

Université Mohamed Khider – Biskra
Faculté des Sciences et de la technologie
Département : Génie Electrique
Ref :.....



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم: الهندسة الكهربائية
المرجع:.....

Thèse présentée en vue de l'obtention
Du diplôme de Docteur en 3^{ème} Cycle D-LMD

Option : Energies renouvelables

Diagnostic des systèmes photovoltaïques par les techniques d'intelligence artificielle

Présentée par :
BOUZAHER ABDELHAMID

Soutenue publiquement le 15 /02 / 2024

Devant le jury composé de :

Pr NAIMI DJEMAI	Professeur, Université de Biskra	Président
Pr. TERKI AMEL	Professeur, Université de Biskra	Encadreur
Pr ZOUZOU SALAH-EDDINE	Professeur, Université de Biskra	Co-encadreur
Pr SEMAOUI ISMAIL	Directeur de recherche, centre de recherche Bouzareah	Examinateur
Pr. HADRI HAMIDA AMEL	Professeur, Université de Biskra	Examinateur

Dédicaces

اهدي هذا العمل:

إلى والدي رحمه الله وعسى أن يجعله في ميزان حسناته.

إلى والدي حفظها الله راجيا أن أكون قد وفقت لتحقيق حلمها.

إلى زوجتي الغالية وأبنائي وبناتي الذين ضحوا معي لتحقيق هذا الحلم.

إلى كل من علمني حرفا أو ساهم من قريب أو بعيد في تكويني.

أقف عاجزا عن شكركم جميعا

Remerciements

Tout d'abord, Je remercie, en premier lieu, **ALLAH le Tout-puissant** de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce travail.

Je tiens à remercier Madame **TERKI Amel**, Professeur à l'Université de Biskra, qui m'a encadré tout au long de cette thèse et qui m'a fait partager ses connaissances. Qu'elle soit aussi remerciée pour sa gentillesse, sa disponibilité permanente et ses encouragements qu'elle m'a prodiguée.

Aussi je tiens à exprimer toutes mes gratitude et remerciements a Mr **ZOUZOU SALAH-EDDINE**, Professeur à l'Université de Biskra, de l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'être Co-encadreur de cette thèse et pour sa contribution, son aide, ses critiques et toutes ses encouragements qu'il m'a prodigués durant la période de la thèse.

Je voudrais, également, exprimer ma gratitude à Tous les membres du **laboratoire de génie électrique de l'université de Biskra LGEB**, pour toutes leurs aides et encouragements durant la période de la thèse.

J'adresse, également, toutes mes gratitude et remerciements aux **membres du jury : Pr. HAMIDA HADRI AMEL, Pr. SMAOUI ISMAIL et Pr. NAIMI DJEMAI** qui ont eu l'amabilité de lire ce travail, de l'enrichir et de le discuter.

Finalement un Grand remerciement a toutes les personnes ayant contribués de près ou de loin a ma formation durant toute ma vie.

الملخص :

لا يقتصر حسن أداء الألواح الشمسية على التصميم ومواد التصنيع، ولكنها تتأثر بشدة بالأعطال التي يمكن أن تنشأ أو على الأقل تقلل من أدائها. و من أجل الحد من هذه الاختلالات فإنه من الضروري التعرف عليها بمجرد ظهورها، وفي هذا الإطار تم اقتراح العديد من التقنيات والطرق كما مكنتنا دراسة التقنيات الخاصة بأساليب التشخيص الحديثة من اقتراح طريقة تشخيص في هذا العمل تعتمد على استخدام القيمة القصوى لتيار الدائرة القصيرة وعامل الشكل كمعطيات. بالإضافة إلى تيار الدائرة القصيرة الذي تم اختياره من قبل غالبية الأعمال كأحد بيانات الإدخال في تشخيص وكشف الأعطال، يقترح هذا العمل استخدام معيار جديد وهو عامل الشكل من أجل تشخيص أخطاء مختلفة بطريقة أكثر موثوقية، حيث يتم إجراء التشخيص على مرحلتين: المرحلة الأولى من التشخيص تعتمد على اكتشاف حد العتبة، حيث يتم تحديد العيوب فقط من خلال الاعتماد على قيمة العتبة و ترجمته الى تشخيص للعطل مباشرة، بينما تستخدم المرحلة الثانية من التشخيص تقنيات الذكاء الاصطناعي، خاصة للحالات التي تقدم نفس الترجمة للأعطال. في نهاية هذا العمل، يمكن اقتراح طريقة مبسطة لتشخيص الأخطاء، بناءً على استخدام القيمة القصوى لتيار الدائرة القصيرة وعامل الشكل و ذلك مع الاستعانة بتقنيات الذكاء الاصطناعي وتسمح لنا هذه المنهجية بالتشخيص الفعال لوجود أعطال أو عيوب في الألواح الكهروضوئية.

الكلمات المفتاحية: طاقة شمسية - تشخيص - كشف أعطال - لوحة ضوئية - الذكاء الاصطناعي

Résumé :

La performance d'un module photovoltaïque n'est pas limitée en termes de conception et de matériaux de construction de ce dernier, mais elle est fortement affectée par des défauts qui peuvent perturber ou au moins minimiser leurs performances. Afin de faire face à ces dysfonctionnements, il est primordial de les identifier dès leur apparition. Plusieurs techniques et méthodes ont été proposées dans ce cadre. Une revue de la littérature des méthodes de diagnostic récentes, nous a permis de proposer dans ce travail une méthode de diagnostic basée sur l'utilisation de la valeur du courant de court-circuit et du facteur de forme comme paramètres d'entrée.

En plus du courant de court-circuit choisi par la majorité des travaux comme données d'entrée dans le diagnostic et la détection des défauts, ce travail propose l'utilisation d'un nouveau critère qui est le facteur de forme afin d'affiner et de fiabiliser le diagnostic des différents défauts. Le diagnostic sera effectué en deux étapes : la première étape du diagnostic est basée sur la détection de seuil, dans laquelle l'identification des défauts est faite uniquement en considérant le seuil et par conséquent la signature de chaque symptôme, tandis que la deuxième étape de diagnostic utilise les techniques d'intelligence artificielle, en particulier pour les cas présentant les mêmes signatures de défaillance. Au terme de ce travail, une méthode simplifiée de diagnostic des défauts peut être proposée, basée sur l'utilisation du facteur de forme et de la valeur du courant de court-circuit en utilisant des techniques d'intelligence artificielle. Cette méthodologie nous permet de diagnostiquer efficacement la présence de défauts sur les modules photovoltaïques.

Mots clés : Énergie solaire - Diagnostic - Détection de défauts – modules photovoltaïque- Intelligence artificielle

Abstract:

The performance of a solar panel is not limited in terms of its design and construction materials, but it is greatly affected by faults that can disrupt or at least minimize its performance. In order to deal with these faults, it is important to identify them as soon as they appear. Several techniques and methods have been proposed.

A literature review of recent diagnostic methods has enabled us to propose in this work a diagnostic method based on the use of the value of the short-circuit current and the fill factor as input parameters.

In addition to the short-circuit current chosen by the majority of studies as input data for fault diagnosis and detection, this work proposes the use of a new criterion, the fill factor, in order to refine the diagnosis of the various faults and make it more reliable. Diagnosis will be carried out in two stages: the first one is based on threshold detection, in which fault identification is carried out simply by considering the threshold and consequently the signature of each symptom, while the second stage uses artificial intelligence techniques, particularly for cases presenting the same fault signatures. At the end of this work, a simplified fault diagnosis method can be proposed, this method is based on the use of the value of the short-circuit current and the fill factor using artificial intelligence techniques. This methodology enables us to effectively diagnose the presence of faults on photovoltaic panels.

Keywords: Solar energy - Diagnostics - Fault detection - Photovoltaic panel- Artificial intelligence

TABLE DES MATIERES

Liste des Figures.....	H
Liste des Tableaux.....	L
Introduction Générale.....	13
CHAPITRE I : Etat de l'art	15
Introduction	16
I. Description d'un système photovoltaïque.....	17
I.1. Principe général.....	17
I.2.Caractéristique courant-tension cellules photovoltaïques.....	18
I.3. Le courant de court circuit (I_{cc}).....	19
I.4. La tension de circuit ouvert (V_{oc}).....	19
I.5. Le point de Puissance Maximal (MPP).....	19
I.6. Le Facteur de forme.....	20
I.7. Le rendement de conversion d'énergie.....	20
I.8. Influence de la variation des paramètres externes sur un système photovoltaïque.....	21
I.8.1. Influence de la variation de l'ensoleillement.....	21
I.8.2. Influence de la variation de température.....	22
I.9. Influence de la variation des paramètres internes sur un système photovoltaïque.....	25
I.9.1. Influence de la variation de la résistance série.....	25
I.9.2. Influence de la variation de la résistance shunt.....	26
I.10.Méthode de détection et de diagnostique des défauts sur un module photovoltaïque.....	28
I.10.1.Méthode de détection et de diagnostique non électriques.....	28
I.10.2.Méthode de détection et de diagnostique via camera thermographique.....	28
I.10.3.Méthodes de détection et de diagnostique via traitement d'image...	31
I.11.Les méthodes de détection et de diagnostique basées sur les mesures et l'analyse des paramètres électriques.....	33
I.11.1.Analyse de la caractéristique courant/tension (caractéristique I-V)	33
I.11.2.Analyse du point de fonctionnement.....	34
I.11.3.Analyse de la puissance et de l'énergie produite.....	34
I.12.Les méthodes de détection et de diagnostique basées sur les Techniques d'intelligence artificielle.....	34
I.12.1.Systèmes experts.....	35
I.12.2.Les réseaux de neurones artificiels (ANN).....	37
I.12.3. Les algorithmes Génétiques.....	39
I.12.4. Logique floue.....	39
I.12.5. Méthodes hybrides.....	40

TABLE DES MATIERES

Conclusion.....	40
CHAPITRE II : Les défauts d'un module photovoltaïque.....	41
Introduction	42
II.1. Terminologie relative aux disfonctionnement d'un système PV.....	43
II.2. Les défauts dans un module PV.....	44
II.3. Défauts d'ombrage	45
II.3.1. Défaut d'ombrage homogène.....	45
II.3.2. Défaut d'ombrage non homogène ou Mismatch	47
II.4. Le Défaut de la poussière	49
II.5. Le Défaut de Point chaud	52
II.6. Le Défaut de la Diode de dérivation (By-pass).....	56
II.7. Le Défaut d'augmentation de la résistance.....	58
II.8. Le Défaut de diminution de la résistance shunt.....	59
II.9. Autres défauts.....	60
Conclusion	61
CHAPITRE III : Modélisation du module photovoltaïque et des défauts....	62
Introduction	63
III.1. Modélisation Electrique d'une cellule photovoltaïque.....	64
III.2. Modèle simplifié à une diode.....	64
III.3. Modèle détaillé à une diode	66
III.4. Modèle à deux diodes	67
III.5. Modèle de Bishop	68
III.6. Comparaison des propriétés des différents modèles	70
III.7. Modélisation Electrique d'un module photovoltaïque.....	72
III.8. Simulation de l'effet de l'éclairement sur les caractéristiques $I=f(V)$ et $P=f(V)$	73
III.9. Simulation de l'effet de changement de la température sur les caractéristiques $I=f(V)$ et $P=f(V)$	74
III.10. Simulation des défauts les plus probables sur le module photovoltaïque.....	75
III.10.1. Simulation défaut d'accumulation poussière.....	75
III. 10.2. Simulation défaut d'ombrage partiel	76
III. 10.3. Simulation défaut d'ombrage Total	77
III. 10.4. Simulation défaut d'existence d'un point chaud.....	77
III. 10.5. Simulation défaut diode de By-pass en court circuit	78
III. 10.6. Simulation défaut d'augmentation de la résistance série.....	79
III. 10.7. Simulation défaut combiné d'accumulation de poussière et d'ombrage partiel	80
III. 10.8. Simulation défaut combiné d'accumulation de poussière et d'ombrage total	81

III. 10.9. Simulation défaut combiné d'accumulation de poussière et l'existence d'un point chaud	82
Conclusion	82
CHAPITRE IV : Diagnostique Des Défaits D'un Système Photovoltaïque Par Les Techniques D'intelligence Artificielle.....	83
Introduction	84
IV.1. Diagnostic d'un module PV à base de la logique floue	85
IV.2. Principes générales de la logique floue	85
IV.3. Principe du système de diagnostic flou pour un système PV proposé..	86
IV.4. Système photovoltaïque choisi et ses caractéristiques	89
IV.5. Défaits sélectionnés pour le diagnostic du système PV	91
IV.6. Simulation du modèle et des défauts	92
IV.7. Seuils de sensibilisation.....	95
IV.8. Illustration des signatures des défauts simulés.....	96
IV.9. Diagnostique des défauts basé sur la combinaison (facteur de forme FF et le courant I_{cc})	97
IV.10. Le système de logique floue proposé.....	97
IV.11. Résultats et discussions	100
Conclusion.....	102
Conclusion Générale.....	103
Bibliographie.....	105

LISTE DES SYMBOLES

LISTE DES SYMBOLES

I :	Courant de la cellule
V :	Tension au bornes de la cellule
I_0 :	courant de saturation de la diode.
V_d :	Tension appliqué a la diode.
I_d :	Courant passant par la diode
N :	facteur d'idéalité de la diode
k :	constante de Boltzmann.
q :	charge électrique (en coulomb).
T :	température en Kelvin.
V_{oc} :	tension à vide
I_{cc} :	courant court-circuit
I_{ph} :	courant photonique régi par la source du courant en fonction des radiations solaires.
L_n :	longueurs de diffusion des électrons
L_p :	longueurs de diffusion des trous
V_{opt} :	Tension optimale
I_{opt} :	Courant optimal
MPP :	Le point de fonctionnement en puissance maximale
FF :	Facteur de forme
P_{max} :	la puissance électrique max produite
η :	le rendement de la conversion d'énergie.
P_0 :	L'énergie reçue sous forme lumineuse.
T_c :	La température de la cellule.
T_a :	La température ambiante.
NOCT :	La température nominale de fonctionnement de la cellule, une valeur constante donnée par les constructeurs.
R_s :	Résistance série
R_{sh} :	Résistance shunt
I_s :	Courant passant par la Résistance série
I_{sh} :	Courant passant par la Résistance shunt
V_t :	Tension de claquage spécifique au semi-conducteur.
V_j :	Tension aux bornes de la branche shunt.

