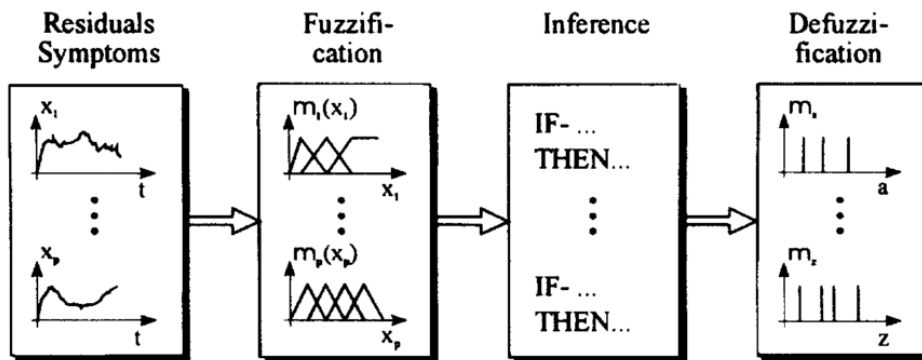


Figure III-9 : Schéma général de l'évaluation des symptômes

#### III-4-1 Fuzzification

La fuzzification des symptômes est la projection de la représentation de l'écartement de ses valeurs dans une représentation par des jeux flous.

Dans la pratique suite à des incertitudes de modélisation et de bruit de mesure, il est nécessaire d'attribuer des seuils plus que zéro dans l'objectif d'éviter les fausses alarmes. Ce dernier conduit à une réduction de la sensibilité aux défauts. Avec le choix du seuil, un compromis entre la sensibilité aux défauts et le taux de fausses alarmes est atteint.

Regardant sur une telle définition du symptôme du point de vu mathématique. Ce dernier peut être calculé comme suite. Supposé que  $S_i$  indique le  $i$  nième symptôme qui est composé par EF ensemble flou,  $S_{ik}$ ,  $k = 1, \dots, EF$  ; alors on a pour  $S_i$

$$S_i \rightarrow S_{i1} \otimes S_{i2} \otimes \dots \otimes S_{is}, \quad S_i \rightarrow [0,1]$$

Où l'opérateur  $\otimes$  veut dire l'opérateur de composition floue.

### III-4-1-1 Extension d'ensembles classiques à des ensembles floue

Un principe d'extension est utilisé pour étendre une fonction mathématique classique aux ensembles flous [36]. Etant donné une fonction  $\square$  définie sur un univers classique  $X$  (par exemple,  $X = \mathbb{R}$ ), l'idée de base d'un principe d'extension est de permettre l'utilisation de cette fonction pour des sous-ensembles flous de  $X$ . connaissant un sous-ensemble flou  $A$  de l'univers  $X$  et une application  $\square : X \rightarrow Y$ , on veut pouvoir construire l'image de  $A$  par  $\square$ . C'est donc un principe fondamental pour utiliser les fonctions mathématiques pour des valeurs imprécises et qui autorise donc la prise en compte d'un tel type de données dans des mécanismes de calculs élaborés

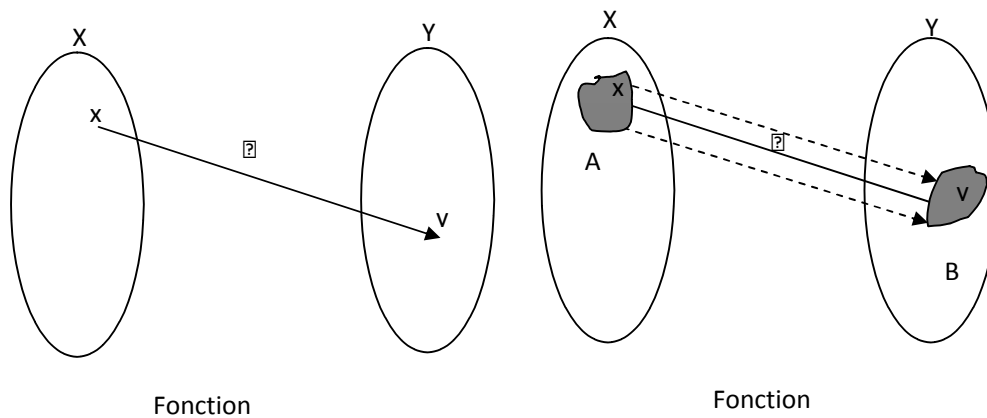


Figure III-10 : Extension d'une fonction  $\square$ .

Ainsi, toute fonction réelle classique peut s'étendre pour la prise en compte de sous-ensembles flous. C'est donc un moyen pour généraliser les calculs de fonctions classiques, afin de permettre la prise en compte de valeurs floues.

### III-4-2 Inférence

En général, la tâche de décision de défaut est de déduire  $f_i \in F$  de l'ensemble  $F$  des défauts possibles de l'ensemble  $R$  des symptômes,  $S_i \in R$ . dans notre cas les symptômes  $S_i$

sont définis par leurs ensembles floue  $S_{ik}$ , et les relations entre les symptômes des défauts sont données par les règles SI-ALORS. Par exemple :

*SI (élément B est en défaut) ... ALORS ( $S_1$  moyen ou grand) ET ( $S_2$  petit) ET ( $S_3$  petit).*

Avec l'aide de la relation logique S, défini par la théorie de la logique floue, la relation entre les défauts  $F$  et les symptômes S peut être exprimé par

$$R = S \otimes F,$$

De laquelle résulte  $F = S^{-1} \otimes R$ . la relation  $S^{-1}$  transforme l'ensemble des symptômes fuzzifier  $R$  en un ensemble  $F$  de déclaration de défauts fuzzifier.

Dans le but de résoudre ce problème, on doit faire des déclarations conditionnelle floues issue de la composition de toutes les combinaisons des ensembles floues,  $S_{ik}$ , de tous les symptômes,  $S_i \rightarrow S_{i1} \otimes S_{i2} \otimes \dots \otimes S_{is}, \forall i$ . Les règles à évaluer sont maintenant du type

*SI (effet =  $S_{i1}$ ) ET SI (effet =  $S_{i2}$ ) ... ALORS (cause =  $f_i$ ),*

Où  $f_i$  représentent le  $j$  nième défaut dans le système. Ces règles construisent la base de connaissance du système expert du diagnostic.

L'évaluation de ces règles, devient possible sous quelques conditions pour trouver pour chaque combinaison de symptômes [S] le défaut qui est responsable pour cette combinaison de symptômes [37].

SI (effet) ALORS (cause).

### III-4-3 Défuzzification

Finalement, l'information floue des défauts doit être convertie à des ensembles nets (par. ex. déclaration oui-non pour les différents défauts). Ceci peut se faire par l'ordinateur ou par l'opérateur. Plusieurs algorithmes de défuzzification sont connus dans la littérature. Du point de vue de modèle de reconnaissance, des contributions majeures sont faire par Dubuisson Frélicot [38]. Par conséquence, ceux-ci déjà donne une bonne méthodologie de défuzzification automatisée.

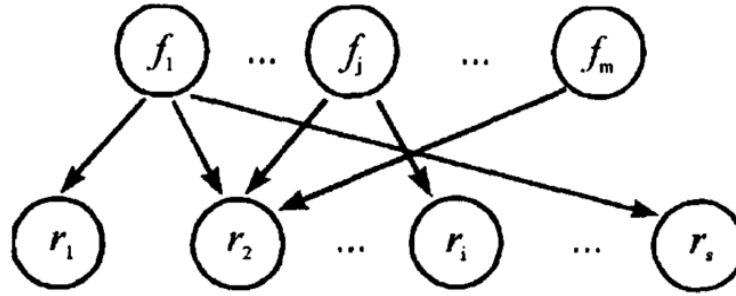


Figure II-11 : Représentation des décisions de défaut par l'arbre de défaut :  $f_i$  défauts ;  $r_i$  symptômes.

Cependant, il est important de noter qu'on peut s'abstenir de la défuzzification automatique, ça veut dire que la situation de défaut on la caractérise par une représentation graduelle plutôt qu'une déclaration oui-non. La décision final oui-non à l'apparition de défauts est alors laisser à l'orateur humain [41], qui peut combiner les informations floues dans le cas de défaut un processus de connaissance additionnelle et prendre la décision on utilisant les capacités de l'intelligence humaine et du sens commun.

#### III-4-3-1 Modèle de Takagi-Sugeno d'ordre zéro pour la défuzzification :

Les modèles flous de Takagi-Sugeno (TS) étaient à l'origine présentés par Takagi et Sugeno (1985) comme première méthode systématique pour l'identification floue de système. Le concept de base de la méthode de TS est la séparation de l'espace de données dans des régions locales floues. Chaque région est liée à un sous-modèle fonctionnel, qui est valide à un certain degré. La non linéarité globale du système est obtenu par une combinaison de poids flou des modèles fonctionnels locaux. Les systèmes TS d'ordre zéro sont un groupe de règles modèles avec des antécédents flous et des conséquents nets.

La méthode de TS est similaire à la méthode de Mamdani dans beaucoup de ces aspects. Les deux premières parties du processus d'inférence flou, la fuzzification des entrées et l'application des opérateurs flous, sont exactement les mêmes. La différence principale entre Mamdani et Sugeno est que les fonctions d'appartenances de sorties dans Sugeno sont soient linéaires ou constantes [39]. Une règle typique du modèle de Sugeno flou a la forme :

$$\text{Si Entrée 1} = x \text{ et Entrée 2} = y, \text{ alors Sortie } z = ax + by + c.$$

### **3-5 Robustesse du diagnostic**

Lors de la variation de la condition de fonctionnement, le système de diagnostic doit garantir sa performance en détectant les défauts selon l'exigence demandée tout en évitant les fausses alarmes. Hors, les symptômes retenus évoluent, d'une manière consistante ou non, en fonction de l'ensoleillement et de température. Le choix de seuil pour chaque symptôme doit prendre en compte de cette variation pour maintenir la robustesse du diagnostic.

### **3-6 Conclusion**

L'objectif de ce chapitre est de présenter les méthodes de diagnostic servant à la localisation et la détection des défauts qu'on peut rencontrer dans des installations photovoltaïques. Seulement elles sont confrontées souvent à un problème d'ambiguïté entraînant le masquage des défauts entre eux et qui rend en conséquence leur identification difficile. Ceci nous a conduits à opter entre les méthodes classiques et les méthodes d'inférence.

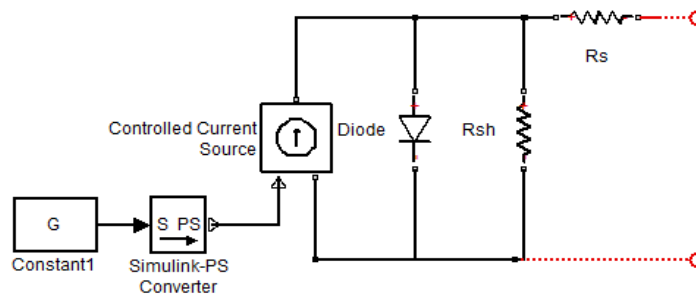
## **Chapitre IV**

## IV-1 Introduction

L'objectif de ce quatrième chapitre est d'instaurer un moyen de diagnostic de défauts qu'on a sélectionnés d'une façon délibérée et injectés dans un module photovoltaïque (PV). Il s'agit en premier temps d'une étude comparative entre le modèle simple et celui de Bishop. Cette comparaison a comme objectif de prouver que le modèle de Bishop est le plus adapté en cas où le module PV est mis en cause. La deuxième partie, elle-même est scindé en deux afin de pouvoir comparer entre l'algorithme dont la prise de décision est basée sur la détection de seuil seulement, et, celui dont la prise de décision est basée sur l'utilisation de la logique floue. Dans cette partie de travail, le modèle de Bishop est utilisé afin de ne pas fausser la décision de l'algorithme.

## IV-2 comparaison modèle de Bishop-modèle simple à une seule diode

Afin de prouver la nécessité d'utilisation du modèle de Bishop dans l'étude de diagnostic des systèmes PV, on a effectué une série de simulation servant d'outil de comparaison entre le modèle simple à une seule diode et le modèle de Bishop. Les deux figures suivantes présentent les deux modèles dérivant de cette étude (le modèle simple et celui de Bishop) et qui sont construits à l'aide du simulateur Simulink de Matlab. Les composantes de ces deux modèles sont traitées au chapitre 2 avec introduction de la fonction  $f(u)$  (voir figure IV-1) qui représente le terme de Bishop qui décrète l'effet d'Avalanche.



(a)

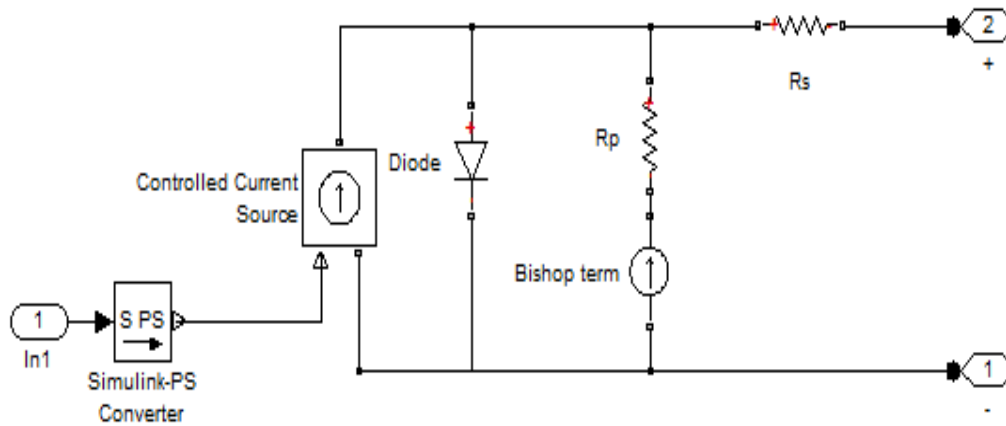


Figure IV-1 : a) modèle simple à une seule diode avec simulink de matlab. B) modèle de Bishop avec Matlab-Simulink.

Les deux modèles cités précédemment (figures IV-1-a et IV-1-b) sont employés pour donner différentes combinaisons de cellules (série, parallèle et série-parallèle) comme il a été décrit au paragraphe I-10-8 du chapitre 1.

L'étude comparative concernant ces 2 présentations s'est scindée en deux parties relatives à l'absence et la présence de défaut, et selon le pattern suivant : une seule cellule, un groupe de cellules, un module, des modules en série, des modules en parallèle et des modules en parallèle-série.

Les caractéristiques de la cellule et des modules PV sont celles données au tableau II-1 (voir chapitre 2).

## IV-2-2 comparaison en absence de défaut

Suivant les deux montages des figures IV-1-a et IV-1-b et qui sont pris comme montages de base, on a construit différents montages pour servir à la simulation de différentes configurations retenues. Les caractéristiques des deux types de cellules sont employées avec des paramètres fixes de température et d'ensoleillement. La comparaison est faite entre une cellule et un groupe de cellules sans l'introduction de défaut.

### IV-2-2-1 Cas d' une seule cellule sans défaut :

Le résultat de la simulation pour une seule cellule sans défauts représentée par le modèle simple et celui de Bishop donne les caractéristiques comme le montre la figure IV-2.

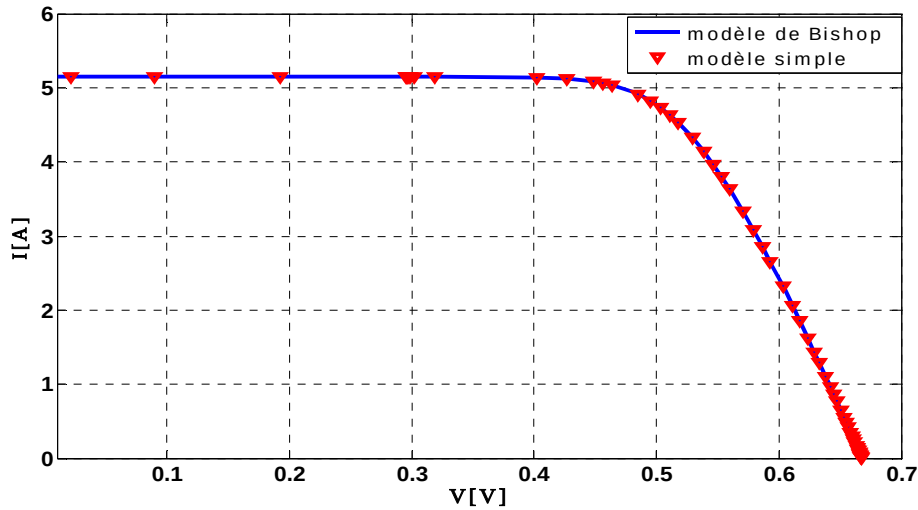


Figure IV-2 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple d'une seule cellule sans défauts.

On remarque ici que les deux modèles donnent des courbes de caractéristique I-V identiques (la courbe en bleu continu du modèle de Bishop et celle en rouge avec des triangles du modèle simple).

#### IV-2- 2-2 Le cas d'un groupe de cellules en série sans défaut

Ce cas d'étude consiste en une comparaison faite à partir du résultat de simulation donné en figure IV-3. Il s'agit d'un groupe de cellules (9 cellules) modélisée selon les 2 présentations précédentes (modèle simple et celui de Bishop), et en absence de défaut.

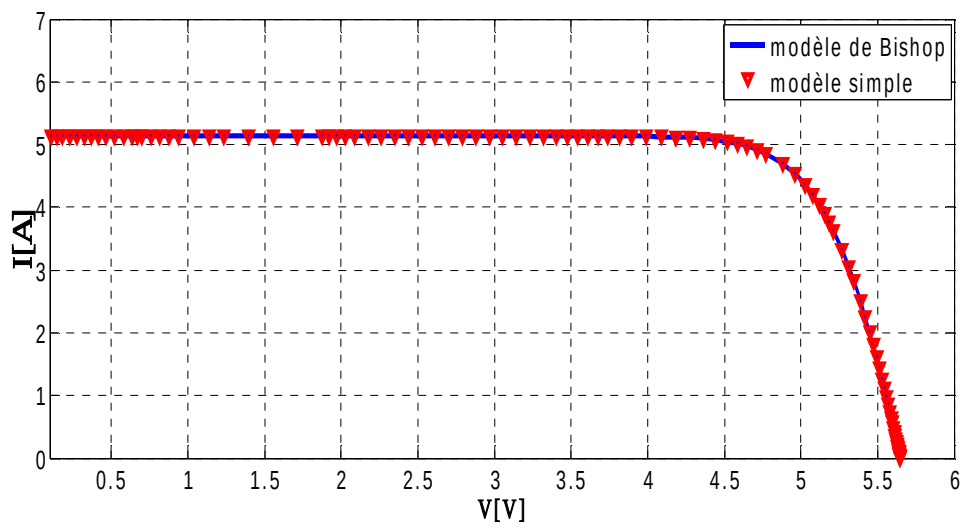


Figure IV-3 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple d'un groupe de cellules sans défauts.

On remarque aussi que dans ce cas, ces deux modèles donnent des courbes de caractéristique I-V identiques (la courbe en bleu continu du modèle de Bishop et celle en triangles rouges du modèle simple).

#### IV-2-2-3 Cas d'un module sans défaut

La comparaison est faite pour une association de cellules montées en pour un module PV, construit selon le modèle simple et celui de Bishop dépourvu de défaut. La simulation a fourni comme résultat les caractéristiques données en figure suivante.

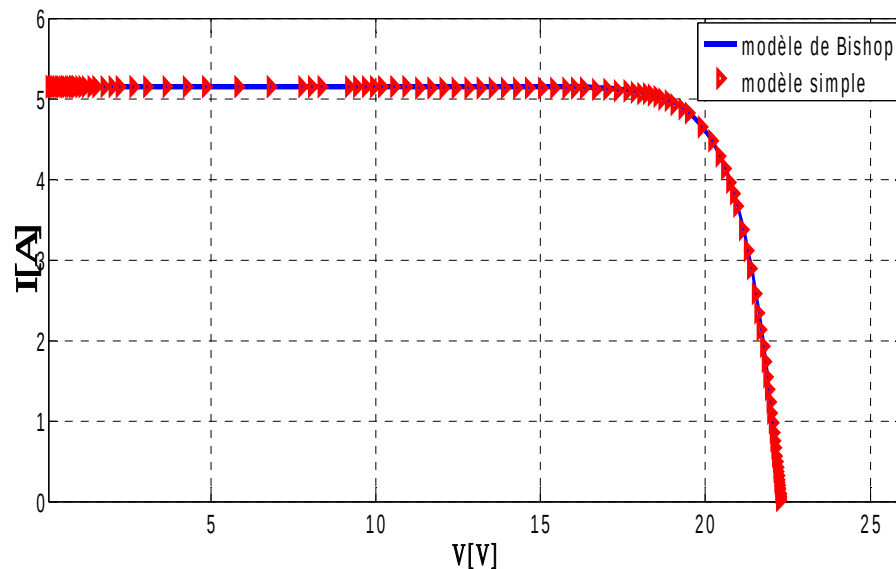


Figure IV-4 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple d'un module PV sans défauts.

On observe que dans ce cas, les deux modèles donnent des courbes de caractéristiques I-V identiques (la courbe en bleu continu du modèle de Bishop et celle en triangles rouge du modèle simple).

#### IV-2-2-4 Cas d'association de 5 modules en série sans défaut

Pour le cas de 5 modules PV associés en série, l'emploi de modèles simple et de Bishop en absence de défaut, a conduit aux résultats de simulation comme les présente la figure IV-5.

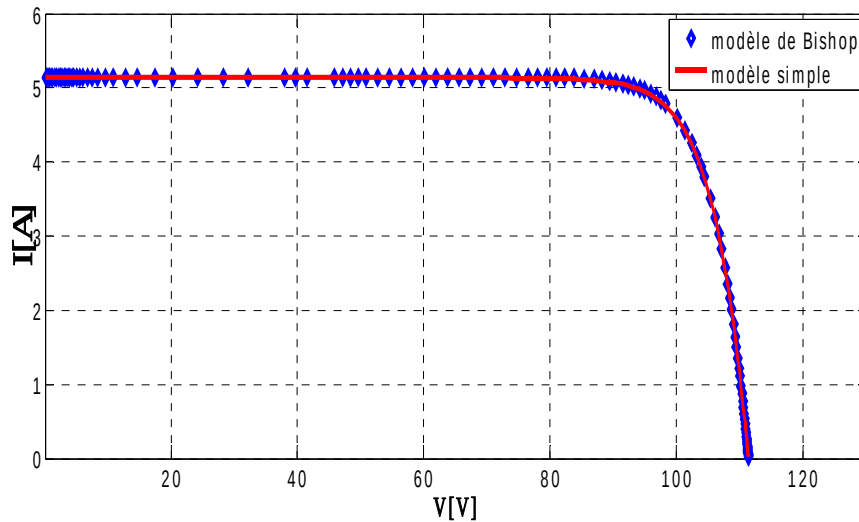


Figure IV-5 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple de cinq modules connectés en série sans défauts.

La même remarque est faite pour cas d'étude : les deux modèles donnent des courbes de caractéristique I-V identiques (la courbe en bleu continu du modèle de Bishop et celle en rouge avec des triangles du modèle simple).

#### IV-2-2-5 Cas d'association de 5 modules en parallèle sans défauts

Dans le cas de disposition de 5 modules PV en parallèle, sans défauts et pour les mêmes modèles de cellule (modèle simple et modèle de Bishop), la simulation a conduit aux résultats indiqués en figure ci-dessous.