LISTE DES FIGURES

Figure I.1. Cellules PV assemblées en séries.....	18
Figure I.2. Caractéristique I-V de la cellule dans les conditions de références.....	18
Figure I.3. Point de puissance maximale sur caractéristique I-V de la cellule.....	19
Figure I.4. Influence de la variation de l'ensoleillement sur le courant de charge de la cellule.....	21
Figure I.5. Influence de la variation de l'ensoleillement sur la puissance produite par la cellule.....	22
Figure I.6. Influence de la variation de la température ambiante sur le courant de charge de la cellule	23
Figure I.7. Influence de la variation de la température ambiante sur le courant de charge de la cellule (Agrandissement).....	23
Figure I.8. Influence de la variation de la température ambiante sur la puissance produite par la cellule.....	24
Figure I.9. Influence de la variation de la température ambiante sur la puissance produite par la cellule (Agrandissement).....	24
Figure I.10. Influence de la variation de la résistance série R_s sur le courant de charge de la cellule.....	25
Figure I.11. Influence de la variation de la résistance série R_s sur la puissance produite par la cellule.....	25
Figure I.12. Influence de la variation de la résistance shunt R_{sh} sur le courant de charge de la cellule.....	26
Figure I.13. Influence de la variation de la résistance série R_s sur le courant de charge de la cellule (Agrandissement).....	26
Figure I.14. Influence de la variation de la résistance shunt R_{sh} sur la puissance produite par la cellule.....	27
Figure I.15. Influence de la variation de la résistance shunt R_{sh} sur la puissance produite par la cellule (Agrandissement).....	27
Figure I.16. L'allure de la caractéristique I-V en mode défaillant comparée à celle en état sain.....	33
Figure I.17. L'organisation du système expert autonome.....	36
Figure I.18. L'organisation du système expert Combiné.....	36
Figure I.19. L'organisation de la méthode des réseaux neurones.....	37
Figure .II.1. Ombrage homogène sur l'ensemble des cellules d'un module PV.....	46
Figure II.2. Influence d'ombrage a 20% sur l'ensemble des cellules d'un module PV - Courant.....	46
Figure II.3. Influence d'ombrage a 20% sur l'ensemble des cellules d'un module PV - Puissance.....	46
Figure II.4. Exemples Caused un défaut d'ombrage Mismatch sur les cellules d'un module PV.....	47

LISTE DES FIGURES

Figure II.5. Influence d'ombrage partiel sur les propriétés d'un module PV - Courant.....	47
Figure II.6. Influence d'ombrage partiel sur les propriétés d'un module PV - Puissance.....	48
Figure II.7. Poussière dans l'air (Vent de sable) causant un défaut d'ombrage sur les cellules des modules PV.....	49
Figure II.8. Influence de la poussière dans l'air causant un défaut d'ombrage sur l'ensemble des cellules sur les propriétés d'un module PV- Courant.....	50
Figure II.9. Influence de la poussière dans l'air causant un défaut d'ombrage sur l'ensemble des cellules sur les propriétés d'un module PV- Puissance.....	50
Figure II.10. Accumulation de la poussière sur les cellules d'un module PV..	51
Figure II.11. Influence de l'accumulation de la poussière causant un défaut d'ombrage de différents degrés de gravité sur l'ensemble des cellules sur les propriétés d'un module PV- Courant.....	51
Figure II.12. Influence de l'accumulation de la poussière causant un défaut d'ombrage de différents degrés de gravité sur l'ensemble des cellules sur les propriétés d'un module PV- Puissance.....	52
Figure II.13. Défaut point chaud localisé sur quelques cellules d'un module PV.....	53
Figure II.14. Fonctionnement des diodes de dérivation (By-pass) en cas d'existence d'un point chaud sur un module PV.....	53
Figure II.15. Influence de l'existence d'un point chaud sur les propriétés d'un module PV ayant deux diodes de By-pass – Courant.....	54
Figure II.16. Influence de l'existence d'un point chaud sur les propriétés d'un module PV ayant deux diodes de By-pass – Puissance.....	54
Figure II.17. Influence de la température élevée d'un point chaud de différents degrés de gravité sur les cellules adjacentes d'un module PV en fonction de leur distance.....	55
Figure II.18. Influence de la température élevée de 5°C sur le courant d'un module PV.....	56
Figure II.19. Influence de la température élevée de 5°C sur la Puissance d'un module PV.....	56
Figure II.20. Influence du défaut court circuit sur le courant d'un module PV ayant deux diodes dont un est en court circuit.....	57
Figure II.21. Influence du défaut court circuit la puissance d'un module PV ayant deux diodes dont un est en court circuit.....	58
Figure II.22. Influence du défaut Augmentation de résistance série sur le courant d'un module PV.....	59
Figure II.23. Influence du défaut Augmentation de résistance série sur la Puissance d'un module PV.....	59
Figure II.24. Influence du défaut de diminution de la résistance shunt sur le courant du module PV.....	60
Figure II.25. Influence du défaut de diminution de résistance shunt sur la puissance du module PV.....	60

LISTE DES FIGURES

Figure III.1. Circuit Equivalent du modèle simplifié a une diode.....	64
Figure III.2. Les propriétés de courant et de la puissance du modèle simplifié a une diode.....	65
Figure III.3. Circuit Equivalent du modèle détaillé a une diode.....	66
Figure III.4. Les propriétés de courant et de la puissance du modèle détaillé à une diode.....	67
Figure III.5. Circuit Equivalent du modèle a deux diodes.....	67
Figure III.6. Les propriétés de courant et de la puissance du modèle à deux diodes.....	68
Figure III.7. Circuit Equivalent du modèle de Bishop.....	69
Figure III.8. Les propriétés de courant et de la puissance du modèle Bishop.....	70
Figure III.9. Les propriétés des courants des différents modèles de cellules PV.....	70
Figure III.10. Zoom sur les propriétés des courants des différents modèles de cellules PV.....	71
Figure III.11. Les propriétés des Puissances des différents modèles de cellules PV.....	71
Figure III.12. Zoom sur les propriétés des courants des différents modèles de cellules PV.....	71
Figure III.13. La caractéristique I-V du module simulé.....	72
Figure III.14. La caractéristique P-V du module simulé.....	73
Figure III.15. La caractéristique I-V du module pour différents niveaux d'éclairément.....	73
Figure III.16. La caractéristique P-V du module pour différents niveaux d'éclairément.....	74
Figure III.17. La caractéristique I-V du module pour différents Températures.....	74
Figure III.18. La caractéristique P-V du module pour différents Températures.....	74
Figure III.19. La caractéristique I-V du module pour différents Taux d'accumulation de poussière.....	75
Figure III.20. La caractéristique P-V du module pour différents Taux d'accumulation de poussière.....	75
Figure III.21. La caractéristique I-V du module pour différents degrés d'ombrage partiel.....	76
Figure III.22. La caractéristique P-V du module pour différents degrés d'ombrage partiel.....	76
Figure III.23. La caractéristique I-V du module pour différents degrés d'ombrage total.....	77
Figure III.24. La caractéristique P-V du module pour différents degrés d'ombrage total.....	77
Figure III.25. La caractéristique I-V d'un module ayant un point chaud....	78
Figure III.26. La caractéristique P-V d'un module ayant un point chaud....	78

LISTE DES FIGURES

Figure III.27. La caractéristique P-V du module pour différents Températures.....	79
Figure III.28. La caractéristique P-V du module pour différents Températures.....	79
Figure III.29. La caractéristique I-V du module pour différents Valeurs de Rs.....	80
Figure III.30. La caractéristique P-V du module pour différents Valeurs de Rs.....	80
Figure III.31. La caractéristique I-V du module ayant un Défaut combiné d'accumulation de poussière et d'ombrage partiel.....	80
Figure III.32. La caractéristique P-V du module ayant un Défaut combiné d'accumulation de poussière et d'ombrage partiel.....	81
Figure III.33. La caractéristique I-V du module ayant un Défaut combiné d'accumulation de poussière et d'ombrage total.....	81
Figure III.34. La caractéristique P-V du module ayant un défaut combiné d'accumulation de poussière et d'ombrage total.....	81
Figure III.35. La caractéristique I-V du module ayant un défaut combiné d'accumulation de poussière et d'existence d'un point chaud.....	82
Figure III.36. La caractéristique P-V du module ayant un défaut combiné d'accumulation de poussière et d'existence d'un point chaud.....	82
Figure. IV.1. Structure générale d'un Système Flou.....	85
Figure .IV.2. Organigramme de la méthode de détection de défaut proposée.....	88
Figure .IV.3. simulation d'une cellule PV	89
Figure .IV.4. simulation d'un module PV.....	90
Figure.IV.5. Résultats de simulation du module PV proposé.....	90
Figure .IV.6. Modèle proposé pour la simulation du module PV et ses défauts.....	93
Figure .IV.7. système de logique floue proposé.....	98
Figure .IV.8. Les intervalles d'appartenance des valeurs du courant maximale.....	98
Figure .IV.9. Les intervalles d'appartenance des valeurs du Facteur de forme.....	99
Figure .IV.10. Les valeurs des différentes sorties du système proposé.....	100

LISTE DES TABLEAUX

TAB. III.1 : Caractéristiques électriques du module DM100 de DIMEL...	72
TAB.IV.1. Tableau des défauts simulés.....	92
TAB.IV.2. Tableau de résultats des défauts simulés.....	94
TAB.IV.3. Tableau des seuils de sensibilisation.....	95
TAB.IV.4. Tableau signatures des défauts simulés.....	96
TAB.IV.5. Tableau catégorisation des défauts simulés.....	97
TAB.IV.6. Tableau intervalles d'appartenance des valeurs de facteur de forme FF.....	99
TAB.IV.7. Tableau intervalles des valeurs de facteur de forme FF pour les valeurs moyennes de I_{cc}.....	101
TAB.IV.8. Tableau intervalles des valeurs de facteur de forme FF pour les valeurs Grandes de I_{cc}.....	102

INTRODUCTION GENERALE :

A nos jours l'énergie solaire est devenue une source renouvelable d'électricité propre très sollicitée surtout après la nette amélioration des rendements des modules photovoltaïques suite au développement que connaît les sciences des matériaux semi-conducteurs à travers le monde [1]. Cette source d'énergie est devenue une alternative incontournable aux autres sources d'énergies conventionnelles en voie d'épuisement tel que le pétrole et le GAZ. Cette nouvelle énergie a été peu exploitée jusqu'au début des années 60 où elle a connu un développement important poussé principalement par les besoins des applications spatiales [2].

Les systèmes d'énergie photovoltaïque (PV) ont fait l'objet d'une attention accrue au cours de la dernière décennie en raison des nombreux avantages qu'ils présentent, notamment tels que: c'est une source d'énergie disponible dans le monde entier, une source d'énergie propre, ayant un fonctionnement silencieux, une installation modulaire et facile à installer, une méthode fiable de conversion de l'énergie et la possibilité d'être installée et/ou intégrée un peu partout. Par conséquent, le nombre des systèmes photovoltaïques a augmenté rapidement dans le monde entier [2].

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique caractérisé certains matériaux nommés les semi-conducteurs. Il est basé sur trois principes physiques qui se récapitulent en : l'absorption de lumière par l'une des couches de la cellule photovoltaïque, la transformation d'énergie des photons en charges électriques et finalement la collecte de ces charges. Un module ou un module PV est constitué généralement de plusieurs cellules photovoltaïques, et représente la partie la plus importante d'un système photovoltaïque.

Il est clair donc que le module PV représente l'organe primordial d'un système PV, ce module est sujet à différentes sortes de défaillances qui peuvent l'affecter surtout en raison des conditions de fonctionnement externes. Les défaillances des modules PV sont causées principalement par : les effets d'ombrage dans toutes ses formes, et la défaillance des matériaux desquels les modules PV sont construits causant l'apparition des points chauds ou au vieillissement des modules [1].

Ces défauts peuvent dramatiquement affecter notre module PV de point de vue rendement énergétique ainsi que la sécurité et la fiabilité de l'ensemble de l'installation photovoltaïque, s'ils ne sont pas détectés et corrigés rapidement [1]. Les méthodes de détection et de

INTRODUCTION GENERALE

diagnostic des défauts sont alors indispensables pour assurer la fiabilité du système, et garantir le fonctionnement à haut rendement et la sécurité de l'installation photovoltaïque.

Plusieurs techniques et méthodes ont été proposés. Ces dernières sont classées selon la littérature en méthodes statistiques, méthodes analytiques, méthodes d'intelligence artificielle ...

Dans ce travail de thèse, nous nous intéressons spécifiquement aux défaillances dites opérationnelles qui peuvent affecté un module PV, et l'objectif de la thèse est de proposer une méthode de diagnostic des défaillances des modules PV via l'une des techniques de l'intelligence artificiel. Plusieurs types et causes des défaillances des modules photovoltaïques (PV) sont présentés dans cette thèse, puis une méthode pour la détection et le diagnostic de ces défaillances en utilisons la logique floue qui fait partie des techniques d'intelligence artificiel est proposée.

Ce travail est organisé en quatre chapitres qu'on décrit comme suit:

Nous aborderons dans le premier chapitre la description d'un système photovoltaïque, la caractéristique Courant –Tension des cellules photovoltaïques et leur principe de fonctionnement, le courant de court circuit, la tension du circuit ouvert, la puissance fournie et le Facteur de forme de cette cellule. En suite l'influence de variation des paramètres externes (Irradiation, température ambiante) et internes (résistances : Shunt et série). Aussi nous allons essayer de passer en revue et de discuter les différentes méthodes proposés dans la littérature pour le diagnostic des défaillances peuvent atteindre un module PV. Ces méthodes de diagnostic varient et se distinguant entre elles en faisabilité, rapidité, complexité, et capacité d'identification de la majorité des défauts.

Dans le deuxième chapitre de ce travail on traitera une collection de ces défauts les plus probables dans le quotidien pratique du domaine des modules PV. Aussi lors du choix des défauts pour la simulation on a supposé des défauts de différents degrés de gravité afin de pouvoir fonctionner sur toutes les zones de sensibilité de notre installation photovoltaïque. En suite et a fin de se rapprocher le plus possible de la réalité on a essayé de combiner quelques défauts en même temps car la plus parts des défauts sont simultanés mais avec degrés de gravité différents, et la somme de ces derniers pourra dépasser les limites de fonctionnement tolérables.

INTRODUCTION GENERALE

Sur le troisième chapitre, nous nous avons concentré sur la modélisation d'un module photovoltaïque est sur tout chercher à comprendre ce qui se passe, et le décrire de manière mathématique, a travers des équations afin d'étudier son fonctionnement, optimiser sa conception, et prévoir son comportement face aux divers dysfonctionnements. L'objectif principal de ce chapitre est la modélisation de la cellule et du module photovoltaïque en décrivent les différents modèles proposés pour la cellule PV, ensuite la modélisation d'un module PV, et la simulation via MATLAB SIMULINK de leurs fonctionnements, et propriétés.

Le quatrième chapitre a été consacré a la proposition d'une méthode de diagnostique des défauts d'un système photovoltaïque par les techniques d'intelligence Artificielle basé sur l'utilisation facteur de forme FF, cette méthode traitera les défauts de fonctionnement les plus fréquents dans le domaine des modules PV. Cette technique de diagnostique des défauts sur un module PV basée sur l'intelligence artificiel utilise la logique floue de type Takagi-Sugeno. La technique floue proposée exploite les valeurs de courant I_{cc} et celle du facteur de forme FF. Ces valeurs sont enregistrés a partir des valeurs de sortie du module photovoltaïque, en cas de fonctionnement normal (sain) et de fonctionnement défectueux. Les résultats de simulation obtenus ont montré l'efficacité de la méthode proposée et l'ensemble des défauts simulés ont été identifiés avec précision via cette méthode. Cette technique est capable de diagnostiquer et d'identifier les défauts qui se produisent sur la plupart des modules PV.

Finalement nous achèverons par une conclusion pour résumer les principaux étapes de cette méthode de diagnostique, les résultats obtenus, et donnons quelques perspectives envisagées.

CHAPITRE 1 : ETAT DE L'ART

Introduction :

L'énergie solaire représente une source renouvelable d'électricité propre attirante a cause de la nette amélioration des rendements des modules PV, cette amélioration est menée par l'important développement que connaît les sciences des matériaux semi-conducteurs à travers le monde.

L'absorption de lumière par l'une des couches de la cellule photovoltaïque, la transformation d'énergie des photons en charges électriques et en suite la collecte de ces charges, donnent naissance a énergie électrique caractérisé par un courant et une tension. Un module PV autrement dit panneau PV est constitué généralement de plusieurs cellules photovoltaïques, et représente l'organe le plus important d'un système photovoltaïque sera discuté avec plus de détail dans ce chapitre.