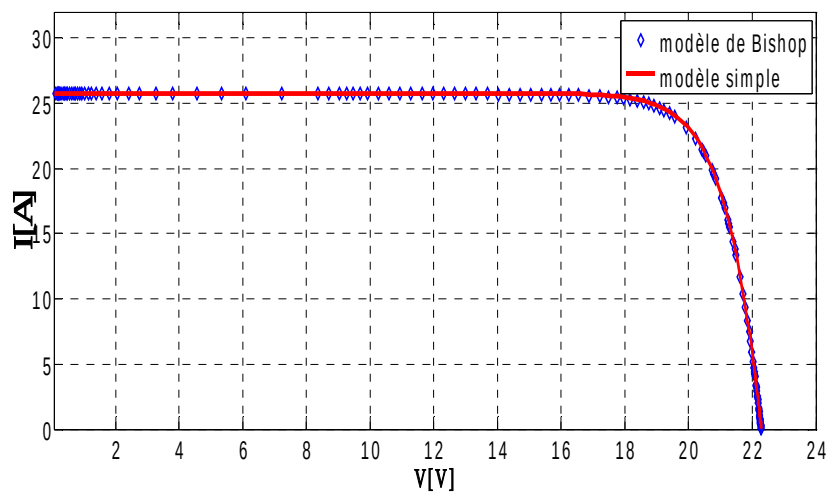


Figure IV-6 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple de cinq modules connectés en parallèle sans défauts.

On remarque aussi que dans ce cas, les deux modèles donnent des courbes de caractéristiques I-V identiques (la courbe en bleu continu du modèle de Bishop et celle en triangles rouges du modèle simple).

#### IV-2-2-6 Cas de 2 modules en série connectés deux-à-deux en parallèle sans défaut.

Il s'agit de comparer entre deux configurations identiques mais avec les deux modèles de cellules précités. Seulement ces configurations sont une disposition parallèle de 2 paires de modules montés en série entre eux. Leurs caractéristiques en absence de défaut obtenues par simulation sont montrées en figure IV-7.

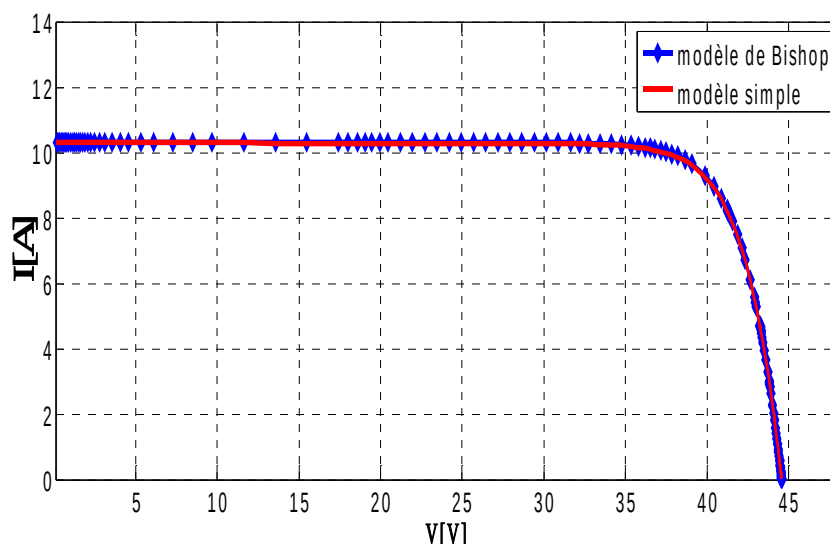


Figure IV-7 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple de deux modules en série connecté deux-à-deux en parallèle sans défaut.

Il est remarqué que dans ce cas, les deux modèles dans une telle configuration produisent des courbes caractéristiques I-V identiques (la courbe bleue continue du modèle de Bishop et celle en triangles rouges du modèle simple).

#### IV-2-2-7 synthèse

Par comparaison entre les configurations utilisant le modèle simple et celui de Bishop comme illustrés aux différentes sections du paragraphe IV-2, et sans introduction de défaut, il découle que les résultats de simulation ne montrent aucune discrimination de caractéristiques I-V notables. Il s'en suit qu'en terme de production de courant le modèle de Bishop ne ramène aucun plus par rapport au modèle classique. Il se révèle que celui-ci est utile par sa

simplicité. Toutefois, le modèle de Bishop n'est pas à exclure de l'étude car son utilité est inégalable sur le plan de diagnostic de défaut comme on va le constater ultérieurement.

#### IV-2-3 Comparaison de différentes configurations PV en présence de défaut

Avec les deux montages des figures IV-1-a et IV-1-b on a construit différents montages servant à la simulation aux différentes configurations retenues. Les caractéristiques des deux types de cellules sont exploitées avec des paramètres de température et d'ensoleillement fixes. Une fois de plus la comparaison des configurations PV précédentes a été faite par emploi des deux modèles de cellule PV précités mais avec cette fois ci l'introduction de défaut. Le défaut considéré est l'ombrage d'une seule cellule à 50%.

##### IV-2-3-1 cas d'une configuration avec une seule cellule et avec défaut

La comparaison menée pour les deux types de configurations à partir des caractéristiques I-V comme décrites dans la figure IV-8. Ces 2 dispositions photovoltaïques utilisent une seule cellule dont le modèle est simple pour l'une et de Bishop pour l'autre. Seulement le défaut choisi ici est à titre d'exemple d'étude afin de mettre en évidence l'importance du modèle de Bishop : il s'agit d'un ombrage à 50% au niveau de la cellule PV.

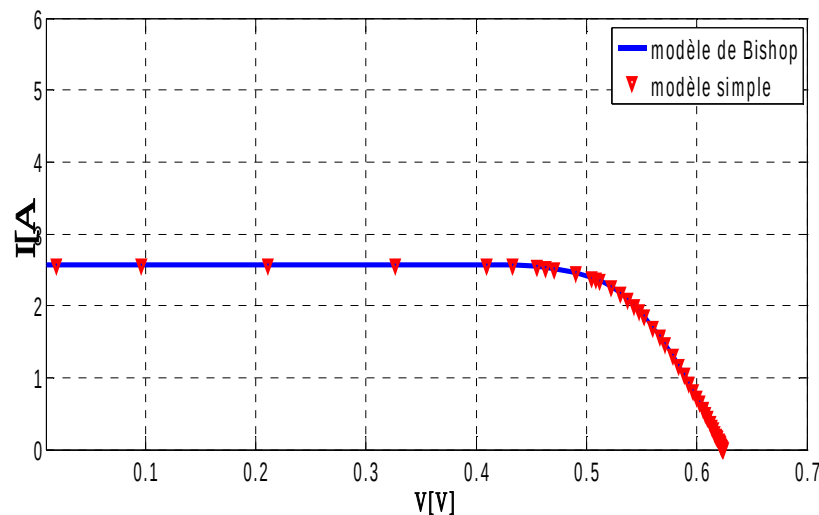


Figure IV-8 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple d'une seule cellule avec défaut.

Il est remarqué à partir de la figure IV-8 que les deux courbes (celle du modèle simple et celle du modèle de Bishop) sont identiques. Le défaut introduit a affecté les cellules de la même façon en faisant abaisser le courant de court-circuit. Aucune distinction particulière

n'est obtenue entre ces 2 modèles sous même défaut. Pour rappel le courant inverse qui permet au terme de Bishop de se manifester a été exclu de l'analyse pour le moment.

#### IV-2-3-2 Cas de configuration d'un groupe de cellules avec défaut

Dans la figure suivante, la comparaison est faite pour un groupe de cellules PV (9 cellules avec mêmes caractéristiques I-V), simulée avec le modèle simple et celui de Bishop, et soumise au défaut : ombrage à 50% d'une seule cellule.

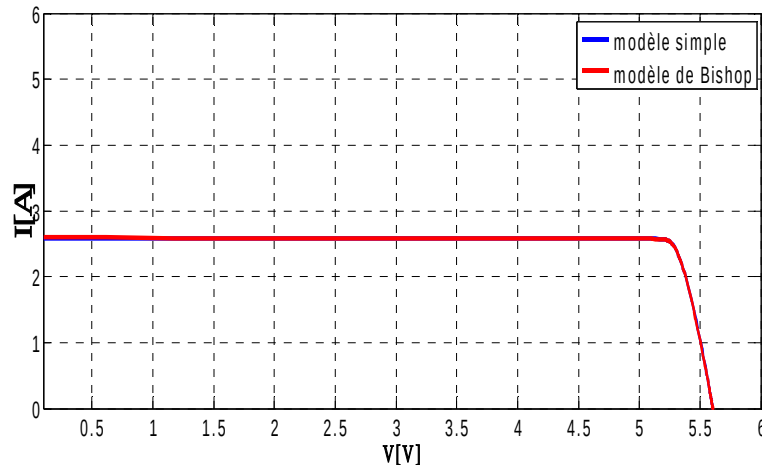


Figure IV-9 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple d'un groupe de cellules avec défauts.

On constate que les caractéristiques I-V pour ces 2 cas de configurations PV suivent des courbes d'allures (celle du modèle simple et celle du modèle de Bishop) identiques. Mais l'effet saillant de ce défaut sur les 2 dispositifs est l'abaissement de courant de court-circuit de 50% suite à l'ombrage d'une seule cellule à 50%. La cellule ombrée a imposé son courant affaibli par rapport aux autres cellules saines par ce qu'ils sont en série (le courant parcouru dans le groupe est le même).

#### IV-2-3-3 Cas de configuration d'un seul module avec défaut

La comparaison dans la figure suivante est faite pour un seul module PV (protégé par deux diodes de by-pass et une diode anti-retour), simulé selon le modèle simple et celui de Bishop, et avec ombrage de 50% au niveau d'une seule cellule.

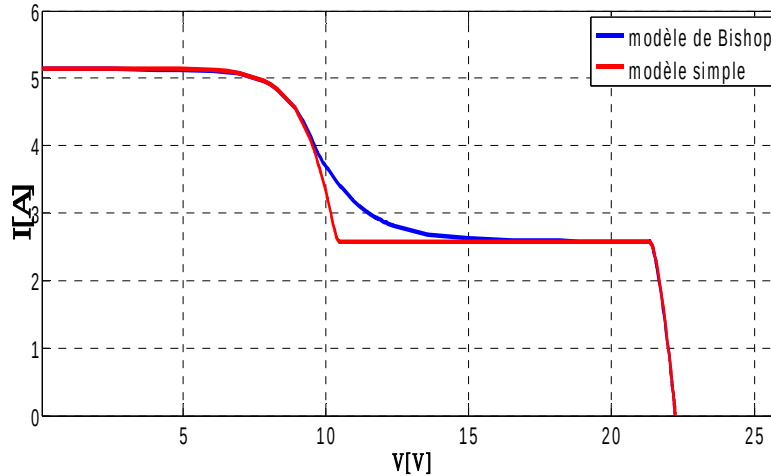


Figure IV-10 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple d'un module PV avec défauts.

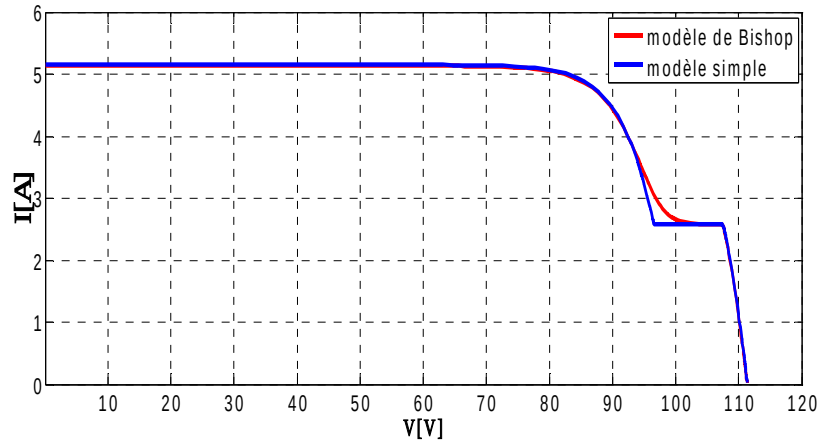
Dans ce cas, les deux courbes (celle du modèle simple et celle du modèle de Bishop) ne sont pas identiques. On peut remarquer qu'il y a une nette inflexion de la caractéristique I-V juste au milieu de la tension  $V_{co}$ , et ça vient du fait que les deux groupes de cellules du module (chaque groupe contient 18 cellules) sont protégés par une diode by-pass.

Les tensions des deux groupes s'ajoutent, alors que le premier groupe donne la portion de la caractéristique entre la tension 0 V et 11.1 V, et, le deuxième groupe s'ajoute au premier pour donner la caractéristique entière. On peut remarquer que le deuxième groupe donne la moitié de son courant de court-circuit pour des raisons qu'on a citées plus haut de ce chapitre.

La seule différence à tirer entre la courbe en bleu (modèle de Bishop), et la courbe en rouge (le modèle simple), se trouve dans la zone entre 10 V et 15 V et qui en cas où la puissance maximale se situe dans cette zone, le modèle simple risque de donner des fausses alarmes. Ceci vient de l'écart que présente le modèle simple par rapport au modèle de Bishop rencontré dans le cas réel dans la zone citée précédemment.

#### IV-2-3-4 Cas de configuration de 5 modules en série avec défaut

Pour ce cas d'étude, la comparaison est établie pour une connexion de 5 modules en série où chacun d'eux est protégé par deux diodes de by-pass et une diode anti-retour. Ce type de configuration est simulé avec l'emploi du modèle simple et celui de Bishop. Le défaut introduit est toujours un ombrage de 50% au niveau d'une seule cellule d'un seul module. Les caractéristiques I-V résultantes de la simulation sont présentées dans la figure suivante.



*Figure IV-11 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple de cinq modules connectés en série avec défauts.*

Les deux courbes de la figure IV-11 (celle du modèle simple et celle du modèle de Bishop) résultant de la simulation se sont presque identiques. Sauf, qu'on y peut remarquer une légère inflexion de la caractéristique I-V mais cette fois-ci pas au milieu de zone de tension  $V_{co}$  mentionnée auparavant, mais dans l'intervalle entre 90 V et 100 V. Ceci pourrait être provoqué par le fait que 4 modules PV ne sont pas affectés par le défaut, et seul le cinquième module PV subit un changement de caractéristique comme celui présenté en figure IV-3. La caractéristique des 4 modules PV et celle du cinquième affecté par le défaut s'ajoutent pour donner la caractéristique globale pour ces 2 configurations.

On notera que sur la caractéristique I-V de cette figure ci, le courant de court-circuit est maintenu à son maximum jusqu'à une valeur de  $V_{co}$  de 88.8 V ( $4 \times 22.2$  V) qui s'abaisse par la suite de moitié pour le reste de la caractéristique. Ceci pourrait être dû au type de connexion en série de tous les modules.

En termes de comparaison entre les deux modèles, on remarque toujours au niveau du point d'inflexion un écartement entre leurs caractéristiques. Ceci rend bien évidemment le modèle simple inadapté au diagnostic.

#### **IV-2-3-5 Cas de configuration de 5 modules en parallèle avec défaut**

Ce cas d'étude stipule une comparaison qui est faite pour une connexion de 5 modules en parallèle où chacun d'eux est protégé par deux diodes de by-pass et une diode anti-retour. Chaque cellule PV est présentée par les 2 modèles précités et soumis toujours au défaut d'ombrage de 50% au niveau d'une seule cellule d'un seul module.

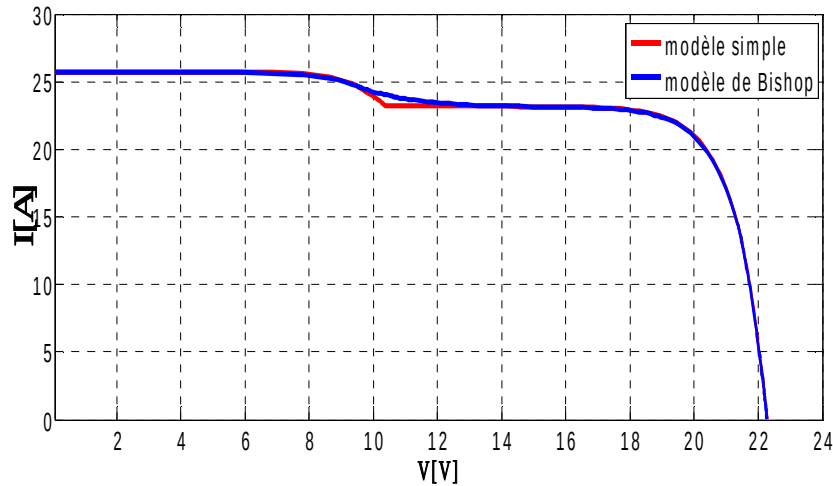


Figure IV-12 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et du modèle simple de cinq modules connectés en parallèle avec défauts.

Dans ce cas, les deux courbes (celle du modèle simple et celle du modèle de Bishop) sont presque identiques à l'exception d'une légère différence au point d'inflexion de la caractéristique I-V. Celle-ci est produite juste au milieu de la zone de tension  $V_{co}$  délimitée entre 10 V et 12V, et qui serait causée par la disposition en parallèle des 5 modules ayant les mêmes tensions à leurs bornes).

En termes de comparaison entre les deux modèles, on remarque au point d'inflexion un écartement entre les caractéristiques des deux modèles qui rend également le modèle simple inadapté au diagnostic.

#### IV-2-3-6 Cas de 2 modules en série connecté deux-à-deux en parallèle avec défaut

En figure IV-4, la comparaison est faite pour une configuration série-parallèle : association parallèle de 2 paires de modules en série. Chaque module est protégé par deux diodes de by-pass et une diode anti-retour Cette configuration est modélisée suivant les mêmes modèles (modèles simple et de Bishop) et avec ombrage de 50% au niveau d'une seule cellule, d'un seul module.

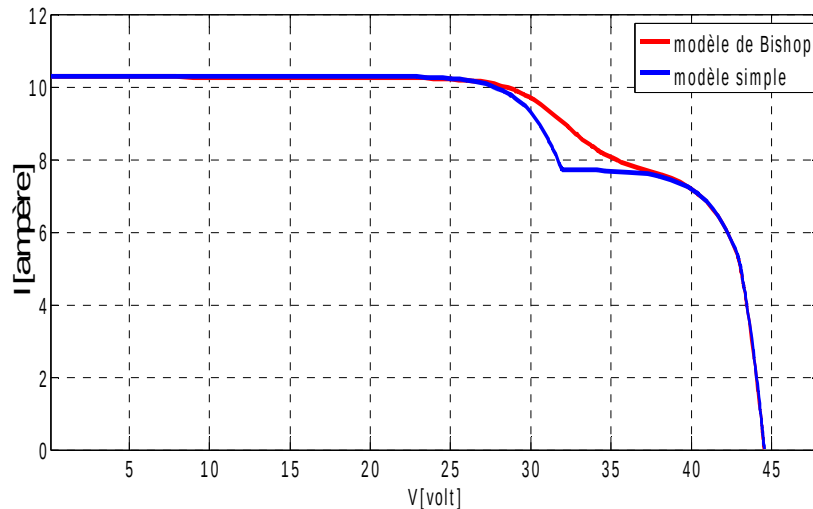


Figure IV-13 : comparaison des caractéristique I-V du modèle de Bishop et celui simple de deux modules en série connecté deux-à-deux en parallèle avec défaut.

Nous remarquons que les deux courbes (celle du modèle simple et celle du modèle de Bishop) prises dans ce cas de figure ne sont pas identiques. Ceci est mis en évidence par la présence d'une nette inflexion de la caractéristique I-V dans la région délimitée par les valeurs de tension  $V_{co}$  entre 30 V et 35 V. Cet effet trouverait comme explication par le fait que les modules sont en configuration série-parallèles (les courants et les tensions s'ajoutent).

En termes de comparaison entre les deux modèles, on tire la même remarque que celle faite précédemment : un écartement entre les caractéristiques des deux modèles, plus net par rapport au cas précédent, se produit au point d'inflexion et qui par conséquent rend le modèle simple inadapté au diagnostic.

#### IV-2-3-7 synthèse

L'étude menée dans le paragraphe IV-4 est faite dans l'objectif de démontrer que le modèle de Bishop est le modèle le mieux adapté pour faire le diagnostic des systèmes PV.

Cette étude a bel et bien démontré, après une série de simulation de différentes configurations considérées, et pour un système sain que les deux modèles donnent des caractéristiques I-V identiques. Et que pour les mêmes configurations, et suite à l'insertion de défaut (ombrage d'une seule cellule à 50% pour toutes les configurations), les deux modèles donnent des courbes différentes.

Cette différence entre les deux modèles vient du terme caractérisant l'effet d'avalanche ajouté par Bishop (voir chapitre II) qui stipule que si une cellule fonctionne dans le régime inverse, alors ce terme de Bishop sera considéré.

La remarque est faite juste au point d'inflexion des courbes I-V où les deux modèles présentent des différences en cas du générateur PV en défaut. En conséquence à cette discrimination, et dans le cas de diagnostic de défaut, l'emploi de modèle simple pour un système PV dont le point de fonctionnement se situe dans cette région (où les deux modèles se diffèrent), pourra conduire à des effarouches. Ceci justifie bien et du moins théorique l'adaptation du modèle de Bishop dans un processus de diagnostic.

### **IV-3 Construction de l'algorithme de diagnostic d'un système PV (ADSPV)**

Dans cette partie, le travail consiste au développement d'un algorithme capable de discriminer la totalité des défauts choisis. A ce but ci, deux méthodes différentes dont leur concept de traitement ont été appliquées. La première est classique et basée sur la détection de seuil de chaque symptôme donnant subséquentment en guise de détection de défauts des signatures binaires (sous forme de 1 et de 0). La deuxième méthode qui est basée sur la logique floue consiste par contre à se substituer à la première au niveau de la prise de décision pour plus de discrimination. Alors une analyse comparative est instaurée entre ces deux méthodes pour mettre en relief l'importance de la seconde en matière de dissociation de défauts ambigus qu'a entraînés la première méthode.

L'approche employée pour chacune de ces méthodes est semblable et se résume à travers le schéma de principe de la figure IV-14. Il est utilisé pour obtenir la signature pour tous les défauts considérés dans notre étude, en simulant chaque défaut séparément de l'autre (défauts singuliers).

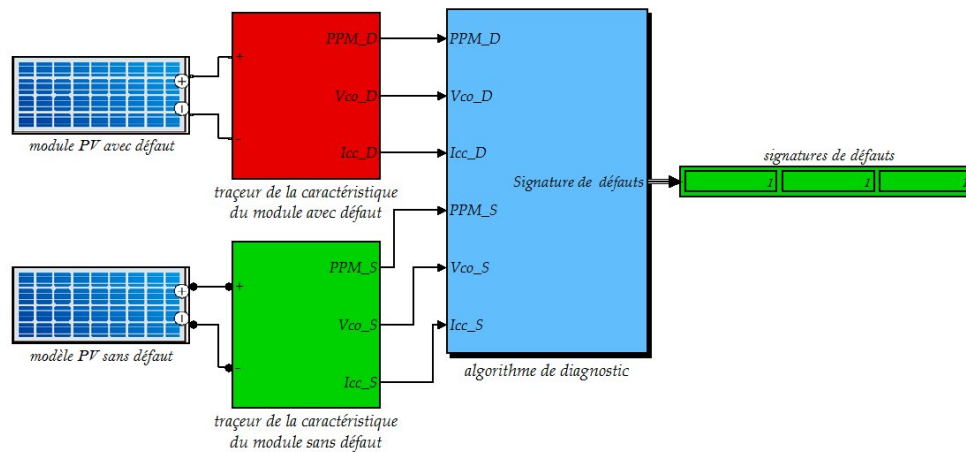


Figure IV-14 : schéma bloc utilisé pour produire les signatures de défauts.