Aussi dans ce chapitre, et sachant que la persistance des défauts dans un module photovoltaïques (PV) peuvent sérieusement affecter l'efficacité, le rendement énergétique ainsi que la sécurité et la fiabilité de l'ensemble de l'installation photovoltaïque d'où la détection et le diagnostic des dits défauts dans les meilleurs délais devient indispensable pour sécuriser et fiabiliser nos installations.

La tâche principale de la détection des défauts, consiste à comparer la différence entre les paramètres mesurés et calculés avec des valeurs de référence, afin de vérifier l'apparition de tout défaut, tandis que la méthode de diagnostic des défauts vise à identifier les type de défauts sur la base de connaissances a priori ou de techniques de recherche [1].

Dans cette partie de ce travail, nous allons essayer de passer en revue et de discuter les différentes méthodes proposés dans la littérature pour le diagnostic des défaillances peuvent atteindre un module PV. Ces méthodes de diagnostic varient et se distinguant entre elles en faisabilité, rapidité, complexité, et capacité d'identification de la majorité des défauts.

I. Description d'un système photovoltaïque :

Un système photovoltaïque (PV) est un ensemble des composants spécifiques ayant la pouvoir de produire d'électricité à partir d'une source solaire.

I.1. Principe général :

Le principe de base de fonctionnement de la cellule solaire est la création d'une jonction jouant le rôle d'une barrière de potentiel dans le semi-conducteur et permet de séparer les électrons et les trous qui sont générés par l'absorption de la lumière dans le matériau. Vu la tendance vers l'équilibre thermodynamique, Le dipôle, créé aux bords de la jonction, entraîne la formation d'un champ électrique. La polarisation de la jonction en direct permet alors de briser dans un sens la barrière de potentiel et l'intensité de champ électrique permettant le passage de porteurs de charges et la création d'un courant électrique.

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

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

Avec :

I_0 : courant de saturation de la diode.

V : Tension appliqué a la diode.

n : facteur d'idéalité de la diode

k : constante de Boltzmann.

q : charge électrique (en coulomb).

T : température en Kelvin.

Un module PV est constitué généralement de plusieurs cellules photovoltaïques assemblées en séries. Ce mode de raccordement ayant l'objectif d'atteindre un certain niveau de tension et de puissance exploitable par l'ensemble de nos équipements.

Les cellules PV assemblées en séries sont associées en plusieurs groupes dans le même module. Chaque groupe est connecté en antiparallèle avec une diode, appelée diode de by-pass ou diode de dérivation qui sert à protéger les cellules contre leur fonctionnement dans le régime inverse voir (Fig I.1).

Dans le but d'atteindre des puissances de quelques kW, sous une tension approprié a l'utilisation par les différents équipements, il est nécessaire de regrouper les modules en série et en parallèle. Ce regroupement forme un champ photovoltaïque.

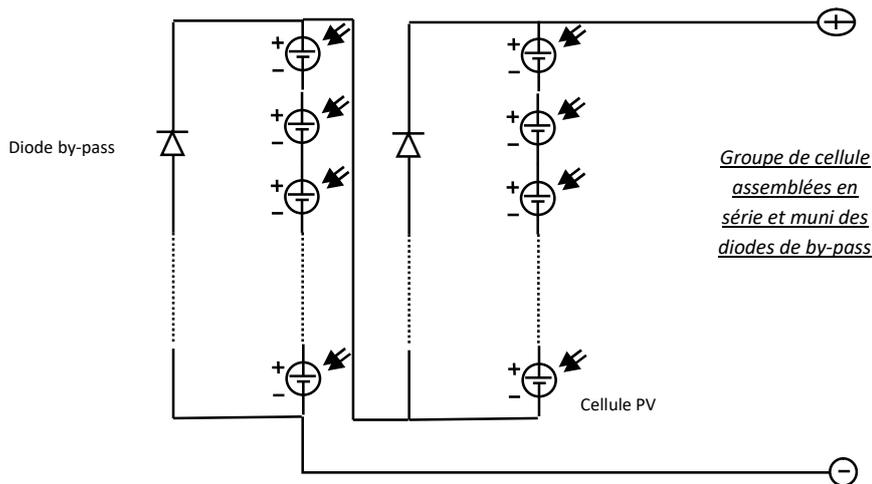


Figure I.1. Cellules PV assemblées en séries

I.2. Caractéristique courant-tension cellules photovoltaïques :

Sous un éclairage donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension (I-V) représentant l'ensemble des configurations électriques et physique que peut prendre la cellule. La tension et courant dépendent aussi à la charge électrique aux bornes de la cellule. La maximisation de ces deux grandeurs (V_{oc} tension à vide & I_{cc} courant court-circuit), défini les extrémités de cette caractéristique (Fig I.2).

Le fonctionnement des cellules PV dépend des conditions d'ensoleillement et de température ambiante de la cellule. En conséquence, chaque courbe courant-tension correspond à des conditions spécifiques de fonctionnement qui peuvent êtres comparés a celle établie dans des conditions référentiels de fonctionnement (Standard Tests Conditions STC) soit (Eclairément 1000 w/m^2 et Température ambiante 25°c).

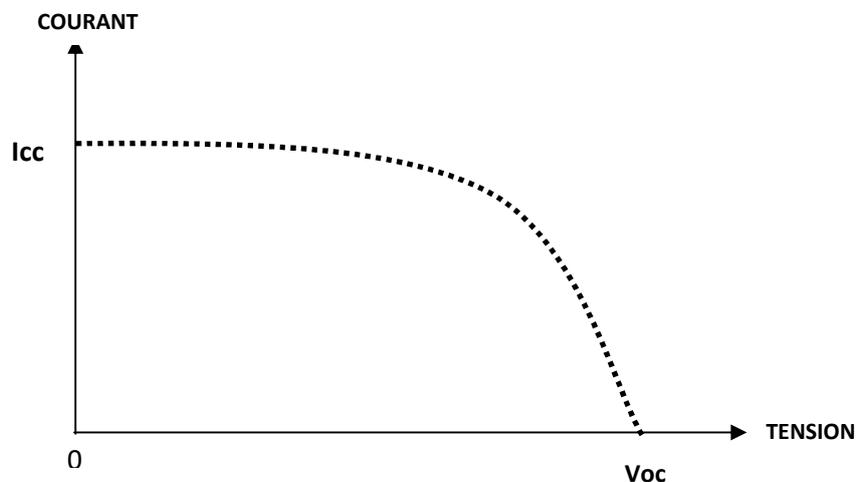


Figure I.2. Caractéristique I-V de la cellule dans les conditions de références

I.3. Le courant de court circuit (I_{cc}) :

Le courant de court-circuit est exprimé Ampère, il s'agit du courant qui traverse la cellule PV lorsque celle-ci est en court circuit dans ce cas la puissance fournie est nulle. Il définit la grandeur des paires électron-trou généré (G) traversant la jonction sans recombinaison entre les longueurs de diffusion des électrons et trous (L_n et L_p) respectivement.[3]

$$I_{ph} = q G(L_n + L_p) \quad (I.2)$$

I.4. La tension de circuit ouvert (V_{oc}) :

C'est la tension mesurée lorsqu'aucun courant ne circule dans la cellule, il s'agit donc de la tension aux bornes de la cellule en circuit ouvert, dans ce cas la puissance fournie est nulle. Elle est défini comme suit :

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{cc}}{I_o} + 1 \right) \quad (I.3)$$

Avec :

I_o : courant de saturation de la diode.

I_{cc} : Le courant de court circuit.

I.5. Le point de Puissance Maximal (MPP) :

La caractéristique (puissance/tension) d'un module solaire présente un extremum qui varie avec la température, l'éclairement et le vieillissement du module. Chaque cellule PV possède un point pour lequel sa puissance débitée est maximum, ce point correspond a une tension et un courant appelées optimales (V_{opt} et I_{opt}). Aussi on peut appeler un point de fonctionnement maximal le point donnant le maximum de puissance sous condition de référence STC de température et d'ensoleillement (Fig I.3).

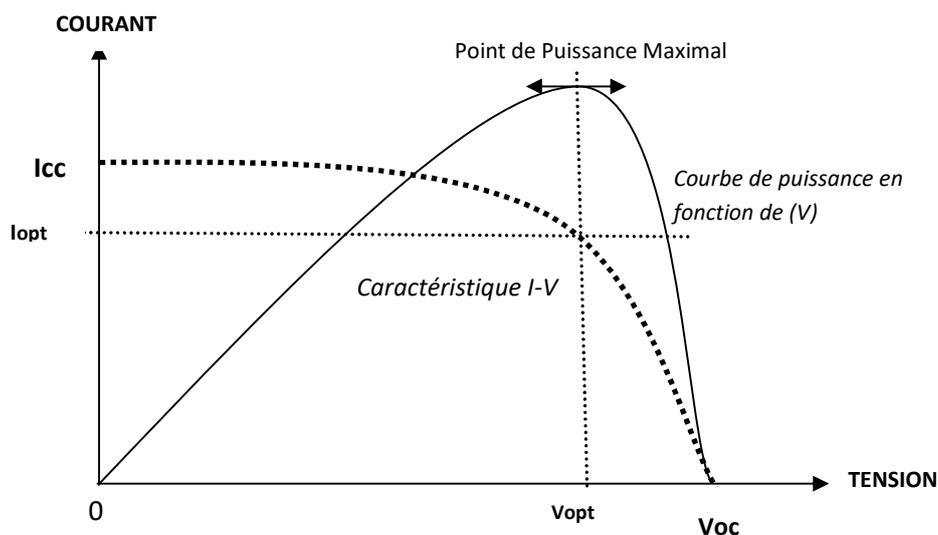


Figure I.3. Point de puissance maximal sur caractéristique I-V de la cellule

L'atteinte du point maximum de puissance lors de la connexion directe d'un module PV avec sa charge a peu de chance de placer le système PV à son point de fonctionnement maximum. Pour expliquer le principe on peut citer le cas d'une charge type batterie, il faut que la tension de la batterie (qui impose la tension du module) soit proche de la tension V_{opt} pour laquelle la puissance délivrée est maximale par contre si un convertisseur DC/DC est inséré entre le module PV et la batterie on peut modifier le point de fonctionnement du module afin de maximiser en permanence l'énergie transférée. La même démarche convient pour toutes les charges (à condition qu'il existe une intersection entre les caractéristiques). [4]

I.6. Le Facteur de forme :

D'après [5] le facteur de forme (FF) est un paramètre ayant une sensibilité supérieure à celle de la tension de circuit ouvert V_{oc} et celle du courant de court-circuit I_{cc} , ce paramètre est exprimé généralement sous forme de pourcentage (%), il est défini comme le ratio de la puissance électrique max par le produit du courant de court circuit I_{cc} et la tension en circuit ouvert V_{oc} . Son importance réside en premier lieu à la détermination de l'efficacité de la conversion énergétique de notre module, il décrit à quel point la forme de la caractéristique courant –tension (I-V) de la cellule est carré, tend que c'est proche à la forme (soit la valeur de l'unité 1 ou 100 %) carré notre système convertie plus efficacement l'énergie.

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \times I_{cc}} \quad (I.4)$$

Selon [6] le facteur de forme peut être influencé par trois paramètres caractéristiques de la cellule PV qui sont : la résistance série R_s , la résistance shunt R_{sh} et les caractéristiques techniques de la diode.

La résistance série R_s est l'un des facteurs important qui déterminent le sens de circulation du courant et limitent le courant circulant vers la charge et par conséquent la valeur de facteur de forme FF.

La résistance shunt R_{sh} qui représente les pertes de courant dans une cellule PV, sa valeur idéale est infinie. Plus R_{sh} est petite le courant de fuite est grand et par conséquent le courant circulant vers la charge est inférieur ce qui nous donne un FF plus faible.

Aussi les caractéristiques techniques de la diode déterminent la courbure du courbe autour du point de puissance max et par conséquent la forme carré de cette courbe et la valeur du FF.

I.7. Le rendement de conversion d'énergie:

C'est le rapport de la puissance maximale générée et de la puissance du rayonnement solaire Incident, il correspond donc à la quantité d'énergie sous forme lumineuse transformée en électricité. Il s'exprime en pourcentage (%), plus que ce facteur élevé, plus le module photovoltaïque est rentable.

On peut donc écrire :

$$\eta = FF \frac{V_{oc} I_{cc}}{P_o} \quad (I.5.)$$

Avec :

η : le rendement de la conversion d'énergie.

P_o : L'énergie reçue sous forme lumineuse.

I.8. Influence de la variation des paramètres externes (l'ensoleillement et la température ambiante) sur un système photovoltaïque :

En général Les fabricants expriment la puissance d'un module photovoltaïque en watt, sous conditions STC (Eclairement 1000 w/m^2 et Température ambiante 25°c), or que notre installation fonctionnant dans les conditions réelles qui sont a plus ou moins différentes. Dans cette partie on montra a titre d'exemple l'influence de la variation des différents paramètres sur un module photovoltaïque qui produit aux conditions STC une puissance maximale de 93,8 watt avec $I_{cc}=6,73 \text{ A}$ et $V_{oc}= 22,38 \text{ V}$.

I.8.1. Influence de la variation de l'ensoleillement

L'ensoleillement est un facteur essentiel quant à la production d'énergie de solaire via un module PV. Plus notre module PV est soumis à un bon éclairage, plus la production d'électricité est importante. Si on va considérer une tension fixe aux bornes de la charge, le courant et la puissance par conséquent se dégradent en fonction de dégradation de l'ensoleillement reçue sur la surface de notre module comme montré dans les figures I.4 et I.5 ci-dessous.

➤ Influence sur le courant :

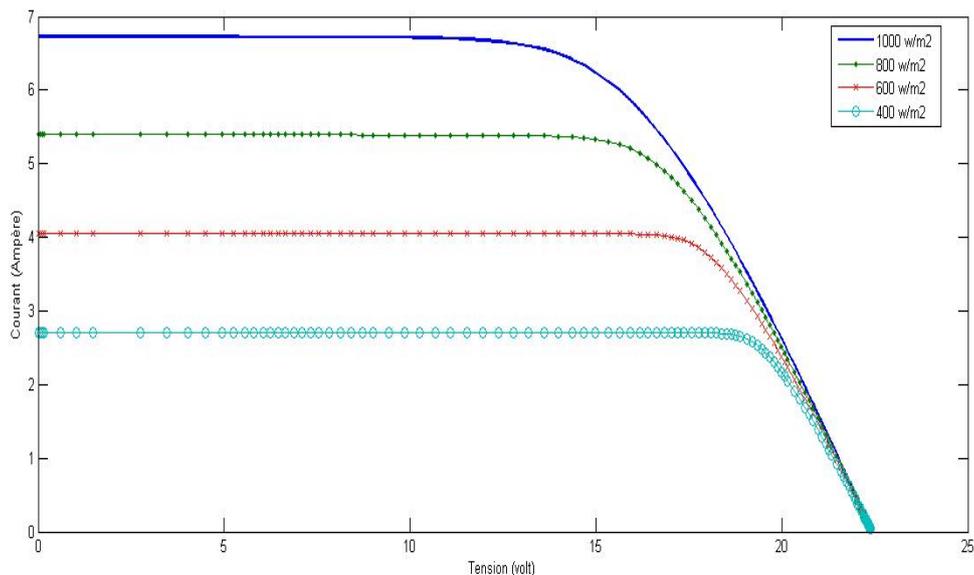


Figure I.4. Influence de la variation de l'ensoleillement sur le courant de charge de la cellule

➤ Influence sur la puissance

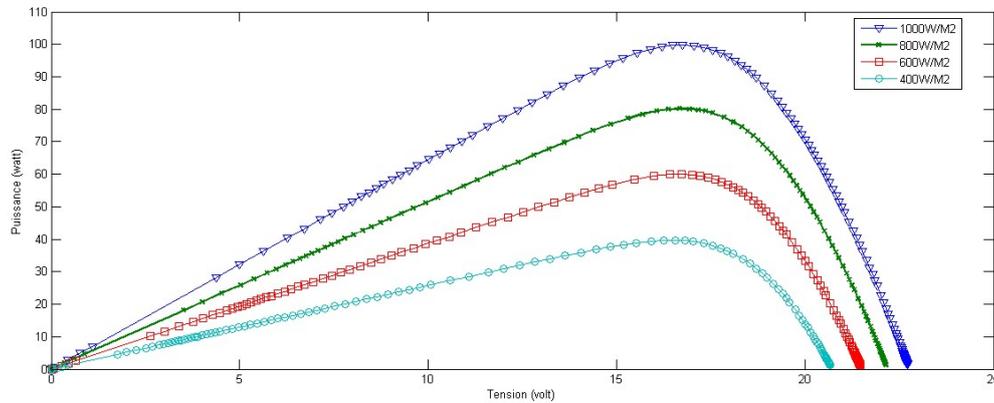


Figure I.5. Influence de la variation de l'ensoleillement sur la puissance produite par la cellule

I.8.2. Influence de la variation de température :

L'approche standard pour définir l'efficacité d'une cellule solaire dépend fortement de la température de la cellule, T_c , qui est calculée en utilisant la température ambiante et la valeur de référence de la température de la cellule connue sous le nom de température nominale de fonctionnement de la cellule (NOCT). La plupart des fabricants de PV fournissent des éléments de température pour leurs modules PV basés sur le NOCT comme température de cellule (T_c), qui l'équation standard suivante :

$$T_c = T_a + \frac{G}{800} (NOCT - 20^\circ c) \quad (I.6)$$

Avec :

T_c : La température de la cellule.

T_a : La température ambiante.

G : Le rayonnement solaire instantané.

NOCT : La température nominale de fonctionnement de la cellule, une valeur constante donnée par les constructeurs.

Cette équation désigne également la température du module avec une vitesse du vent de 1 m/s, une température ambiante de 20 °C et une irradiation hémisphérique (G) de 800 W/m² définies comme conditions environnementales.

Si pour le même éclairage on va considérer que la tension est fixe aux bornes de la charge, le courant et la puissance par conséquent se dégradent en fonction d'augmentation de la température ambiante des cellules de notre module comme montré dans les figures I.6, I.7, I.8 et I.9 ci-après.

➤ Influence sur le courant :

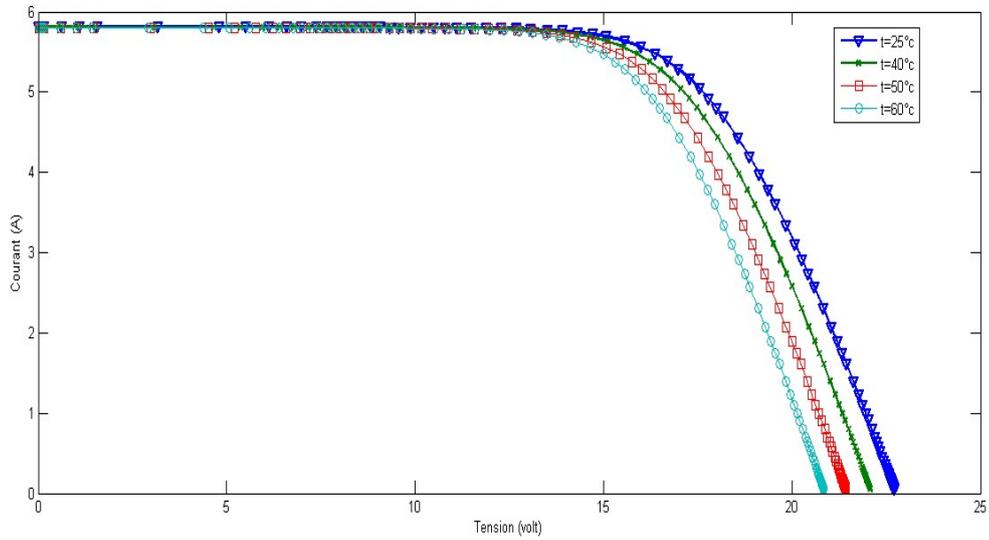


Figure I.6. Influence de la variation de la température ambiante sur le courant de charge du module.

Soit d'une vue plus proche :

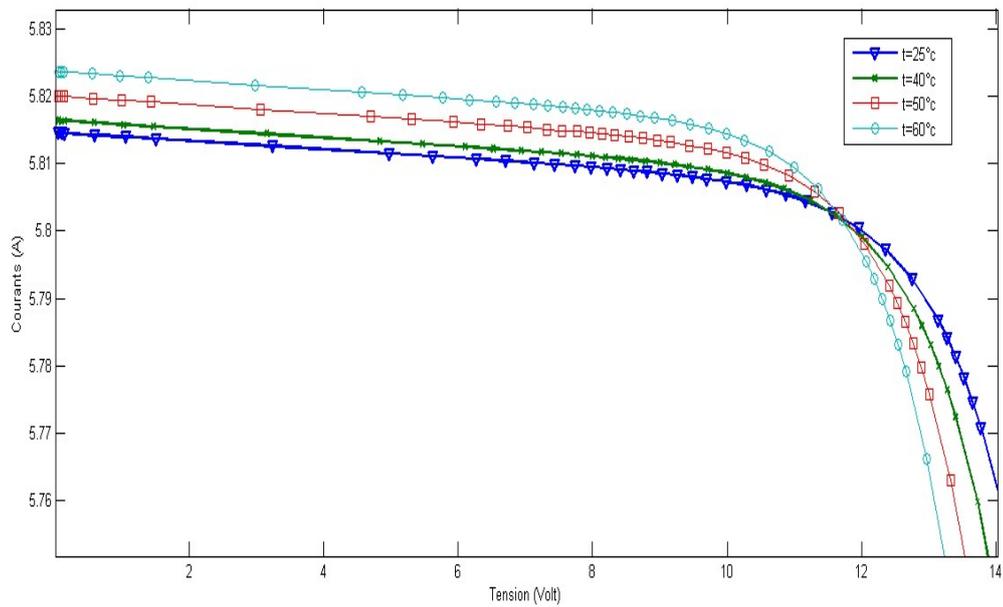


Figure I.7. Zoom sur l'influence de la variation de la température ambiante sur le courant de charge du module.

➤ Influence sur la puissance :

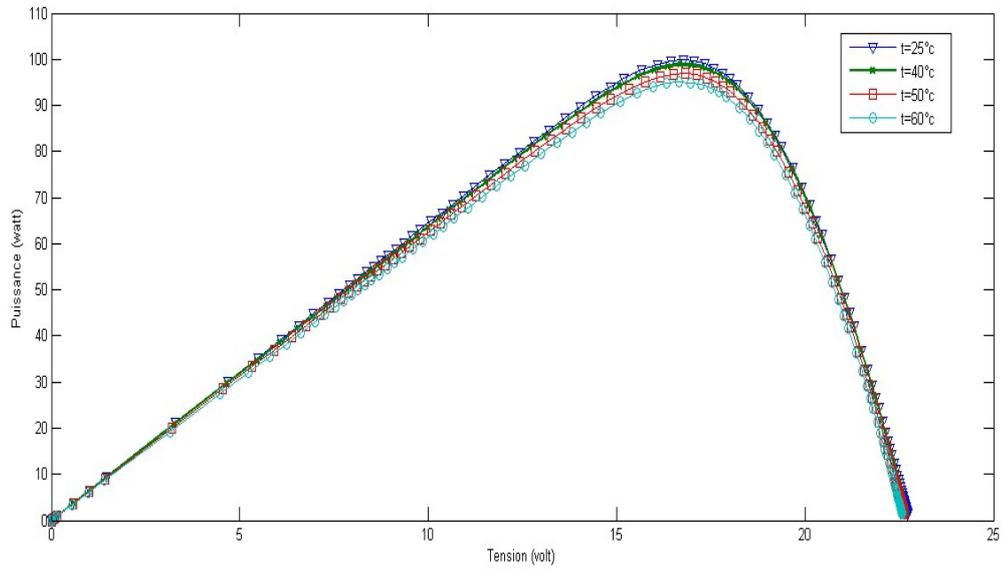


Figure I.8. Influence de la variation de la température ambiante sur la puissance produite par le module.

Soit

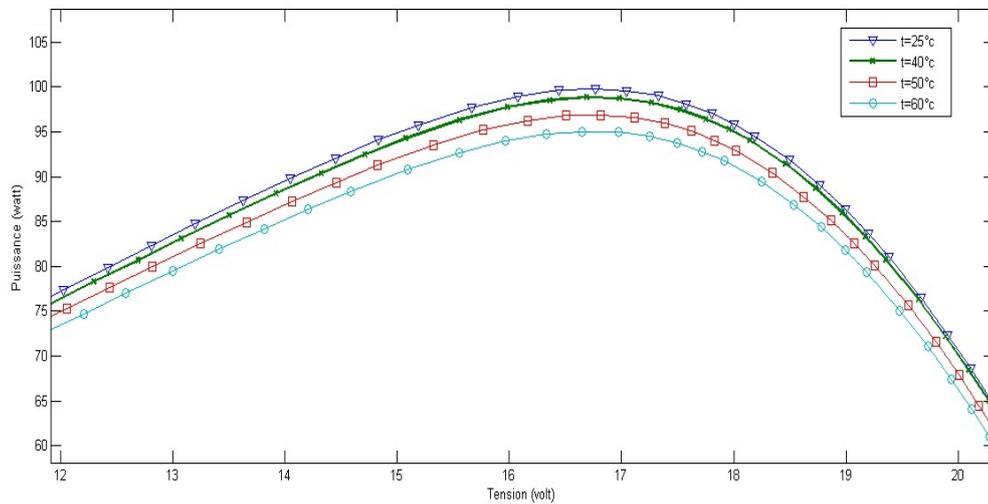


Figure I.9. Zoom sur l'influence de la variation de la température ambiante sur la puissance produite par le module.

I.9. Influence de la variation des paramètres internes (résistance série et la résistance schunt) sur un système photovoltaïque :

I.9.1. Influence de la variation de la résistance série :

La résistance série R_s est l'un des facteurs important qui déterminent le sens de circulation du courant et limitent le courant circulant vers la charge (figures I.10 et I.11). Elle influe légèrement sur la tension en circuit ouvert V_{oc} qui diminue à partir d'une certaine valeur de R_s . [3]

$$V = \frac{nkT}{q} \log\left(1 + \frac{I_{ph} - I}{I_0}\right) - R_s I \quad (I.7)$$

➤ Influence sur le courant :

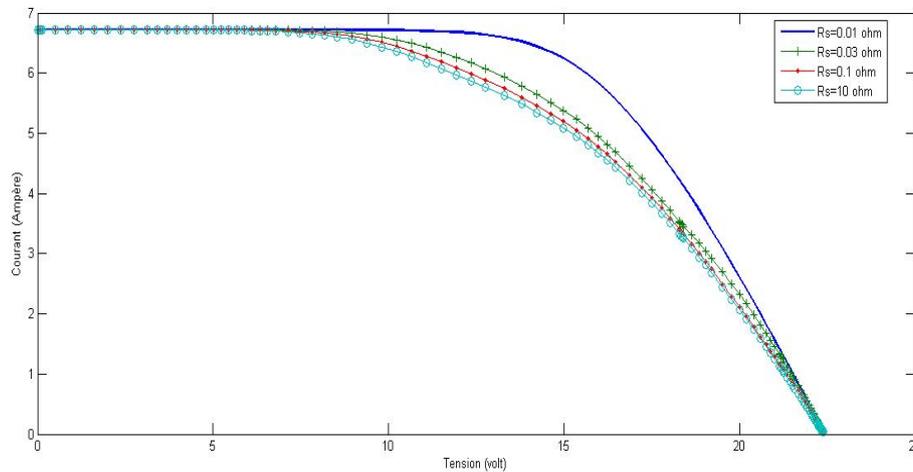


Figure I.10. Influence de la variation de la résistance série R_s sur le courant de charge du module.

➤ Influence sur la puissance :

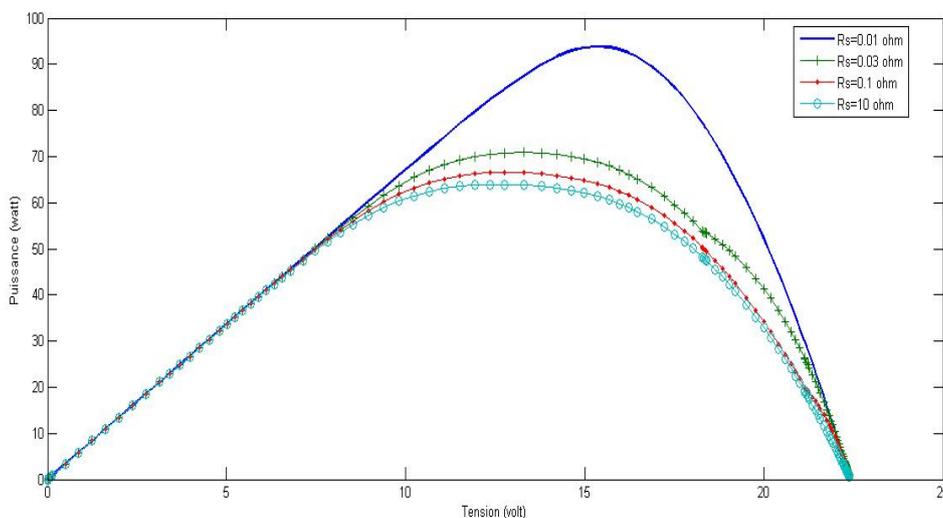


Figure I.11. Influence de la variation de la résistance série R_s sur la puissance produite par le module.

I.9.2. Influence de la variation de la résistance shunt :

L'existence de fissures et de défauts de structure complexe devient le siège de phénomène physique assimilable à une résistance shunt, Cette résistance shunt est liée directement aux processus de fabrication [3]. La résistance shunt Rsh qui représente les pertes de courant dans une cellule PV, sa valeur idéale est infinie. Plus Rsh est petite le courant de fuite est grand et par conséquent le courant circulant vers la charge est inférieur. (Figures I.12, I.13, I.14, I.15)

$$I = I_{ph} - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} - I^o \left\{ \exp \left[\frac{q(V+R_s I)}{n k T} \right] - 1 \right\} \quad (I.8)$$

➤ Influence sur le courant :

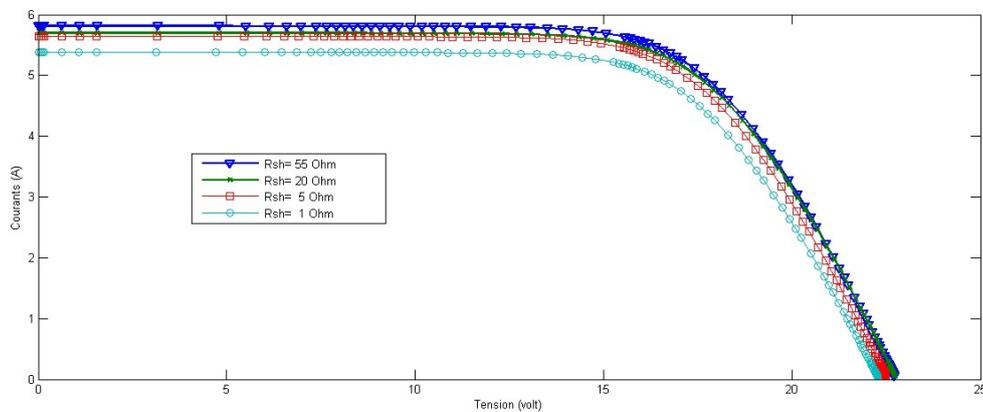


Figure I.12. Influence de la variation de la résistance shunt Rsh sur le courant de charge du module.