Comme première étape, on procède à la simulation du système à deux modules PV (panneaux en bleu) à comparer comme présentés dans le schéma de la figure IV-14. Ces modules sont constitués de 36 cellules chacun et que l'un est sans défaut pour servir de module de référence. L'autre module est soumis au test pour différents défauts qui lui sont injectés d'une façon singulière. Sa caractéristique I-V résultante est comparée ultérieurement à celle du module de référence.

Dans la deuxième étape, les deux blocs (en vert et en rouge) nous fournissent les valeurs numériques de chacun de ces deux modules (sain et défaillant).

Dans la troisième étape, un algorithme de diagnostic est introduit pour nous fournir la signature propre à chaque défaut.

#### IV-3-1 Types de défauts analysés

Le nombre de défauts pouvant intervenir sur un système PV est très grand (voir tableau II-2 et tableau II-3). Nous avons dû sélectionner le type de défauts que nous voulions détecter. En utilisant la référence [10], nous avons choisi de détecter des défauts répondant aux critères suivants:

- Coût et facilité de mise en œuvre : l'instrumentation de mesure des grandeurs utilisées pour le diagnostic doivent répondre à des critères économiques (coût totale du système de diagnostic) et ergonomiques.

- Fréquence d'apparition du défaut : la simulation doit répondre à une situation réelle et à un type de défaut fréquemment rencontré.

De plus nous avons limité le nombre de défauts à 9, sachant que la méthode utilisée pourra être étendue ultérieurement à d'autres défauts de même nature. Notons que seulement les défauts touchant le module PV sont analysés.

#### **IV-3-1-1 Défauts considéré pour le diagnostic**

Les défauts choisis pour le diagnostic sont les suivants:

D1: ombrage d'une seule cellule du groupe 1 du module à 50%.

D2: ombrage d'une seule cellule du groupe 1 du module à 100%.

D3: ombrage d'une cellule du groupe 1 et une autre du groupe 2 à 50%.

D4: ombrage d'une cellule du groupe 1 et une autre du groupe 2 à 100%.

D5: augmentation de la résistance série du module ( $R_s = 1 \text{ ohm}$ ).

D6: diode de by-pass déconnectée.

D7: diode de by-pass défaillante (résistance de 1 ohms).

D8: diode de by-pass inversée.

D9: cellule court-circuitée ( $R_p=0$ ).

Remarque : tous les défauts considérés se passent au niveau d'un seul module.

#### **IV-3-1-2 Le politique appui pour le choix de chaque défaut**

Le choix des défauts s'est fait avec une certaine logique qui nous permet de couvrir les défauts potentiels et les cas fréquents :

1. défaut D1: présente un module touché par la poussière, mais à un degré faible d'affection.
2. défaut D2: présente un module avec plus d'opacité, une cellule complètement ombrée, et ça peut présenter plusieurs cas fréquents, tel que la poussé d'un arbuste, l'ombre d'un bâtiment, un objet met en permanence devant le module...etc. mais là une moitié du module seulement est touchée

3. défaut D3: présente un module touché par la poussière, là on peut parler d'un module entièrement touché par la poussière.
4. Défaut D4: présente un module avec plus d'opacité, une cellule complètement ombrée de chacun des deux groupes, et ça peut présenter plusieurs cas fréquents, tel que la poussé d'un arbuste, l'ombre d'un bâtiment, un objet met en permanence devant le module...etc. Seulement ici, la totalité du module est touché.
5. Défaut D5: présente l'augmentation de la résistance série du module. Dans ce cas plusieurs anomalies se présentent : dégradation des interconnexions, vieillissement du module, diode anti-retour défaillante (augmentation de résistance direct).
6. Défaut D6: présente une diode de by-pass déconnectée.
7. Défaut D7: présente une diode de by-pass défaillante.
8. Défaut D8: présente une diode de by-pass inversée.
9. Défaut D9: présente une cellule court-circuitée ( $R_p=0$ ).

#### IV-3-2 construction de l'algorithme de diagnostic des systèmes PV (ADSPV) basé sur la détection de seuil

Ici, le seuil de chaque symptôme (calculés en respectant les incertitudes de mesure et de modélisation) est utilisé afin de construire la signature binaire de chaque défaut.

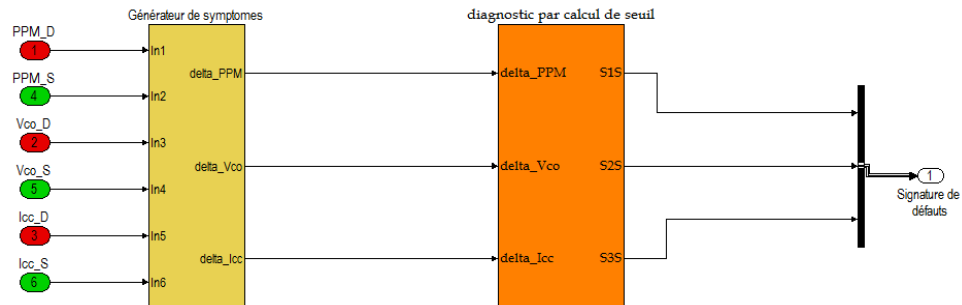


Figure IV-15 : prise de décision en considérant seulement le seuil des symptômes

Dans la figure IV-15, le générateur de symptômes compare les valeurs de la puissance maximale, la tension de circuit-ouvert et le courant de court-circuit du module référentiel avec celui défaillant pour construire les symptômes correspondant S1, S2, et S3 (la réduction de valeur des paramètres précités).

Le seuillage est appliqué ensuite pour obtenir la signature binaire de chaque défauts.

#### IV-3-2-1 Tableau de signatures pour un seul module PV

En introduisant les défauts précédemment énumérés et, en faisant la simulation de chacun d'eux l'un séparément de l'autre (défaut singuliers), on obtient le tableau suivant qui donne la valeur numérique de chacun des symptômes pour chaque défaut:

| défauts | amplitude des symptômes |        |        |
|---------|-------------------------|--------|--------|
|         | S1 (W)                  | S2 (V) | S3 (A) |
| D1      | 25.06                   | 0.049  | 0.000  |
| D2      | 47.12                   | 6.597  | 0.000  |
| D3      | 25.52                   | 0.102  | 2.481  |
| D4      | 75.67                   | 11.86  | 4.549  |
| D5      | 20.61                   | 0.038  | 0.000  |
| D6      | 0.006                   | 0.015  | 0.000  |
| D7      | 39.48                   | 6.882  | 0.000  |
| D8      | 39.26                   | 9.872  | 0.000  |
| D9      | 2.569                   | 0.681  | 0.000  |

*Tableau IV-1 : Les valeurs numériques de chacun des symptômes pour chaque défaut.*

Les caractéristiques I-V prises lors de la simulation du module PV sain et pour celui soumis sous chacun des 9 défauts mentionnés ci haut sont données en figure IV-16 :

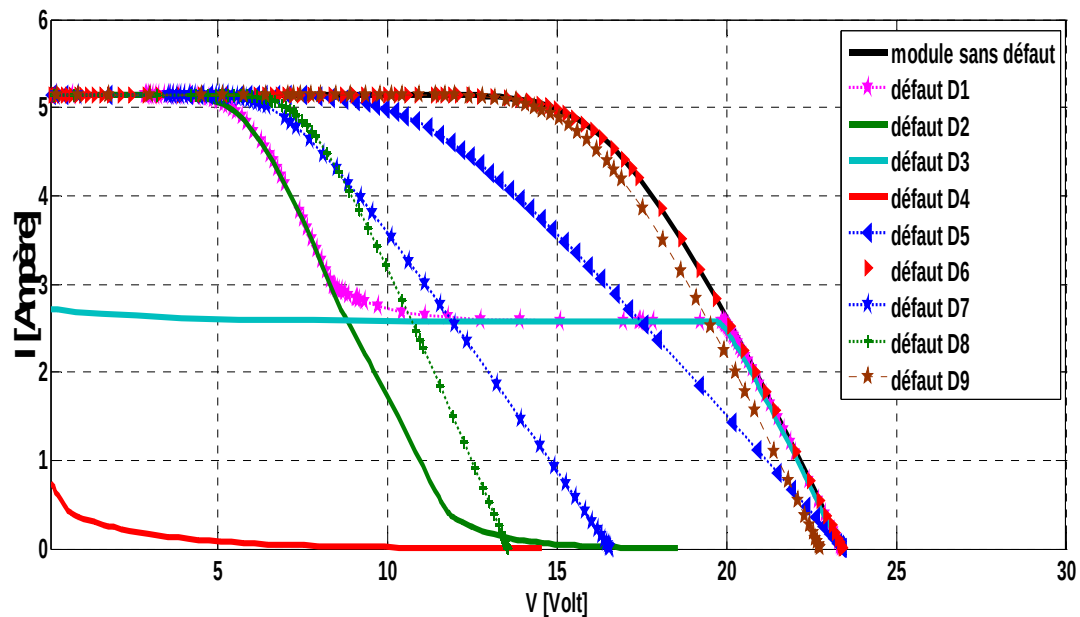


Figure IV-16 : caractéristiques I-V du module sans défaut et du module avec les 9 défauts considérés.

#### IV-3-2-2 Réglage de seuil, et tableau binaire (codage des états)

Le calcul des seuils des symptômes s'est fait comme il a été décrit au paragraphe III-5-1, en tenant compte des valeurs de références de paramètres symptômes à savoir la puissance maximale ( $P_{\max}$ ) est de 76.17 watt, la tension de circuit-ouvert ( $V_{co}$ ) qui doit être obtenu de 23.42 V, et le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) de 5.15 A. Les valeurs de ces différents seuils se notent comme suit :

- Le seuil pour la puissance maximale est 2.5 watt ;
- Le seuil pour la tension du circuit-ouvert est 0.5 volts ;
- Le seuil pour le courant de court-circuit est 0.3 ampères.

La détection des défauts est considérée efficace lors de dépassement de ces seuils choisis (appelés les seuils de détection), pour les trois symptômes comme tels :

$$1/ dP_{ppm} > 2.5 \text{ W},$$

$$2/ dV_{co} > 0.5 \text{ V}, \text{ et}$$

$$3/ dI_{cc} = 0.3 \text{ A}$$

Ces valeurs sont calculées en respectant l'incertitude de modèle cité dans le paragraphe III-5-1 et qui nous ont conduits à dresser le tableau de signature suivant :

| défauts   | Les symptômes |          |          |
|-----------|---------------|----------|----------|
|           | S1            | S2       | S3       |
| <b>D1</b> | <b>1</b>      | <b>0</b> | <b>0</b> |
| <b>D2</b> | <b>1</b>      | <b>1</b> | <b>0</b> |
| <b>D3</b> | <b>1</b>      | <b>0</b> | <b>1</b> |
| <b>D4</b> | <b>1</b>      | <b>1</b> | <b>1</b> |
| <b>D5</b> | <b>1</b>      | <b>0</b> | <b>0</b> |
| <b>D6</b> | <b>0</b>      | <b>0</b> | <b>0</b> |
| <b>D7</b> | <b>1</b>      | <b>1</b> | <b>0</b> |
| <b>D8</b> | <b>1</b>      | <b>1</b> | <b>0</b> |
| <b>D9</b> | <b>1</b>      | <b>1</b> | <b>0</b> |

*Tableau IV-2 : Les signatures de chacun des symptômes pour chaque défaut.*

Ce tableau de signatures est identique à celui obtenu dans [10], ce qui justifie bien la validité du modèle et de l'algorithme utilisés pour diagnostiquer les défauts.