Soit d'une vue plus proche :

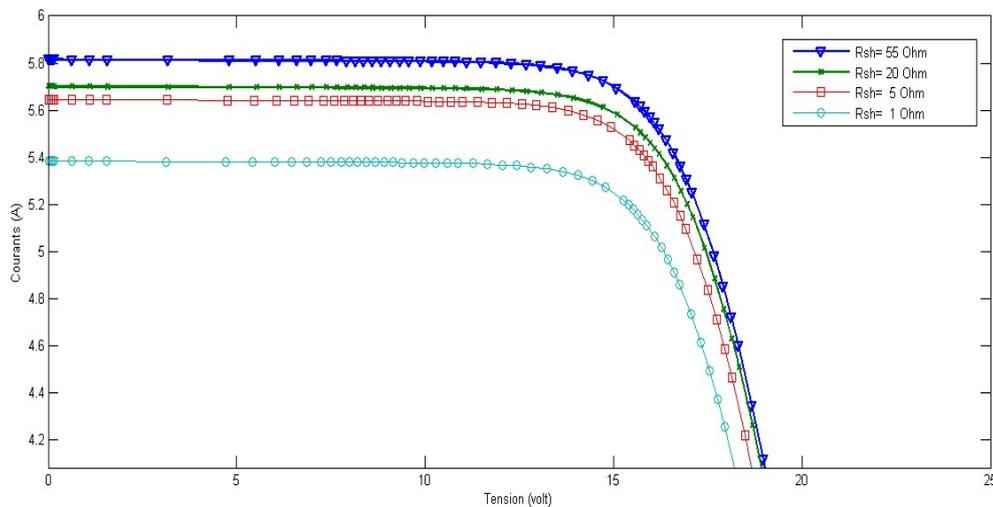


Figure I.13. Zoom sur l'influence de la variation de la résistance série Rs sur le courant de charge du module.

➤ Influence sur la puissance :

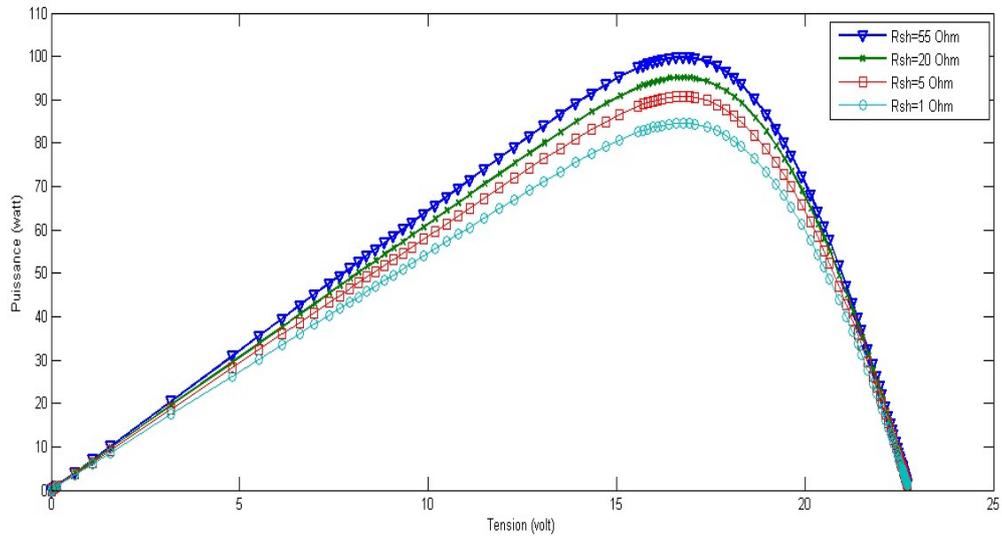


Figure I.14. Influence de la variation de la résistance shunt Rsh sur la puissance produite par le module.

Soit d'une vue plus proche :

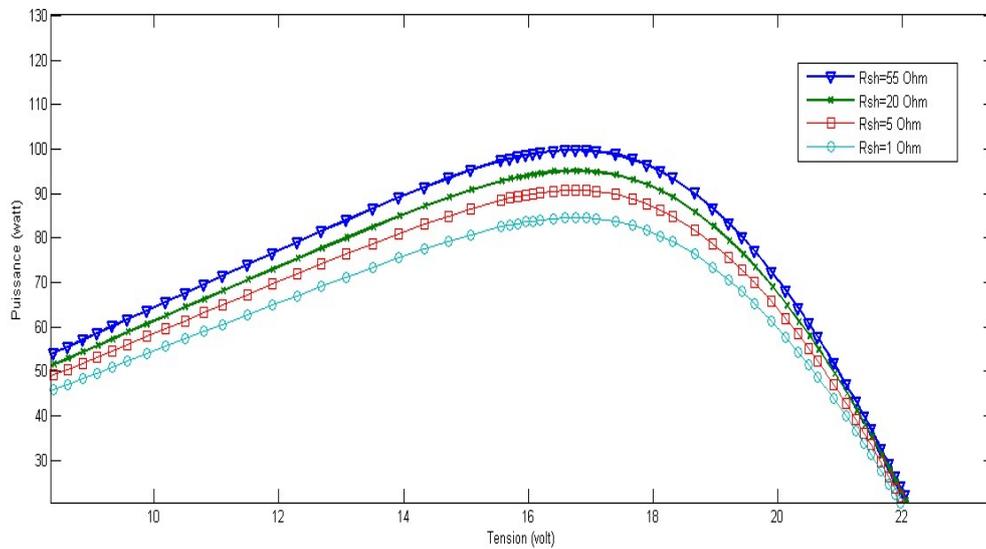


Figure I.15. Zoom sur l'influence de la variation de la résistance shunt Rsh sur la puissance produite par le module.

I.10.Méthodes de détection et de diagnostic des défauts sur un module photovoltaïque :

Plusieurs méthodes de détection et de diagnostic non électriques tels que : l'utilisation des caméras infrarouges et les techniques d'analyse d'images permettent de détecter et de localiser les défauts, mais elles n'ont été appliquées que pour les travaux de maintenance occasionnelles que sa soit en mode curatif ou systématique et ne sont pas praticable en surveillance continue notamment dans les fermes photovoltaïques de grande échelle. Donc dans cette partie on vise à passer en revue l'état actuel de la détection et du diagnostic des défauts des modules PV basés sur des méthodes électriques.

Aussi une attention particulière est accordée aux méthodes de diagnostic qui peuvent détecter et classer avec précision les défauts survenant sur le module PV côté DC soit a la sortie de ce dernier [1].

Cette partie de ce chapitre est organisé comme suit :

- Méthode de détection et de diagnostic non électriques.
- Les méthodes de détection et de diagnostic basées sur les mesures et l'analyse des paramètres électriques suivants: tension, courant et puissance.
- Les méthodes de détection et de diagnostic basées sur les techniques d'intelligence artificielle.
- Discussion des avantages et limites des différentes méthodes.

I.10.1. Méthode de détection et de diagnostic non électriques :

Dans cette partie on pourra distinguer essentiellement les méthodes suivantes :

I.10.2. Méthode de détection et de diagnostic via camera thermographique :

➤ Historique :

La thermographie infrarouge est considérée comme l'une des techniques de diagnostic immanquables dans le domaine de la maintenance. Le principe est basé sur la détection des échauffements ou des refroidissements anormaux d'un ou d'une partie d'équipement car la plupart des défauts se traduisent par un changement de température.

Les premières étapes de ces études initiées par Buerhopl qui été le premier qui a étudié l'applicabilité et la praticité de l'imagerie infrarouge dans le domaine des modules PV dans des conditions extérieures, tandis qu'à l'échelle d'un réseau [2].

L'utilisation de l'imagerie infrarouge pour évaluer l'état d'un module photovoltaïque ayant présentés des performances anormalement basses a montré des profils de températures correspondants anormaux. L'importance de l'interprétation approfondie des images thermiques et la corrélation entre la dégradation des performances et les types de défauts ont été exprimés en signatures thermiques des modules PV. En plus, il a été constaté que dans le cas de thermographie éclairé par le soleil plusieurs défauts peuvent être distingués en faisant varier la charge électrique.

Au fur et à mesure que de plus en plus d'installations PV sont installées et que les modules PV existants vieillissent (et donc, que davantage les défauts se produisent), les équipements de mesure infrarouge sont devenus plus disponibles pour les applications d'inspection des modules PV.

Aussi, la production scientifique dans ce domaine de recherche a augmenté de manière spectaculaire au cours des dernières années et a contribué surtout sur [7]:

- Une meilleure compréhension des mécanismes de dégradation/vieillessement et de leur impact sur le comportement thermique des modules PV.
- Classification des différents types de défauts en corrélant leurs signatures.
- Mise en œuvre de plusieurs applications de mesure étendues de l'imagerie infrarouge pour les centrales photovoltaïques à grande échelle.
- Minimiser les sources d'erreurs ou d'incertitudes de mesure.
- Comprendre les caractéristiques des mesures l'imagerie infrarouge.
- Elaborer des normes et des spécifications techniques.

➤ Principe de fonctionnement de diagnostic thermographique :

A des températures supérieures à 0K (la température du zéro absolu), chaque corps émet un rayonnement thermique sous forme d'ondes électromagnétiques. Le rayonnement émis est proportionnel à la température corporelle. Il se propage à la vitesse de la lumière, sans avoir besoin d'un contact matériel ou d'un gradient de température intermédiaire. A l'aide de caméras thermiques, la thermographie infrarouge consiste à capter ce rayonnement, à le convertir en signal électrique et à fournir des images tramées (thermo-grammes) où les pixels contiennent des valeurs de température [8].

La partie la plus importante d'une caméra thermique est le réseau des capteurs. Fondamentalement, on peut trouver deux types de détecteurs: les détecteurs thermiques qui fonctionnent sur la base d'un échauffement par rayonnement infrarouge incident, et les détecteurs photoniques (ou quantiques), où le rayonnement IR incident interagit au niveau atomique (ou moléculaire) avec le matériau du détecteur générant un changement de tension ou de résistance électrique. Les mesures peuvent être effectuées de deux manières. Le premier est connu sous le nom de quantitatif, dans lequel les valeurs exactes de température des objets sont obtenues. La seconde est qualitative. Il donne la température relative par rapport aux autres pièces de l'objet inspecté [8].

Comme toutes les procédures de mesures, les mesures via imagerie infrarouge ou thermographie peuvent être affectés par plusieurs facteurs tels que: la qualification de l'opérateur, la qualité de la caméra infrarouge (spécifications techniques et calibration), la distance de l'objet inspecté et les conditions météorologiques (température, humidité, pluie, vent et rayonnement solaire ...).

➤ **Méthodologie de détection et de diagnostic thermographique :**

Il existe essentiellement trois méthodes de thermographie pour détecter les défaillances des modules PV. La technique la plus courante et la plus facile à appliquer est la thermographie en régime normal ou permanent. Cette méthode permet l'analyse des modules PV sur le terrain dans des conditions de travail. La thermographie pulsée et la thermographie verrouillée permettent une vue plus détaillée du module PV, mais les deux techniques doivent être réalisées dans des conditions de laboratoire : [9]

• **La thermographie en régime normal ou permanent :**

Les mesures thermographiques montrent des différences de température induites par les différents courants soit celui de charge ou ceux induits aux défauts sur notre module PV en appliquant de la lumière sur ce dernier : Pendant l'éclairage, la chaleur et le courant sont générés par la lumière incidente qui peut provoquer une température inhomogène du module PV.

Pour une détection précise des défauts, l'imagerie thermographique est réalisée sous illumination du module PV et la distribution de température de différentes conditions de charge, et les mesures doivent être comparées.

• **La thermographie pulsée :**

La thermographie pulsée nécessite une source de chaleur externe puissante déclenchée pour générer un flux de chaleur dynamique à travers un module PV. La durée de l'impulsion ne doit pas dépasser quelques millisecondes pour éviter des images floues. La disposition du flash positionné devant le module (face arrière) et son intensité doivent être suffisantes pour élever instantanément la température de surface. La profondeur de pénétration de la dissipation thermique est inversement proportionnelle aux valeurs de fréquence [10].

Un inconvénient de la méthode de thermographie pulsée est qu'un système de caméra infrarouge à haute vitesse et haute résolution est nécessaire. Une telle technologie actuellement est extrêmement coûteuse.

• **La thermographie verrouillée :**

En utilisant la thermographie verrouillée, l'échantillon est excité et détecté à une fréquence contrôlée. Cela améliore le rapport signal sur bruit, de sorte que de faibles sources de chaleur peuvent être détectées.

D'autres avantages de cette technique sont le faible impact thermique sur l'échantillon, l'influence sur la propagation de la chaleur et des informations supplémentaires provenant d'images de verrouillage déphasées. Cette méthode peut être utilisée pour étudier les différents types de modules PV [10].

➤ **Tendance d'utilisation du diagnostic basé sur la thermographie pour les modules PV :**

Un diagnostic basé sur la thermographie capable de fournir une information détaillée, claire et sans ambiguïté sur l'état des modules photovoltaïques (PV). La méthodologie, en effet, permet une évaluation numérique et qualitative des captures thermiques des cellules du module PV. Plusieurs techniques ont été proposés tels que : Diagnostics basés sur la thermographie assistée par ordinateur pour les appareils PV [8], Segmentation d'image à l'aide de la quantification des couleurs pour la détection de points chauds dans les modules photovoltaïques [7], différentes méthodes basent sur l'analyse des enregistrements [11,12,13] et surtout la tendance actuelle pour l'utilisation des techniques d'intelligence artificielle tels que dans [10,14].

I.10.3. Méthodes de détection et de diagnostique via traitement d'image :

En général, l'inspection des modules PV est généralement effectué par reconnaissance visuelle, tests électriques standard ou à l'aide de caméras infrarouges ou thermiques [15].

➤ **Principe de fonctionnement :**

L'inspection visuelle peut être applicable aux installations photovoltaïques individuelles ou à petite échelle, qui est généralement associée à des tests électriques réels des performances du module ou de la chaîne pour identifier la dégradation ou tout autre problème lié aux performances. Cependant, ces tests prennent du temps et ne peuvent pas être inspectés quotidiennement, à moins qu'une configuration de mesure et un capteur de test dédiés ne soient utilisés pour cela, en particulier dans le cas de fermes PV de grande échelle [16].

Ces dernières années le développement rapide des drones civils, a beaucoup contribué à la surveillance d'applications telles que l'inspection des lignes de transport d'électricité, les secours en cas de catastrophe, la reconnaissance météorologique, la surveillance de la pollution et de l'environnement et des incendies de forêt... . Cette technologie a poussé le développement des recherches scientifiques dans le domaine de traitement d'image au profit de plusieurs applications dont on peut citer le diagnostique des défaillances des modules PV.