On remarque que le tableau qu'on a obtenu récapitule 5 groupes de signatures:

Groupe 1(en blanc):  $S1 = 0, S2 = 0, S3 = 0$ . Donc, la signature est (0, 0, 0) pour mettre en exergue le groupe d'un seul défaut.

Groupe 2(en jaune):  $S1 = 1, S2 = 0, S3 = 0$ . Donc, la signature est (1, 0, 0). Deux défauts sont rassemblés dans ce groupe pour se partager cette même signature.

Groupe 3(en vert):  $S1 = 1, S2 = 0, S3 = 1$ . Donc, la signature est (1, 0, 1). Un seul défaut qui a cette signature.

Groupe 4(en bleu):  $S1 = 1, S2 = 1, S3 = 0$ . La signature correspondante est (1, 1, 0). Quatre défauts se trouvent dans ce même groupe caractérisé par cette signature.

Groupe 5 (en rouge):  $S1 = 1, S2 = 1, S3 = 1$ . Donc, la signature est (1, 1, 1). Un seul défaut qui dispose de cette signature.

Nous pouvons faire remarquer après cette classification que seuls les groupes 2 et 4 nécessitent plus de précision pour faire la discrimination des défauts qui ont la même signature. Ceci nous a bien évidemment conduit à pousser l'analyse un peu plus loin pour y arriver à cet objectif qu'on détaillera dans le paragraphe à venir.

#### IV-3-2-3 Algorithme de diagnostic

A partir de l'analyse précédente, un algorithme est construit qui est capable de donner comme résultat une signature numérique, suite à la prise comme données d'entrée la tension aux bornes du module ( $V$ ), le courant qui produit ( $I$ ), la température ( $T_M$ ) et l'ensoleillement ( $G_M$ ). Les étapes exécutives de cet algorithme peuvent s'inscrire comme telles :

1. Mesure et enregistrement de la caractéristique I-V, de l'ensoleillement et de la température, sous forme de deux vecteurs  $V = (V_{0M}, \dots, V_{NM})$ ,  $I = (I_{0M}, \dots, I_{NM})$  et de valeur  $T_M$ ,  $G_M$ .
2. En se basant sur la méthode de traçage de la caractéristique I-V par variation de la résistance à la sortie (comme charge), la séquence de calcul des paramètres ( $I_{CCM}$ ,  $P_{MAXM}$ , et  $V_{COM}$ ) par l'algorithme s'effectue comme suit:
  - Mesure du courant de court-circuit,  $R_{CH} = R_{CHCC} = 0 \text{ ohm}$ ;
  - Mesure de la puissance maximale,  $R_{CH} = R_{CHP_{max}} \text{ ohm}$ ;
  - Mesure de la tension de court-ouvert,  $R_{CH} = R_{CHCO} = \infty \text{ ohm}$ .

On rappelle qu'on peut aussi procéder dans le sens inverse pour retrouver ces résistances à partir des valeurs de ces paramètres ( $V_{CO}$ ,  $P_{MAX}$ , et  $I_{CC}$ ).

3. Après calcul des trois paramètres  $V_{COM}$ ,  $P_{MAXM}$ , et  $I_{CCM}$ , on procède à leur comparaison aux mêmes paramètres prévus  $V_{COP}$ ,  $P_{MAXP}$ , et  $I_{CCP}$  pour évaluation des symptômes S1, S2, et S3.
4. Le vecteur (S1, S2, S3) sera comparé à celui donné au tableau de signature qui constitue le dictionnaire des défauts pour décider sur le défaut qui par exemple provoque la diminution de la puissance.

Ainsi, l'algorithme de diagnostic de défaut pour notre système PV peut se récapituler selon la figure suivante:

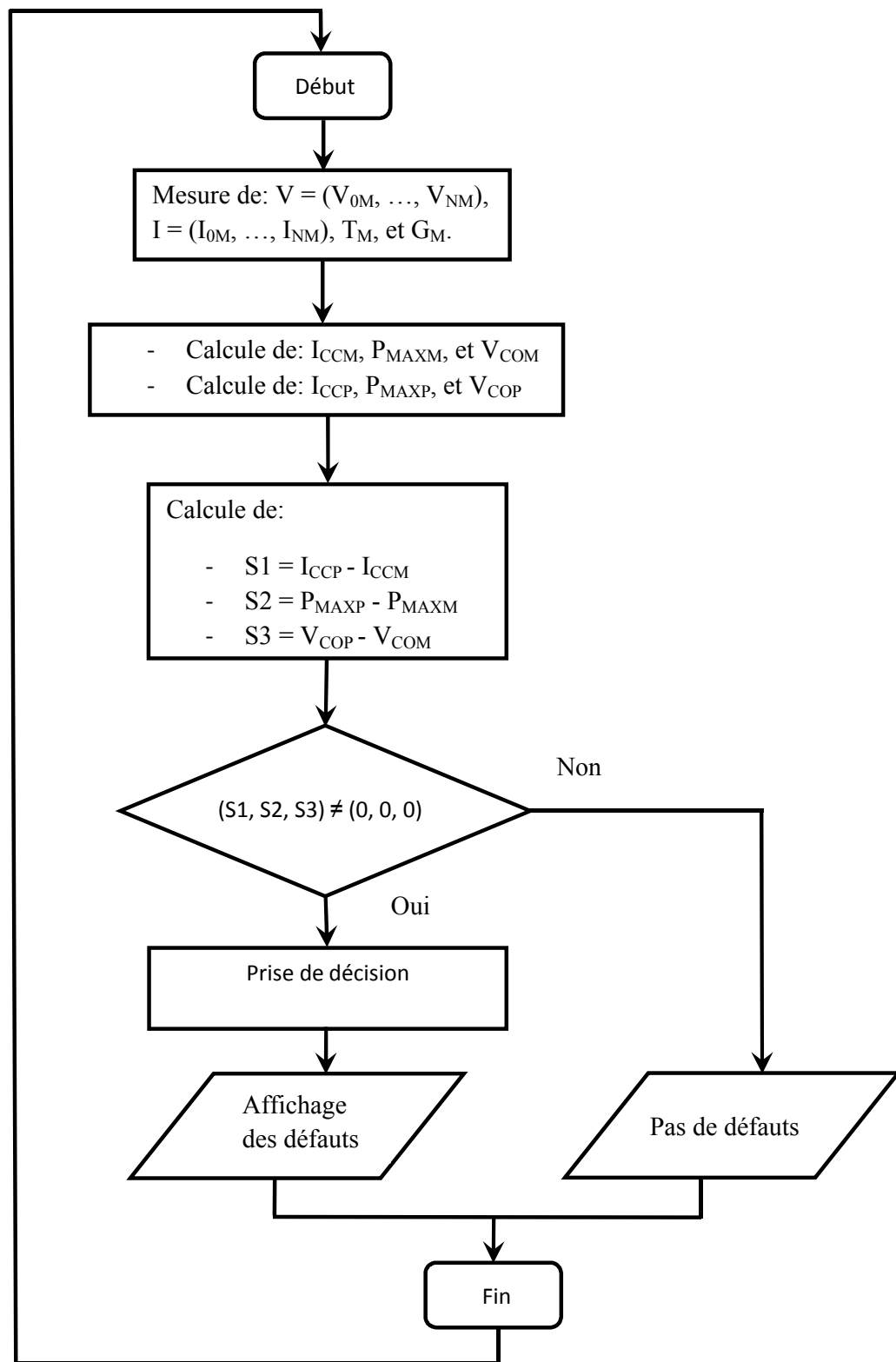


Figure IV-17 : Algorithme de Diagnostic d'un Système PV (ADSPV).

### IV-3-3 construction de l'algorithme de diagnostic des systèmes PV (ADSPV) basé sur la logique floue

L'analyse menée précédemment qui est basée seulement sur la détection de seuil, s'avère insuffisante pour la discrimination de la totalité des défauts choisis. On a introduit alors la logique floue afin de contourner ce problème par modification au niveau de la prise de décision mentionnée dans l'algorithme précédent dans la figure IV-17. Cette nouvelle analyse nous a permis à instaurer un nouveau algorithme de diagnostic qu'on présente dans le schéma suivant :

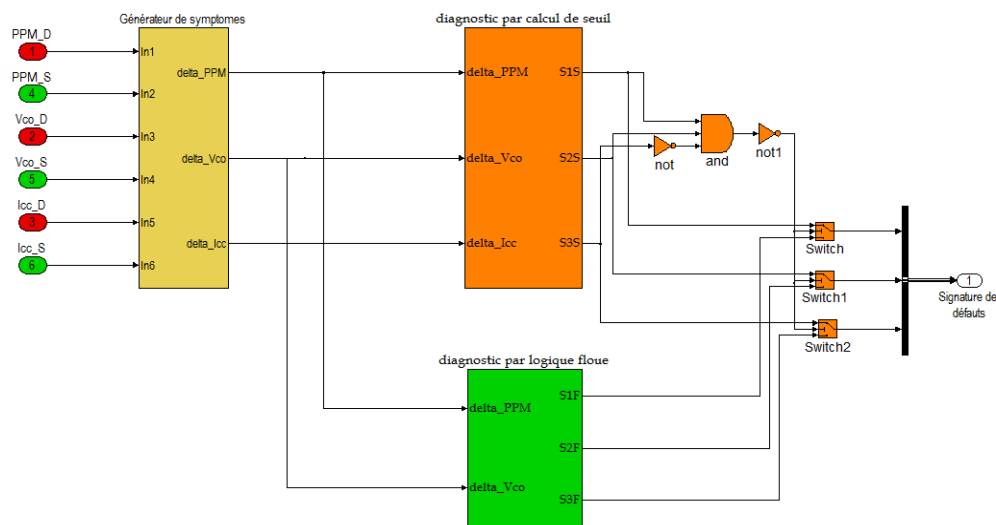


Figure IV-18 : Prise de décision en introduisant la logique floue.

Le générateur de seuil reste comme celui de la figure IV-17, et le bloc diagnostic par calcul de seuil reste aussi le même. Alors, la modification consiste en l'ajout du bloc diagnostic par logique floue (bloc en vert). Ce dernier, intervient seulement dans le cas où  $(S1, S2, S3) = (1, 1, 0)$ .

Pour construire un système de diagnostic flou, on a utilisé le système de la logique floue suivant :

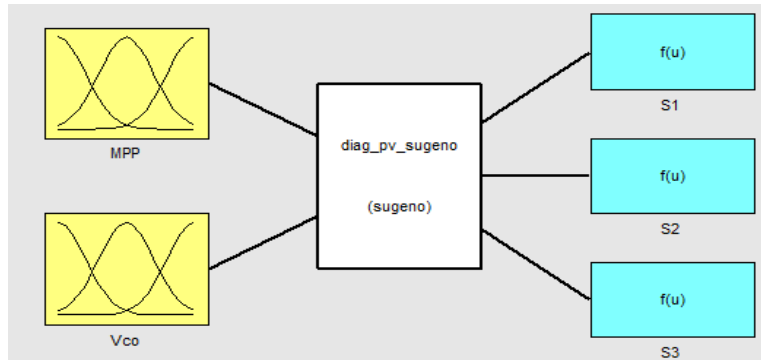


Figure IV-19 : le système de diagnostic flou utilisé, avec deux entrées, trois sorties, et la méthode de Takagi Sugeno Kang d'ordre 0.

Les entrées de ce système sont : PPM (puissance maximale du module PV), et Vco (tension de circuit-ouvert du module PV). Le choix de leurs fonctions d'appartenances et de leurs caractéristiques (forme, univers de discours, ...) sera traité dans les prochains paragraphes. Les sorties de notre système de diagnostic flou sont : S1, S2, S3 (les trois valeurs de sortie comprises entre 0 et 1). On peut avoir plus de bits selon le nombre de défauts à discriminer. Le choix de leurs fonctions d'appartenances et de leurs caractéristiques sera traité ultérieurement.

Les règles floues sont choisies de façon à discriminer les défauts qui ont la même signature binaire avant l'application de la logique floue comme le précise plus loin le paragraphe IV-5-4-2 . Nous donnerons dans ce qui suit les étapes de la logique floue exécutées dans notre nouvelle analyse comme décrites au chapitre III.

#### IV-3-3-1 fuzzification des entrées :

Comme s'est conclu au paragraphe IV-5-2-1, les défauts nécessitent plus d'analyse afin de faire leur discrimination. Ceci s'est effectué par un partage de la plage de variation possible des PPM et Vco en un certain nombre d'intervalles de discussion:

##### Pour PPM:

|               |              |                 |
|---------------|--------------|-----------------|
| 2.5-25 [Watt] | 25-45 [Watt] | 45-76.17 [Watt] |
|---------------|--------------|-----------------|

Cette répartition en trois intervalles est suivie par une opération de leur codage comme suit:

PPM\_P = [2.5-25] (petite baisse de la puissance maximale) ;

PPM\_M = [25-45] (moyenne baisse de la puissance maximale) ;

PPM\_G = [45-76.17] (grande baisse de la puissance maximale).

**Pour Vco:**

|                |                 |                   |
|----------------|-----------------|-------------------|
| 0.5-7.4 [Volt] | 7.4-14.8 [Volt] | 14.8-23.42 [Volt] |
|----------------|-----------------|-------------------|

L'opération de codage de ces trois intervalles s'est établie comme suit:

Vco\_P = [0.5-7.4] (petite baisse de la tension de circuit-ouvert) ;

Vco\_M = [7.4-14.8] (moyenne baisse de la tension de circuit-ouvert) ;

Vco\_G = [14.8-23.42] (grande baisse de la tension de circuit-ouvert).

Cette division nous permet de dire exactement lequel des 9 défauts considérés est le responsable de la baisse de production d'énergie de notre générateur photovoltaïque.

La fonction d'appartenance convenant pour notre analyse floue est la fonction trapézoïdale.

Ainsi, les fonctions d'appartenance des deux entrées du classificateur flou sont représentées sur la figure suivante:

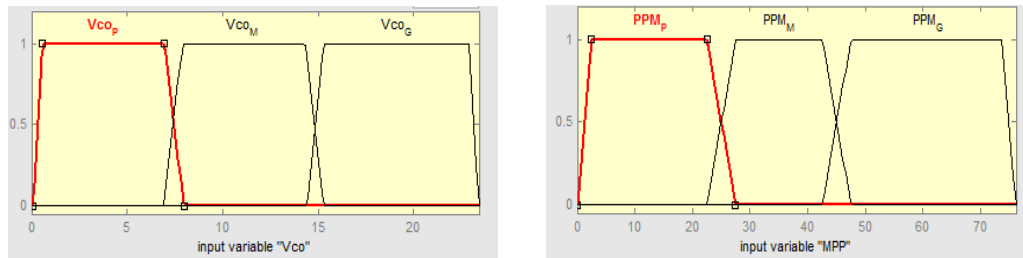


Figure IV-20 : Les fonctions d'appartenances des deux entrées du classificateur flou (PPM et Vco).

#### IV-3-3-2 L'application des règles d'inférences :

Afin de discriminer la totalité des défauts considérés, on a établi quatre règles d'inférences, qu'on cite comme suit:

1. Si (PPM est PPM\_G) et (V\_co est Vco\_P) alors (S1 est 0) ; (S2 est 0) ; (S3 est 1).  
Cette règle est construite, pour décider en cas où les deux symptômes se trouvant dans les sous-ensembles PPM\_G et Vco\_P que le défaut est D2.
2. Si (PPM est PPM\_M) et (V\_co est Vco\_P) alors S1 est 0 ; S2 est 1 ; S3 est 0.  
Cette règle est construite, pour qu'elle décide en cas de deux symptômes se trouvant dans les sous-ensembles PPM\_M et Vco\_P que le défaut est D7.
3. Si (PPM est PPM\_M) et (V\_co est Vco\_M) alors S1 est 0 ; S2 est 1 ; S3 est 1.  
Cette règle est construite, pour qu'elle décide en cas où les deux symptômes se trouvent dans les sous-ensembles PPM\_M et Vco\_M que le défaut est D8.
4. Si (PPM est PPM\_P) et (V\_co est Vco\_P) alors S1 est 1 ; S2 est 1 ; S3 est 0.  
Cette règle est construite, pour qu'elle décide, en cas où les deux symptômes se trouvent dans les sous-ensembles PPM\_P et Vco\_P, que le défaut est D9.

Ces règles peuvent être représentées de deux façons différentes :

- a- Soit par la matrice d'inférences suivante :

| PPM/Vco | Vco_P         | Vco_M         | Vco_G |
|---------|---------------|---------------|-------|
| PPM_P   | S11, S21, S30 |               |       |
| PPM_M   | S10, S21, S30 | S10, S21, S31 |       |
| PPM_G   | S10, S20, S31 |               |       |

*Tableau IV-3 : présentation des règles par matrice d'inférence.*

b- Où bien par un tableau d'inférence suivant :

| Règle N° | PPM   | Vco   | S1  | S2  | S3  |
|----------|-------|-------|-----|-----|-----|
| 1        | PPM_G | Vco_P | S10 | S20 | S31 |
| 2        | PPM_M | Vco_P | S10 | S21 | S30 |
| 3        | PPM_M | VcoM  | S10 | S21 | S31 |
| 4        | PPM_P | Vco_P | S11 | S21 | S30 |

*Tableau IV-4 : présentation des règles par tableau d'inférence.*

#### **IV-3-3-3L'application de la défuzzification :**

La défuzzification des sorties du classificateur flou se fait en utilisant la méthode de Takagi-Sugeno-Kang d'ordre zéro (voir paragraphe III-6-3-1), ce qui donne les fonctions d'appartenances des sorties sous forme d'une constante.

Ainsi, on a créé un sous-algorithme qui détecte le cas où  $(S1, S2, S3) = (1, 1, 0)$ . La figure IV-21 donne le sous-algorithme qui fait la discrimination des défauts du groupe-4 (voir IV-4).

#### **IV-3-3-4 nouvelle prise de décision**

A partir de l'analyse précédente, on a procédé à une légère modification de l'algorithme de la figure IV-17 au niveau de la prise de décision, qui se résume sera comme suit :

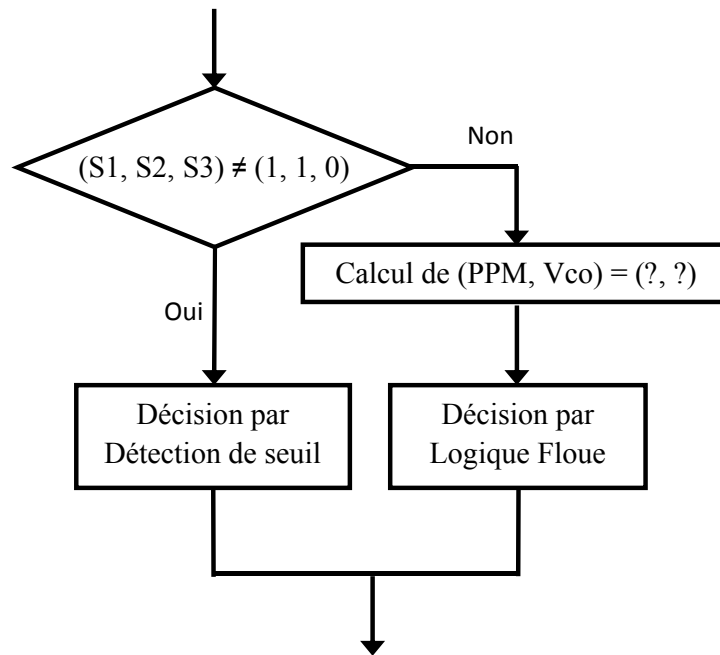


Figure IV-21 : Sous-algorithme de la prise de décision modifié d'un Système PV en introduisant la logique floue.

#### IV-3-3-5 codage des états et nouveau tableau de signatures

Après simulation de l'ensemble de défauts considérés, les résultats obtenus nous ont permis à l'aboutissement à de nouvelles signatures qu'on récapitule dans le tableau suivant :

| défauts | Les symptômes |                |               |
|---------|---------------|----------------|---------------|
|         | S1            | S2             | S3            |
| D1      | 1             | 0              | 0             |
| D2      | <u>0</u>      | <u>0.07262</u> | <u>0.9274</u> |
| D3      | 1             | 0              | 1             |
| D4      | 1             | 1              | 1             |
| D5      | 1             | 0              | 0             |
| D6      | 0             | 0              | 0             |
| D7      | <u>0</u>      | <u>1</u>       | <u>0</u>      |
| D8      | <u>0</u>      | <u>1</u>       | <u>1</u>      |
| D9      | <u>1</u>      | <u>1</u>       | <u>0</u>      |

Tableau IV-5 : Les signatures de chacun des symptômes pour chaque défaut après intégration de la logique floue.

Il est clairement remarqué à partir du tableau IV-5 que tous les défauts ont des signatures différentes sauf pour le cas du défaut D1 qui produit une signature identique à celle du défaut D5. Ce cas signifie que l'augmentation de la résistance série fournit les mêmes symptômes que la présence d'ombrage de type 1. Cette situation constituera l'objet d'une autre étude.

Pour le cas du défaut D2, on remarque qu'il a une signature non binaire ( $S1 = 0$ ,  $S2 = 0.07262$ ,  $S3 = 0.9274$ ), qui résulte du fait que les deux symptômes à l'entrée du classificateur flou se trouvent au niveau des modificateurs des ensembles classiques (voir figure IV-20).

#### IV-3-4 Problème d'augmentation de la résistance série

En cas d'arrêt d'analyse, l'algorithme ne détectera que des cas où il y a introduction des valeurs d'ombrage exactes et d'augmentation de résistance série (cas idéal) et qu'en effet ceci n'existe guère en pratique. Alors une analyse plus approfondie doit être menée.

En variant la résistance série entre 0 Ohm et l'infini, le défaut détecté par l'algorithme ne sera plus celui manifesté par la résistance série, alors on doit faire une étude plus rigoureuse

Suite à une simulation exhaustive avec la variation de la résistance du module PV, on a rassemblé les résultats obtenus au tableau suivant :

| Rsm (ohm) | S1    | S2    | S3    | Défaut manifesté      |
|-----------|-------|-------|-------|-----------------------|
| 0.001     | 0.020 | 0.005 | 0.000 | [000] : pas de défaut |
| 01.00     | 20.62 | 0.020 | 0.000 | [100] : D1            |
| 02.00     | 35.24 | 0.036 | 0.019 | [100] : D1            |
| 03.00     | 44.35 | 0.052 | 0.487 | [101] : D3            |
| 04.00     | 50.26 | 0.067 | 1.179 | [101] : D3            |
| 05.00     | 54.32 | 0.029 | 1.731 | [101] : D3            |
| 06.00     | 57.3  | 0.098 | 2.156 | [101] : D3            |
| 07.00     | 59.58 | 0.114 | 2.490 | [101] : D3            |
| 10.00     | 63.98 | 0.160 | 3.162 | [101] : D3            |
| 20.00     | 69.71 | 0.313 | 4.073 | [101] : D3            |
| 30.00     | 71.78 | 0.464 | 4.412 | [101] : D3            |
| 50.00     | 73.49 | 0.760 | 4.697 | [111] : D4            |

|       |       |       |       |            |
|-------|-------|-------|-------|------------|
| 100.0 | 74.81 | 1.467 | 4.920 | [111] : D4 |
| 500.0 | 75.90 | 5.855 | 5.103 | [111] : D4 |
| 750.0 | 75.99 | 7.806 | 5.119 | [111] : D4 |
| 900.0 | 76.02 | 8.781 | 5.124 | [111] : D4 |

*Tableau IV-6 : Variation des trois symptômes considérés avec la variation de la résistance série du module ( $R_{sm}$ ) entre 0 ohm et 900 ohms.*

A partir du tableau précédent, on remarque que l'algorithme agit vis-à-vis de la variation de la résistance série du module PV ( $R_{sm}$ ) de la façon suivante :

- 1- Si  $1 \text{ ohm} > R_{sm}$  : l'algorithme décide que le module est sans défaut.
- 2- Si,  $1 \text{ ohm} < R_{sm} < 2 \text{ ohm}$  : l'algorithme décide que le défaut est D1 (ombrage d'une seule cellule du groupe 1 à 50%).
- 3- Si,  $3 \text{ ohm} < R_{sm} < 30 \text{ ohm}$  : l'algorithme décide que le défaut est D3 (ombrage d'une cellule du groupe 1 et une autre du groupe 2 à 50%).
- 4- Si,  $50 \text{ ohm} < R_{sm}$  : l'algorithme décide que le défaut est D4 (ombrage d'une cellule du groupe 1 et une autre du groupe 2 à 100%).