➤ **Processus d'inspection via caméra :**

La méthode utilisée pour inspecter les modules PV utilise le processus suivants : étalonnage des modules, image acquisition, traitement d'image et prise de décision.

- **Etalonnage :**

L'étalonnage ou la calibration est la phase la plus importante de ce processus de diagnostique, il s'agit essentiellement de générer une bibliothèque d'images correspondant défaillance du module en cas de différents niveaux d'éclairage. Il y a deux paramètres qui sont modifiés pour la création de la bibliothèque, qui sont l'éclairage et le défaut supposé. En conséquence, la combinaison de ces deux facteurs peut être traduite en signatures de défauts[16].

Le processus de calibrage de la bibliothèque d'images avec précision dépend de la taille de l'échantillon des images et de la cohérence du processus à l'application de défaut. Ainsi, pour un meilleur calibrage, l'utilisation d'une cellule de référence comme image supplémentaire à comparer lors du traitement de l'image est conseillée afin de minimiser les facteurs aléatoires liés au paramètre d'éclairage par exemple.

Le processus d'étalonnage en lui-même se fait en deux étapes différentes, l'étalonnage en intérieur et l'étalonnage en extérieur. L'étalonnage intérieur est effectué dans un environnement d'éclairage contrôlé avec des défauts de sévérité maîtrisés sur un module de référence et des images sont acquises. Les données d'étalonnage en intérieur sont utilisées pour développer la bibliothèque de données. Les étalonnages en extérieur sont effectués au fil du temps où les images programmées sont prises à des distances et à un angle fixe en utilisant les conditions normales de fonctionnement tel que la prise des images avec des drones. Les images de calibrage extérieur sont faites pour tenir compte de la variation possible des images extérieures par rapport au niveau d'éclairage [16].

- **Acquisition d'image :**

L'acquisition d'images se fait à haute résolution, à angle fixe et à distance adéquate afin d'atteindre la meilleure précision possible. Cela peut être encore amélioré pour permettre une plus grande tolérance lorsqu'il est utilisé avec des drones.

Le processus consiste à prendre des images de secteur et à les transmettre à l'ordinateur central pour permettre le traitement de ces images. Il est également essentiel de noter que lors de ce processus, le contrôle de la distance et de la vue de la caméra est important pour permettre une résolution d'image optimale afin de ne pas descendre en dessous de la résolution des images calibrées dans la bibliothèque d'images [16].

- **Traitement d'image**

Le traitement de l'image prise se fait via un algorithme qui prend en compte les images acquises en temps réel et les compare à la bibliothèque d'étalonnage avec les images de la cellule de référence. Ce processus à ce stade est effectué avec les outils de traitement d'image appropriés. Pour le processus de validation, deux méthodologies ont été utilisées, l'une reliant directement l'image en fonction de son niveau de contraste de pixels tandis que l'autre méthode consiste à corrélérer le rapport de variation total des pixels de l'image aux paramètres d'étalonnage.

- **La prise de décision**

La détection d'un défaut est basée sur deux principales décisions critiques : de savoir quand peut-on considérer un événement survenu sur notre module PV une non-uniformité soit un défaut et les niveaux de sévérité de ce défaut en cas de dépassement d'un seuil prédéterminé à l'avance pour déclarer l'anomalie.

➤ **Tendance d'utilisation du diagnostic des modules PV basé sur le traitement d'image:**

Le diagnostic des modules PV basé sur le traitement d'image peut être utilisé avec des drones pour prendre des images d'installations photovoltaïques à distance, puis les traiter par rapport à des images pré-calibrées. Le développement de cette méthode est conditionné essentiellement par le développement des : drones, La qualité des caméras utilisés et la puissance des algorithmes de traitement d'image. Bien que cette méthode soit efficace pour les défauts visibles, elle pourra être mise en cause au sujet des défauts invisibles.

I.11. Les méthodes de détection et de diagnostique basées sur les mesures et l'analyse des paramètres électriques suivants: tension, courant et puissance :

I.11.1. Analyse de la caractéristique statique courant/tension (caractéristique I-V) :

En mode normal la caractéristique I/V (courant-tension) n'évolue pas dans le temps, en conséquence toute déviation de cette caractéristique peut être interprété par un événement survenue sur notre module PV que ce soit un changement des conditions de fonctionnement (éclairage ou température) ou par l'apparition d'un ou des défauts sur notre module. De ce la on pourra diagnostiquer plusieurs défauts peuvent affecter notre module (Fig.I.16).

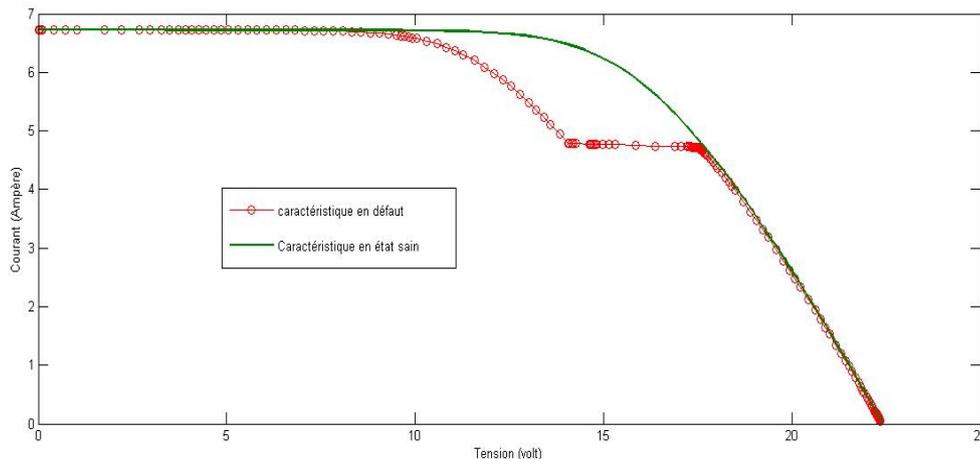


Figure I.16. L'allure de la caractéristique I-V en mode défaillant comparée à celle en état sain.

Nombreuse études de l'impact des différents défauts (dans la cellule, module, string et champ) sur la performance du champ PV, donc sur la caractéristique I-V ont été menés, une base de données considérable par conséquent été construite ce qui a contribué à l'élargissement de l'utilisation de cette méthode pour détecter et localiser les défauts.

Une telle analyse a été trouvée dans quelques études dans la littérature [17]. :

- 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.

- L'extraction des paramètres (résistance série, température de fonctionnement au Conditions de Test Standard, point de puissance maximale) permet de détecter le défaut dans un module ou dans un string (augmentation de la résistance série entre cellules ou entre modules, vieillissement)

L'analyse de la caractéristique I-V consiste à évaluer l'impact des anomalies sur les performances du module PV, donc sur la caractéristique I-V elle-même.

I.11.2. Analyse du point de fonctionnement :

Dans cette méthode la comparaison entre les valeurs enregistrées des coordonnées du point de fonctionnement instantané par rapport aux ceux prévus soit une comparaison entre les courants et entre les tensions peut être présenté sous forme de couples binaires (0 ou 1).

Selon la combinaison de ces couples, la nature des problèmes du champ PV peut être identifiée. Dans la littérature, quatre familles de problèmes sont pré-identifier : modules défectueux dans un string, string défectueux, famille de défauts non discriminables : ombrage, erreur de MPPT, vieillissement et les fausses alarmes.

I.11.3. Analyse de la puissance et de l'énergie produite

La puissance mesurée est comparée à celle espérée et dès l'apparition d'une différence dépasse le seuil de sensibilité, on peut douter l'apparition d'un défaut.

Cette méthode d'analyse est basé sur la génération des caractéristiques en temps réel de la chute de la puissance sur tous les dimensions telles que : la durée, l'amplitude, la fréquence et les moments de la chute. Ces mêmes caractéristiques sont aussi prédéterminées pour les différents défauts considérés. La comparaison des caractéristiques pourra nous conduire au diagnostique de défaut ayant bien sur la caractéristique la plus proche a celle enregistré.

Il est à noter qu'un taux de dégradation annuels est donnés par les constructeurs sont inférieurs à 1%. Cette valeur est inférieure généralement au seuil de sensibilité des équipements de mesures industriels une contrainte à prendre en compte lors des calculs des caractéristiques espérées par notre module PV [18].

I.12. Les méthodes de détection et de diagnostique basées sur les techniques d'intelligence artificielle :

L'importance progressive de l'intelligence artificielle (IA) dans diverses applications réelles, en particulier dans le domaine de diagnostique des défaillances d'un système quelconque est justifié par le besoin de nouvelles stratégies plus adéquates et intelligentes de diagnostic des défauts. Ces méthodes utilisent l'apprentissage de la machine pour former des modèles afin de détecter et de diagnostiquer les divers défauts [1].

L'apprentissage automatique est une branche de l'intelligence artificielle (IA) qui permet à un système d'apprendre de l'expérience et de s'améliorer sans avoir besoin d'être explicitement programmé. Son objectif est de créer des programmes informatiques capables d'accéder aux données et d'apprendre par eux-mêmes

Dans les applications photovoltaïques, L'apprentissage automatique et l'intelligence artificielle sont utilisés pour prédire le comportement de plusieurs facteurs tels que : rayonnement solaire, la durée d'ensoleillement; température moyenne De plus, ils sont utilisés pour le dimensionnement, la configuration, la modélisation, la simulation et le contrôle des systèmes PV, le diagnostic des défauts, et la prévision de l'électricité de sortie des systèmes PV autonomes et connectés au réseau [18].

I.12.1. Systèmes experts

« Un programme informatique intelligent qui utilise des connaissances et des procédures d'inférence pour résoudre des problèmes suffisamment difficiles pour nécessiter une expertise humaine importante pour leur solution ». Les systèmes expert raisonnent en se basent sur des règles préétablies pour des domaines bien définis.

Un système expert n'est pas appelé un programme, mais un système, car il englobe plusieurs composants différents tels que la base de connaissances, les mécanismes d'inférence, les facilités d'explication... Tous ces différents composants interagissent ensemble pour simuler le processus de résolution de problèmes par un expert reconnu d'un domaine [19].

Un système expert est reposé essentiellement sur :

- Base de connaissances : ensemble de connaissances nécessaires à la résolution de problèmes.
- Mécanisme de contrôle : vérifie les faits disponibles, sélectionne la source de connaissances appropriée dans la base de connaissances, fait correspondre les faits aux connaissances et génère des faits supplémentaires.

Une base de connaissances et un moteur d'inférence constituent les principaux éléments d'un système expert. Ce dernier et lorsqu'il démarre le processus d'inférence, il est tenu de stocker les faits établis pour une utilisation ultérieure. La base de connaissances doit être continuellement mise à jour et/ou complétée en fonction de la croissance des connaissances dans le domaine.

Les systèmes experts ont été construits pour résoudre une gamme de problèmes dans des domaines de différentes disciplines et ont abordés un large éventail de types de problème tels que : l'interprétation, la prédiction, la conception, la planification, la surveillance, le contrôle, ... et ce qui nous intéresse dans ce travail le diagnostique des défaillances des systèmes [19]. Dans le domaine des systèmes experts on peut distinguer :

➤ **Les systèmes experts autonomes :**

En mode autonome un système expert utilise des données et des contraintes pertinentes au problème et le résout à l'aide de procédures simples (figure.I.17). Il n'utilise pas l'approche de la recherche opérationnelle qui consiste à modéliser le problème donné et à résoudre le modèle à l'aide d'un algorithme heuristique.

Par exemple dans [20] un système utilisé pour le diagnostic des cellules de batterie pour système photovoltaïque autonome, un développement du modèle de détection et de diagnostic des défauts est réalisé. Leurs performances sont vérifiées lors de tests, les résultats montrent une grande précision obtenue (environ 98 %) à la fois pour la détection d'anomalies.

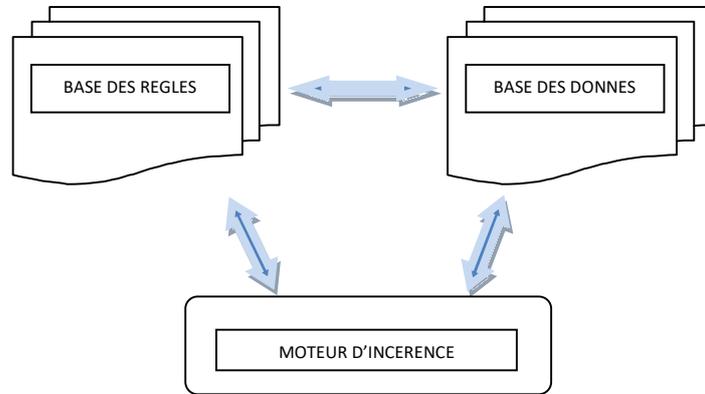


Figure I.17. L'organisation du système expert autonome.

➤ **Les systèmes experts combinés :**

Un système expert combiné ou tandem, combine l'approche de recherche opérationnelle avec l'approche systèmes experts afin de résoudre un problème. Il peut être considéré comme un système expert lié à une base de données de modèles et d'algorithmes.

Pour résoudre le problème, un algorithme disponible dans la base des modèles et d'algorithmes est sélectionné. La solution générée par l'algorithme est modifiée si nécessaire, afin d'intégrer des aspects qualitatifs et d'obtenir une solution possible. (figure.I.18) [19].

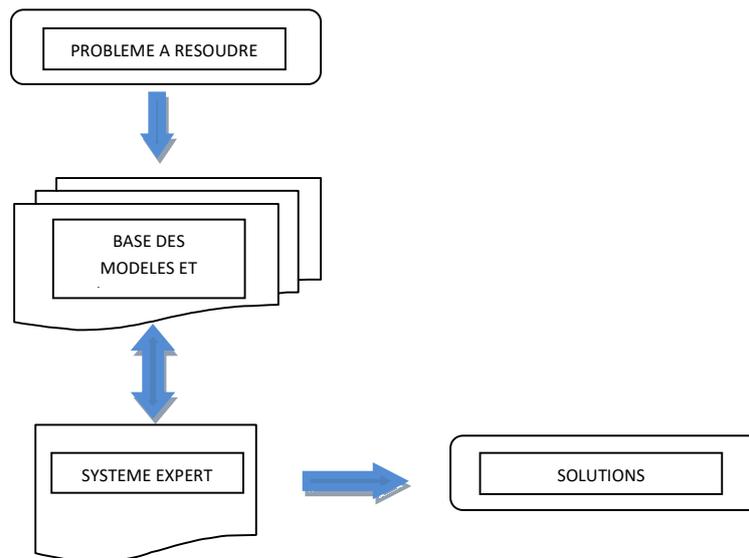


Figure I.18. L'organisation du système expert Combiné.

➤ **Evaluation des systèmes experts:**

Les systèmes experts ayant des points forts tels que :

- La représentation de la connaissance sous la forme de règles logiques permet la maintenance de la base de règles
- Introduit à la fois des connaissances absolues et des jugements personnels de l'expert
- Le système expert explique à la fois le raisonnement conduisant aux réponses ce qui permet à l'utilisateur de juger de son niveau de fiabilité.
- Les systèmes experts peuvent raisonner sur des données inconnues (ou partiellement connues) grâce au coefficient de certitude des règles.

Mais les systèmes experts ont aussi des limitations :

- le système expert ne résout pas de lois physiques, ce qui peut être limitatif.
- Les systèmes experts, contrairement aux techniques récentes de l'IA ne permettent pas l'apprentissage, ce qui limite amplement leurs portées.

I.12.2. Les réseaux de neurones artificiels (ANN pour Artificial Neuron Networks)

Le réseau de neurone artificiel est un modèle informatique mathématique général qui modélise les opérations des systèmes neuronaux biologiques, il copie le mode de fonctionnement de celui du cerveau humain.

➤ **Principe de fonctionnement des réseaux neurones**

On fait apprendre donc aux couches de neurones virtuels à partir d'une base d'apprentissage pour ensuite pouvoir raisonner sur de nouveaux cas. Ces technologies de réseau de neurones sont appelés machine learning et deep-learning. Les réseaux de neurones évitent d'avoir à utiliser des formules mathématiques explicites complexes, des modèles informatiques et des modèles physiques peu pratiques et coûteux.

Tous les modèles de réseaux de neurones qui ont été proposés au fil des ans partagent un bloc de construction commun, appelé neurone, et une structure d'interconnexion en réseau [19].

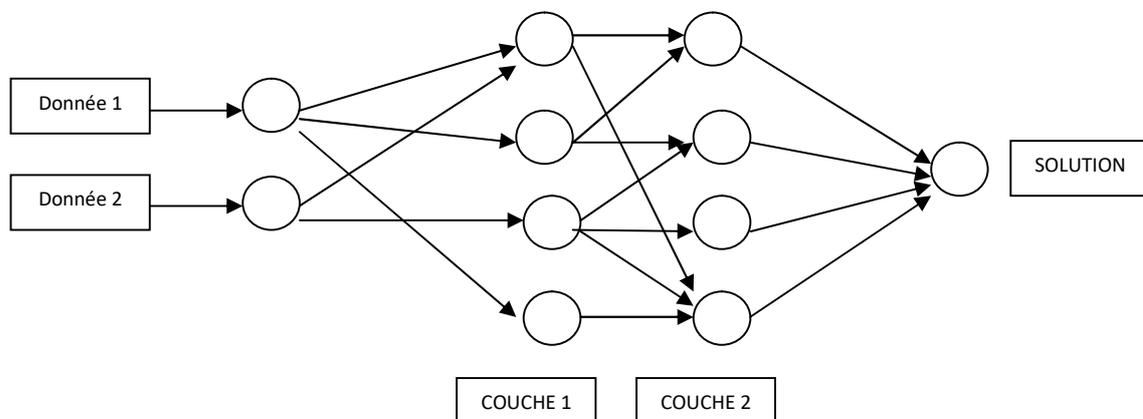


Figure I.19. L'organisation de la méthode des réseaux neurones.

➤ Les Modèles les plus adoptés des réseaux neurones

Il existe plusieurs modèles de réseaux neurones adoptés par les recherches scientifiques dans la littérature, dont on peut citer essentiellement :

- **Les réseaux multicouches** : sont constitués d'unités disposées en couches avec uniquement des connexions directes aux unités des couches suivantes. Les connexions sont associées à des poids. Chaque signal circulant le long de la liaison est multiplié par un poids de connexion. Dans les couches suivantes, chaque unité additionne ses entrées, ajoute un biais ou un terme de seuil à la somme et transforme de manière non linéaire la somme pour produire une sortie. Cette transformation non linéaire est appelée fonction d'activation de l'unité. Les unités de couche de sortie ont souvent des activations linéaires. Dans le reste de cette section, les activations linéaires de la couche de sortie sont supposées. Les couches prises en sandwich entre la couche d'entrée et la couche de sortie sont appelées couches cachées et les unités dans les couches cachées sont appelées unités cachées. [19]
- **Les réseaux radiales** : le réseau neurone radiale est considéré comme un réseau à deux couches, puisque le processus d'apprentissage se fait sur deux phases différentes, appelées couches. Dans la première phase, l'ensemble de données d'entrée est seul est utilisé pour déterminer les paramètres des fonctions de base et les poids de première couche. Les poids de la première couche sont ensuite maintenus fixes tandis que les poids de la deuxième couche sont trouvés dans la deuxième étape. La deuxième phase est contrôlée, car des données d'entrée et des données cibles sont requises. L'optimisation se fait par une approche classique des moindres carrés. [19]
- **Les réseaux récurrents** : Les réseaux de neurones récurrents sont puissants pour modéliser de nombreuses structures de calcul. Plusieurs squelettes ont été proposées dans la littérature dont on peut citer; le modèle qui a des connexions de rétroaction des unités de sortie aux unités d'entrée et celui qui a des connexions de rétroaction des unités cachées aux unités d'entrée. La sortie d'un nœud de traitement au pas de temps actuel dépend des signaux d'entrée et des signaux de retour au pas de temps précédent.

➤ Evaluation de la technique des réseaux neurones :

Certaines des caractéristiques favorisent l'utilisation de la technique ANN tels que :

- La manière d'accueil des informations et des connaissances sur un domaine de problème donné à travers la phase d'apprentissage de relations intéressantes (éventuellement non linéaires).
- Les réseaux de neurones peuvent travailler avec des données numériques ou analogiques.
- L'analyse des réseaux de neurones peut être conçue comme un bloc et l'utilisateur n'a pas besoin de connaissances mathématiques avancées.
- La forme de stockage compacte des informations et les connaissances acquises sein du réseau formé et la facilité avec laquelle elles peuvent être consultées et utilisées.

- La robustes des solutions de réseaux de neurones même en présence de bruit dans les données d'entrée.

Les réseaux de neurones ont de nombreuses applications dans la prévision, le contrôle, la modélisation et la classification des modèles. Ils ont besoin d'un algorithme d'apprentissage. L'algorithme d'apprentissage le plus connu est l'algorithme de rétro-propagation. Cela dépend de la comparaison de la sortie du réseau neuronal avec la sortie requise et du calcul de la différence d'erreur. Cette erreur est utilisée dans la mise à jour des poids des neurones. La mise à jour des poids des neurones est le processus d'apprentissage du réseau de neurones. [21]

I.12.3. Les algorithmes Génétiques :

L'algorithme génétique est une méthode de recherche heuristique adaptative basée sur la génétique des populations [22]. L'algorithme génétique est principalement utilisé pour optimiser les résultats des diagnostics des défauts par différentes méthodes.

L'algorithme génétique (GA) peut être utilisé pour optimiser les poids initiaux et les seuils du réseau neuronal [23], pour améliorer l'ajustement non linéaire, un algorithme génétique fournit un moyen efficace de résoudre le problème de randomisation des paramètres initiaux [24], aussi on fait appel à ce type d'algorithme afin de sélectionner les meilleures caractéristiques et que le classificateur de réseau neuronal artificiel a appliqué pour le diagnostic des défauts [25].

I.12.4. Logique floue :

La logique floue imite la méthode de pensée humaine. Le contrôleur à logique floue se compose d'un bloc de fuzzification, d'un système d'inférence basé sur des règles et d'un bloc de défuzzification.

La logique floue est l'une des techniques artificielles modernes utilisées dans le diagnostic des pannes dans le système PV. Elle traite des plages des différents paramètres plutôt que des points de données, par conséquent, la logique floue pourrait prédire des résultats précis pour tous les points de données dans les plages de divers paramètres. [26]

La caractéristique d'un système logique floue est construite sur la base de la condition SI, puis de l'instruction entre les nombres d'un ensemble de données d'entrée incertain afin de donner des décisions appelées la sortie de la fonction d'appartenance [27].

Il existe deux caractéristiques principales des systèmes flous qui leur donner de meilleures performances pour des applications spécifiques [19]:

- Les systèmes flous conviennent aux raisonnements incertains ou approximatifs, en particulier pour le système avec un modèle mathématique difficile à dériver.
- La logique floue permet la prise de décision avec des valeurs estimées sous informations incomplètes ou incertaines

L'inférence de la logique floue contrairement aux techniques d'apprentissage automatique, ne nécessite pas une grande quantité de données à former et peut modéliser de manière plus intuitive sur la base d'un ensemble de règles bien défini [28].

Plusieurs travaux ont adopté les techniques de la logique floue pour le diagnostic des différents défauts et défaillances sur les systèmes PV tels que dans [27, 28, 29, 30, 31].

I.12.5. Méthodes hybrides :

Les systèmes intelligents hybrides sont révélés des outils d'intelligence artificielle potentiels pour la prédiction des performances et la modélisation des systèmes solaires photovoltaïques

Le réseau de neurones artificiels (ANN), la logique floue (FL), l'algorithme génétique (GA) et leurs modèles hybrides sont bien établis en tant que technologies utiles qui peuvent se compléter dans des systèmes hybrides puissants et ont montrés des succès considérable dans de nombreux cas réels.

La principale raison de ces succès semble être la synergie dérivée des composants intelligents de calcul, tels que l'apprentissage automatique, le FL, les réseaux de neurones et les GA. Chacune de ces méthodologies fournit aux systèmes hybrides des méthodes de raisonnement et de recherche complémentaires qui permet l'utilisation des connaissances du domaine et des données empiriques pour résoudre des problèmes complexes [19].

Les techniques systèmes intelligents hybrides combinent les avantages de plusieurs algorithmes d'IA. Ci-dessous une brève explication sur les algorithmes hybrides les plus utilisés dans les systèmes photovoltaïques.

- Systèmes d'inférence floue de neurones adaptatifs ANFIS

Le neurone adaptatif flou est une technique hybride qui combine les avantages des réseaux de neurones et de la logique floue. Il très utilisé dans les domaines de prévision, la conception, prédiction, la détection des troubles des systèmes

- .GA-floue et NN-floue

Dans cette technique, des algorithmes génétiques ou des réseaux de neurones sont utilisés pour optimiser la fonction de degré d'appartenance du contrôleur à logique floue. Il s'agit de résoudre le problème d'essais et d'erreurs nécessaires pour optimiser le fonctionnement du contrôleur à logique floue [33].

Conclusion

Suite a une description du système PV, une revue des méthodes de détection et diagnostique des défauts les plus utilisé nous a pousser a la principale conclusion que les techniques d'intelligence artificielles IA sont fortement impliquées dans tous les aspects des systèmes PV tels que le contrôle et la surveillance et que la recherche des défauts ... et que les travaux de recherche se dirigent vers des systèmes photovoltaïques intelligents.

Aussi ce chapitre montre également la diversité et la large gamme de techniques d'IA utilisées dans la recherche photovoltaïque ce qui laisse les portes des propositions des techniques et méthodes ouvertes aux chercheurs.

CHAPITRE 2 : LES DEFAUTS D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE

Introduction :

Un module PV comme tous les équipements connaît souvent des dysfonctionnements dus aux défauts de construction ou d'installation, des pannes et à la dégradation dans le temps de l'équipement.

Les défauts de construction ou d'installation sont généralement des défauts détectables lors de la mise en service d'un équipement tels que les fissures des modules, le mauvais serrage des connexions et des supports ... Ces défauts peuvent être corrigés ou réparés dès la mise en marche et ne font pas partie des défauts étudiés dans ce travail.

Par contre les pannes et les défauts survenues sur un module en fonctionnement, et ceux causés par la dégradation dans le temps du matériel représentent les défauts les plus fréquents dans le domaine. Ces défauts peuvent être répartis en deux grandes familles : défauts d'ombrage (pour n'importe quelle raison) et celle des défauts matériels. Dans ce travail on traitera une collection de ces défauts. Aussi lors du choix des défauts pour la simulation on a supposé des défauts de différents degrés de sévérité afin de pouvoir fonctionner sur toutes les zones de sensibilité de notre installation photovoltaïque. Afin de se rapprocher le plus possible de la réalité on a essayé de combiner quelques défauts en même temps car la plupart des défauts sont simultanés mais avec des degrés de gravité différents, et la somme de ces derniers pourra dépasser les limites de fonctionnement tolérables.

II.1. Terminologie relative aux dysfonctionnement d'un système PV :

- **Un défaut** : est un dysfonctionnement l'empêchant d'une manière totale ou partielle de fonctionner correctement et conformément aux attentes, c'est à plus ou moins une perte de fonction. Un défaut est révélé généralement par un ou plusieurs symptômes tels que la dégradation de la puissance, dégradation de la tension, du courant, des cellules surchauffées

Un défaut n'entraîne pas forcément une perte de sécurité ou de puissance pour un module PV, mais certains défauts peuvent créer des problèmes de sécurité à grand risque dont on peut citer les incendies.

Les défauts causés par la mauvaise manipulation ne sont pas pris en considération dans ce travail. C'est le cas aussi des défauts causés par une force majeure tels que la foudre, inondations, tremblement de terre ...

Certains constructeurs de modules PV et selon leur technologie de production de ces derniers prévoient une dégradation de puissance, cette dégradation ne peut être considérée comme un défaut, par contre il s'agit d'un défaut du module PV si le fabricant n'a pas pris en compte cet effet pour la puissance nominale.

- **La Détection de défauts** : détermination d'existence d'un ou de plusieurs défauts et de l'instant d'occurrence de ces défauts.

- **La localisation de défauts** : C'est la détermination du degré de gravité et la localisation matérielle et dans le temps (temporelle) d'un défaut détecté.

- **L'identification de défauts** : Fonction qui suit la localisation dans laquelle on remonte un ensemble de symptômes de ou des défauts à leurs causes probables.

- **Panne ou défaillance**: Arrêt persistant affectant l'aptitude d'un système à satisfaire une fonction requise dans les conditions de fonctionnement normales.

- **Perturbation** : signal d'entrée non contrôlé et non souhaitable mais considérée comme tolérable.

- **Un Symptôme** : est un comportement ou un signe distinctif caractérisant un ou plusieurs défauts et permettant de détecter un dysfonctionnement d'un système.

- **Le Diagnostic de défaut** : L'Association Française de Normalisation (AFNOR) et la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) ont défini le diagnostic dans les différents secteurs industriels [34] : " **Le diagnostic est l'identification de la cause probable de la (ou des) défaillance(s) à l'aide d'un raisonnement logique fondé sur un ensemble d'informations provenant d'une inspection, d'un contrôle ou d'un test** ".

Donc le diagnostic consiste en la détermination du type, de la Gravité, de la localisation et de l'instant d'occurrence d'un défaut via les étapes suivantes :

- **Acquisition des données** : C'est la capture, la validation des mesures, le conditionnement, et le prétraitement des signaux dans le but de fournir une image du fonctionnement.

- **Détection** : La détection autant qu'étape de diagnostic consiste à prendre la décision binaire : soit le fonctionnement du système est correct ou non, dans ce cas une panne s'est produite.
- **Localisation** : provoqué par la détection, consiste à déterminer de manière plus approfondie les composants défectueux.
- **Identification** : l'identification d'un défaut est le fait de déterminer la liaison entre les symptômes captés, détectés et localisés avec les défauts probables et ce afin d'expliquer au mieux le comportement du système.
- **La Prise de décision** : cette étape consiste à décider la réaction souhaitée de notre système que ce soit l'arrêter du système jusqu'à la correction du défaut, soit toléré le fonctionnement dégradé ou même agir pour réorganiser le système.

D'une manière générale un système de diagnostic se caractérise par quatre caractéristiques principales : détectabilité, isolabilité, sensibilité et robustesse. En fonction de ces quatre caractéristiques, nous pouvons comparer les diverses approches de diagnostic ainsi de distinguer la meilleure méthode convenable pour notre système [34].

II.2. Les défauts dans un module PV :

Un module PV comme tous les équipements électriques, peut être sujet des défauts et des dysfonctionnements. Dans ce travail et afin de limiter le nombre important des défauts probables dans un module photovoltaïque, ce dernier et avant d'être mis en service et considéré comme module sain et répond aux exigences de la norme IEC 61 215.