Cet algorithme qu'on a élaboré est capable de discriminer presque la totalité des défauts choisis pour le diagnostic. Son exécution s'effectue en deux temps qui se résument comme suit :

- a- En premier temps, l'introduction de l'ensemble des défauts considérés d'une façon séparée (défauts singuliers) nous a permis d'obtenir un tableau qui contient les valeurs numériques des trois symptômes ( $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$ ), ensuite le seuillage nous a conduit à l'aboutissement aux valeurs binaires de ces trois derniers. Dans le tableau de signatures obtenues, les défauts ne sont pas totalement discriminés, mais plutôt rassemblés en 5 groupes où les défauts de chacun d'eux, quoique différents en nature, présentent la même signature. En groupe 4, par exemple, on dénombre 4 défauts qui ont la même signature.
- b- Dans le deuxième temps, on procède à la discrimination des défauts du même groupe (par exemple groupe 4), par introduction d'un classificateur flou.

#### **IV-5 conclusion**

Le chapitre IV constitue une étude qui est scindé en 2 parties et qui vise à traiter le problème de diagnostic des systèmes PV (en mode DC) avec l'analyse de la caractéristique I-V.

Dans la première partie on a établi une étude comparative entre différentes configurations utilisant le modèle de Bishop et le modèle simple à une seule diode. Par conséquent, on était convaincu après analyse des résultats de simulation que le modèle de Bishop est le plus adapté au diagnostic d'un générateur PV.

Dans la deuxième partie, il s'agit de la construction d'un algorithme qui se révèle capable de discriminer presque la totalité des défauts choisis pour le diagnostic. Cette opération a été réussie par emploi d'un classificateur flou.

# **Conclusion générale et perspectives**

## Conclusion général et perspectives

Dans le cadre du travail de ce mémoire, on s'est principalement intéressé au diagnostic des défauts dans la partie DC du générateur PV par analyse de la caractéristique courant-tension. L'objectif est de développer un algorithme qui peut discriminer la totalité des défauts considérés, en respectant les contraintes économiques et ergonomiques.

Pour aborder le diagnostic dans le domaine photovoltaïque, une brève étude bibliographique sur les différentes approches théoriques de diagnostic a été menée. Selon la méthode d'inférence que nous avons retenue comme approche pour solutionner le problème de diagnostic. La toute première étape consiste à établir une base de connaissance sur le comportement défaillant d'un système PV. La démarche proposée repose sur le principe d'addition de caractéristique I-V des cellules PV. Le modèle de Bishop a été choisi pour simuler le comportement de la cellule PV. Ce choix réside sur le fait que ce modèle peut simuler le comportement de la cellule PV en fonctionnement normal qu'en régime inverse.

En comparant la caractéristique I-V d'un modèle PV en fonctionnement sain et celle en fonctionnement défaillant pour les différents défauts considérés, trois symptômes en été retenus: réduction de la puissance maximale, réduction de la tension de circuit ouvert, réduction du courant de court-circuit.

Le choix du seuil pour chaque symptôme a été fait en considérant les différentes incertitudes (incertitude de modèle et de mesure) afin d'éviter les fausses alarmes et les problèmes de non détection.

Pour diagnostiquer le système PV on a divisé l'analyse en deux étapes: analyse basée sur la détection de seuil, et analyse reposant sur la logique floue. Dans la première situation, le diagnostic de défauts se fait seulement en considérant le seuil de chaque symptôme. Et dans la deuxième, le diagnostic est fait en introduisant la logique floue pour mieux discriminer les défauts.

Ce travail de mémoire a ouvert de nombreuses perspectives à cibler et qui se résument ainsi :

- utilisation du seuil adaptatif.
- cas des défauts multiples.
- prise en compte du paramètre temps par l'algorithme de diagnostic.

- robustesse du système de diagnostic vis-à-vis la variation de la condition de fonctionnement.
- Problème de confusion entre les défauts qui font apparaître les mêmes symptômes telle que la résistance série et l'ombrage partiel.
- validation des résultats de simulation par la pratique dès que le matériels sera disponible.
- Utilisation des techniques de l'intelligence artificielle pour le diagnostic des défauts des systèmes PV.

## Références

- [1] A.Houssein, N.Heraud, I.Souleiman, G.Pellet, "Monitoring and fault diagnosis of photovoltaic panels", EFEEA'10 International Symposium on Environment Friendly Energies in Electrical Applications, Ghardaïa, Algeria, 2-4 November 2010.
- [2] S.Spataru, et al. "Detection of increased series losses in PV arrays using Fuzzy Inference Systems", Aalborg University, Aalborg, 9220, Denmark, IEEE, pp.664-669, 2011.
- [3] Dossier thermique-Courier ES n°03, "effet photovoltaïque et fonctionnement des installations solaires isolées", Janvier 2000.
- [4] Y. Veschetti, "modélisation, caractérisation et réalisation de nouvelles structures photovoltaïques sur substrat de silicium mince", thèse de doctorat, université Luis Pasteur, Strasbourg 1, 2005.
- [5] A. Cid Pastor, "conception et réalisation de modules photovoltaïques électrique", thèse de doctorat, institut national des sciences appliquées, Toulouse, 2006.
- [6] S. Delencolos, "le solaire photovoltaïque", doc PDF, 2012.
- [7] S. Abdeslem, "Filtrage actif et contrôle de puissances: application aux systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau", mémoire de magistère, université Ferhat Abbas, Sétif, 2012.
- [8] K.Safia, L.Meriem, "contribution de l'effet des OTC sur les propriétés des cellules solaires: application aux structures: p-Si/n-Zno:Al", mémoire d'ingénieur, université Ferhat Abbas, Sétif, 2011.
- [9] R. Bettignies, "cellules photovoltaïques organiques dérivées de nouveau systèmes conjugués", Ecole Doctorale, Angers, 2003.
- [10] L.Bun, "Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV", thèse de doctorat, université de Grenoble, 2011.
- [11] Cahier Technique, "photovoltaïque 2010", Socomec SA, Strasbourg, 2010.
- [12] J. Birkel, P. Zahlmann, "protection contre des installations photovoltaïques : Exigences, procédures de test et applications pratiques", L'Artisan Electricien Electronicien N° 439 - Avril/Mai 2010.

- [13] S. Silvestre, A. Boronat, A. Chouder, "Study of bypass diodes configuration on PV modules", *Applied Energy* 86 (2009) 1632-1640.
- [14] V. Didier, "les onduleurs des systèmes photovoltaïques : fonctionnement, état de l'art et étude des performances", rapport HESPUL, Villeurbanne, 2007.
- [15] C. Bernard, C. Sebrao, B. Laval, C. Vaudour, "Panneau photovoltaïques et algorithme MPPT à base de logique floue", rapport rédigé dans le cadre de l'UV BA04-Energie renouvelables, automne 2009.
- [16] A. Ricaud, "modules et systèmes photovoltaïques", université de Savoie (Polytech' Savoie), sept 2008.
- [17] SMA Solar Technology AG, "indice de performance : facteur de qualité pour une installation photovoltaïque", Information technique, 2010.
- [18] T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, T. Oozeki, K. Kato, et al., "Experimental studies of fault location in PV module strings," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 93, pp. 1079-1082, 2009.
- [19] T. Rosario, "Commande et diagnostic des systèmes dynamiques : modélisation, analyse, commande par PID et par retour d'état, diagnostic", Ellipses Edition Marketing S.A., 2005.
- [20] J. W. BISHOP, "computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits", *Solar Cells*, vol.25, pp 73-89, 1988.
- [21] Z. Benjellouli, "contribution a la modélisation d'une cellule solaire", mémoire de magistère, université de Bechar, 2009.
- [22] A. Chouder, "Analysis, Diagnosis and Fault Detection in Photovoltaic Systems", Doctoral Thesis, Universitat Politecnica de Catalunya, 2010.
- [23] M.C. Alonso-Garcia, J.M. Ruiz, "Analysis and modeling the reverse characteristic of photovoltaic cells", *Solar Energy Materials & Solar Cells* 90 (2006) 1105–1120.
- [24] suntech, <http://www.suntechsolarpv.co.uk/>.
- [25] S. Simani, "Model-based fault diagnosis in dynamic systems using identification techniques", doctorate thesis, université degli Studi de REGGIO EMILIA, 2001.

- [26] P. Ripoll, "conception d'un système de diagnostic flou appliqué au moteur automobile", thèse de doctorat, université de Savoie, 1999.
- [27] G. B. Alers, "Photovoltaic Failure Analysis: Techniques for Microelectronics and Solar," in PV Module Reliability Workshop, Colorado, USA, 2011.
- [28] W. Dallas and et al., "Resonance ultrasonic vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers," Measurement Science and Technology, vol. 18, p. 852, 2007.
- [29] D. L. King, J. A. Kratochvil, M. A. Quintana and T. J. McMahon, "Applications for infrared imaging equipment in photovoltaic cell, module, and system testing," in Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Anchorage, AK , USA 2000, pp. 1487 – 1490.
- [30] L. Schirone and F. P. Califano, "Fault finding in a 1 MW photovoltaic plant by reflectometry"; in Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1994, pp. 846 849.
- [31] A. Chouder, S. Silvestre; "Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis"; Energy Conversion and Management; vol. 51, pp. 1929-1937, 2010.
- [32] 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," presented at the Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, 2002.
- [33] M. Miwa, S. Yamanaka, H. Kawamura and H. Ohno, "Diagnosis of a Power Output Lowering of PV Array with a  $(-dI/dV)$ -V Characteristic " presented at the Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Waikoloa, HI, 2006.
- [34] D. Sera, R. Teodorescu and P. Rodriguez, "Photovoltaic module diagnostics by series resistance monitoring and temperature and rated power estimation" in Industrial Electronics, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE Orlando, FL 2008, pp. 2195 – 2199.

- [35] IEC, "Photovoltaic System Performance Monitoring—Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis," in International Standard IEC 61724, ed, 1998.
- [36] B.Bouchon-Meunier, C.Marsal, "logique floue, principes, aide à la décision", Lavoisier, 2003.
- [37] Kiupel, N., and Frank, P. M., Process supervision with the aid of fuzzy logic, presented at IEEE/SMC Conference, Le Touquet, France, 1993.
- [38] Frélicot, C., Un système adaptif de diagnostic par reconnaissance des formes floue, Thèse, Univ. de Technologie de Compiègne, 1992.
- [39] F.Fernandez et al. "Optimization of the Fuzzy Partition of a Zero-order Takagi-Sugeno Model", 11<sup>th</sup> Information Processing and Management in Knowledge based systems, 2006.
- [40] A.Luque, S.Hegedus, "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering", 2003, John Wiley & Sons Ltd, the Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England
- [41] P.M.Frank, "Fuzzy Logic and Neural Network Applications to Fault Diagnosis", International Journal of Approximate Reasoning 1997; 16:67-88.