Plusieurs examens, vérifications et essais sont prévus par la dite norme et ce comme suit :

- Examen visuel l'objectif est de détecter tout défaut visuel dans le module PV, il n'est permis aucun défaut visuel majeur. Selon cette norme, chacun des défauts suivants est considéré comme un défaut visuel majeur:
 - a) Surfaces externes fêlées, pliées, désalignées ou déchirées ;
 - b) Cellules cassées;
 - c) Cellules fêlées;
 - d) Interconnexions ou jonctions défectueuses;
 - e) Cellules touchant d'autres cellules ou le châssis;
 - f) Défauts de collage;
 - g) Bulles ou délaminations formant un chemin continu entre une cellule et le bord du module;
 - h) Surfaces collantes au toucher des matériaux plastiques;
 - i) Connexions défectueuses, parties électriques actives exposées;
 - j) Toute autre condition qui pourrait affecter les performances.
- Examen de détermination de la puissance maximale.
- Essai diélectrique.
- Mesure des coefficients de température.
- Mesure de la température nominale de fonctionnement du module.
- Vérification des performances dans les STC.

- Vérification des performances sous faible éclairement.
- Essai d'exposition en site naturel.
- Essai de tenue à l'échauffement localisé.
- Essai de pré-conditionnement aux UV.
- Essai de cycle thermique.
- Essai humidité-gel.
- Essai de chaleur humide.
- Essai de robustesse des sorties.
- Essai de courant de fuite en milieu humide.
- Essai de charge mécanique statique.
- Essai à la grêle.
- Essai de la diode de dérivation.
- Stabilisation.

Malgré que les précautions prévues par la norme IEC 61215 éliminent un nombre très important des défauts dès la mise en service du module PV, il restera ce qu'on peut appeler les défauts fonctionnels qui sont des défauts apparaissant avec durant le fonctionnement de l'installation. Dans ce travail on traitera les défauts fonctionnels les plus fréquents dans ces derniers temps dans le domaine. Ces défauts peuvent être répartis en deux grandes familles : défauts d'ombrage (pour n'importe quelle raison) et celle des défauts matériels.

Lors du choix des défauts pour l'étude et la simulation on a supposé des défauts de différents degrés de sévérité afin de pouvoir fonctionner sur toutes les zones de sensibilité de notre installation photovoltaïque.

Aussi on a essayé de combiner quelques défauts en même temps pour se rapprocher le plus possible de la réalité car la plus parts des défauts sont simultanés mais avec degrés de gravité différents, et la somme de ces derniers pourra dépasser les limites de fonctionnement tolérables.

II.3. Défauts d'ombrage : Les modules solaires sont généralement constitués de plusieurs cellules solaires connectées en série, et l'effet d'ombrage se produit lorsqu'un module photovoltaïque ne reçoit pas le niveau de rayonnement normalisé prévu ou le rayonnement ne soit pas réparti équitablement sur tout le module en raison d'existence d'obstacles.

Le défaut d'ombrage sur les modules photovoltaïques consiste à la diminution partielle ou totale de l'éclairage, autrement dit le rayonnement solaire qui représente la source d'énergie entraîne une perte de production et affecte les paramètres de sortie du module PV. Cette influence varie en fonction de la taille et de la densité de l'obstacle [35].

II.3.1. Défaut d'ombrage homogène : il s'agit d'un ombrage qui touche l'ensemble des cellules constituant le module équitablement, tel que le cas d'un grand nuage (Fig.II.1) ou l'existence d'un obstacle qui cause une diminution d'irradiation solaire.



Figure .II.1. Ombrage homogène sur l'ensemble des cellules d'un module PV

Les figures Fig. II.2 et Fig. II.3 montrent l'influence d'un ombrage répartie équitablement sur l'ensemble des cellules d'un module PV. La diminution de la valeur du courant est assez claire et justifie par conséquent la diminution de la puissance fournie par ce module. Par contre on peut constater que la valeur de tension fournie par le module est préservé sur les deux cas avec et sans défaut.

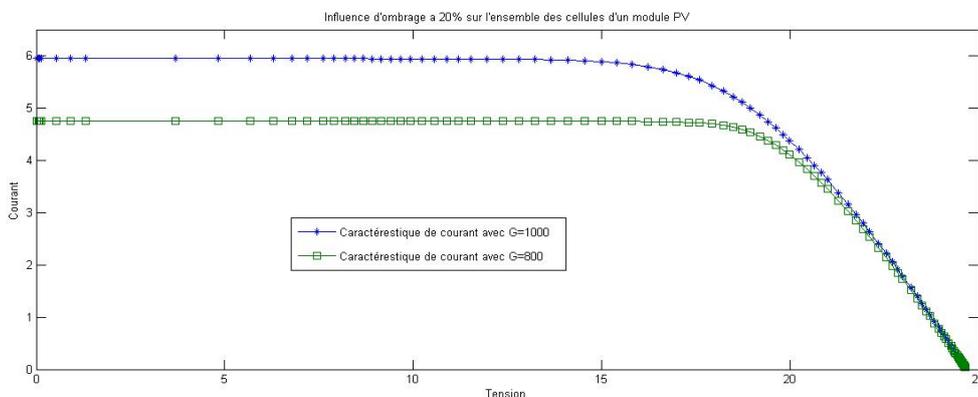


Figure II.2. Influence d'ombrage à 20% sur l'ensemble des cellules d'un module PV - Courant.

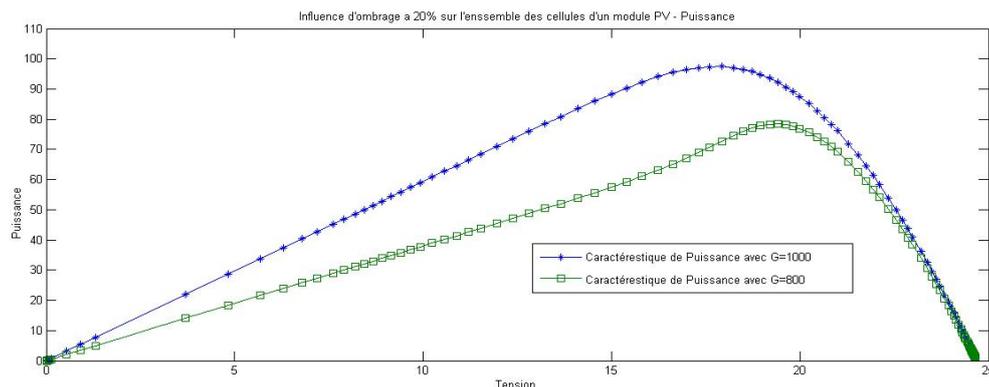


Figure II.3. Influence d'ombrage a 20% sur l'ensemble des cellules d'un module PV - Puissance.

II.3.2. Défaut d'ombrage non homogène ou Mismatch : Le défaut Mismatch est le défaut causé par un ombrage répartie non équitablement sur l'ensemble des cellules d'un module PV, cette répartition non équitable de rayonnement solaire est causé par différents obstacles, la Figure II.4 montre quelques exemples des causent un défaut Mismatch [35]..

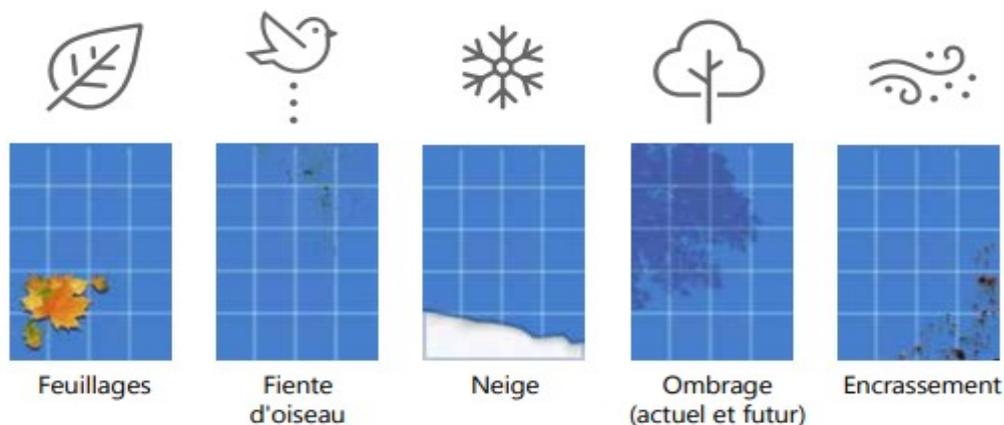


Figure II.4. Exemples Causent un défaut d'ombrage Mismatch sur les cellules d'un module PV

L'association de ces cellules photovoltaïques qui ne sont pas homogènes car elles possèdent des caractéristiques non identiques, déséquilibre et dégrade le point de puissance maximum, et baisse la puissance fournie par le module (voir Fig. II.5 et Fig. II.6).

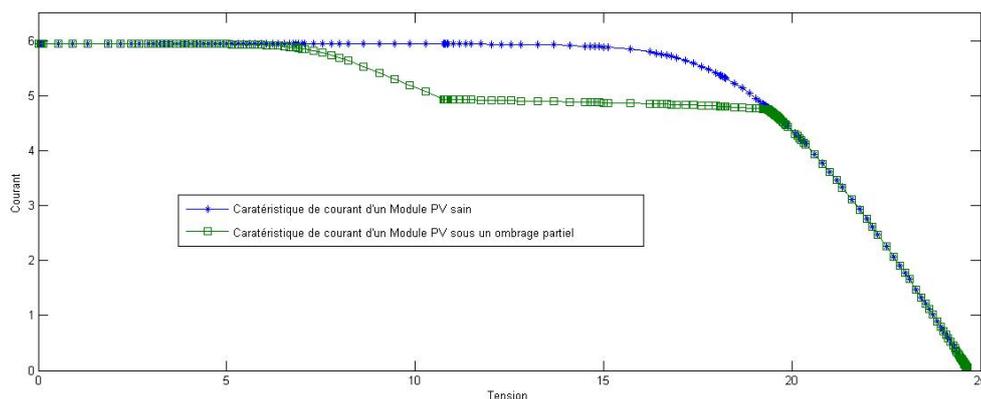


Figure II.5. Influence d'ombrage partiel sur les propriétés d'un module PV - Courant.

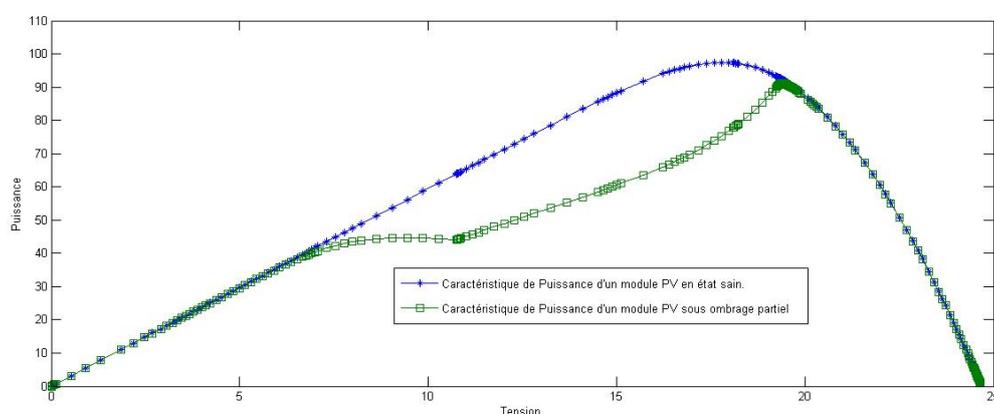


Figure II.6. Influence d'ombrage partiel sur les propriétés d'un module PV - Puissance.

Sous une irradiation non uniforme, les cellules solaires avec un courant de sortie plus élevé renverront le courant aux cellules solaires avec un courant de sortie plus faible, en conséquence, certaines cellules solaires fonctionneront comme des charges plutôt que comme des sources, et cela entraînera une réduction de l'efficacité du système et peut même mettre en question la sécurité de l'installation et peut endommager le module PV.

De plus, l'effet d'ombrage fait que la puissance de sortie a plusieurs maxima locaux au lieu d'un maximum global, ce qui rend difficile le suivi du point de puissance maximale [35].

La réduction de la puissance de sortie d'un module PV due à l'ombrage a été évaluée en tenant compte de l'influence du niveau d'éclairage et du taux d'ombre sur une cellule du module PV. Une réduction de 30% peut être observée en raison de l'ombre totale d'une seule cellule solaire.

Aussi on note que la résistance série, R_s , augmente en même temps que le taux d'ombrage, par contre, la résistance shunt, R_{sh} , présente une nette réduction due à l'ombrage. La réduction de la résistance shunt explique l'apparition de points chauds dans le module PV sous ombrage partiel. Ces variations de R_s et R_{sh} peuvent Aussi expliquer en partie la

diminution de la puissance de sortie et la réduction du facteur de forme. L'effet de la variation des pertes résistives contribue à la diminution de la puissance totale du module PV [36].

Par mesure de sécurité et afin de minimiser l'impact d'irradiation non uniforme sur les modules PV, ces derniers sont dotés équipés de diodes de dérivation (BYPASS) qui servent à couper les cellules solaires subissant l'effet d'ombrage afin de diminuer l'impact de ce défaut sur l'ensemble du module. Ces diodes de dérivation sont connectées sur des groupes de cellules appelés String composés généralement de 12 à 18 cellules PV. Le point faible de la diode de dérivation est que même si une seule de ces cellules est en défaut et subit un effet d'ombrage et fonctionne comme une charge, la puissance de toutes les cellules connectées sur la diode de dérivation sera perdue [36].

Théoriquement la meilleure solution pour maximiser la puissance de sortie serait de connecter sur chaque cellule une diode de dérivation, mais cela impliquerait des charges additionnelles pour les constructeurs.

II.4. Le Défaut de la poussière : Un des principaux facteurs de dégradation des modules PV est l'accumulation de poussière sur la surface supérieure du module PV qui provoque d'énormes pertes d'énergie lors d'une utilisation à long terme. L'accumulation de poussière pendant une longue période endommage la couche extérieure du module, entraînant une production moindre et une durée de vie réduite.

La poussière est un minuscule élément solide en dessous de 250 micron dans le rayon déposé en quantité sur la surface du module PV. Le taux de dépôt de la poussière dépend des propriétés de la poussière telles que les propriétés chimiques, la taille, la forme, le poids et différentes circonstances environnementales, telles que l'humidité, la température ambiante, les tempêtes de poussière, la pollution, la vitesse du vent et la direction du vent. Les activités environnantes telles que les actions humaines, les mouvements de véhicules et les décharges volcaniques peuvent également augmenter le dépôt de poussière [37].

Le vent joue un rôle important dans le dépôt et l'élimination de la poussière de la surface du module solaire PV. Il se comporte comme un transporteur de poussière. Un vent lent peut entraîner un dépôt de poussière tandis qu'un vent à grande vitesse peut nettoyer la surface du module solaire.

Le comportement d'un module PV affecté par les particules de poussière est influencé en deux manières :

- l'effet des particules de poussière en suspension dans l'air : diminuent le taux de rayonnement solaire et le module PV sera sous un ombrage homogène en supposant que la poussière est distribué de façon homogène dans l'air, l'ombrage est caractérisé par la densité de la poussière dans l'air (Fig. II.7).



Figure II.7. Poussière dans l'air (Vent de sable) causant un défaut d'ombrage sur les cellules des modules PV.

Le taux d'ombrage varie donc en fonction de la taille et de la densité de distribution des particules de poussière dans l'air, ci-dessous une simulation d'un défaut d'existence la poussière dans l'air causant un défaut d'ombrage de 10% sur l'ensemble des cellules d'un module PV (Fig. II.8 et Fig. II.9):

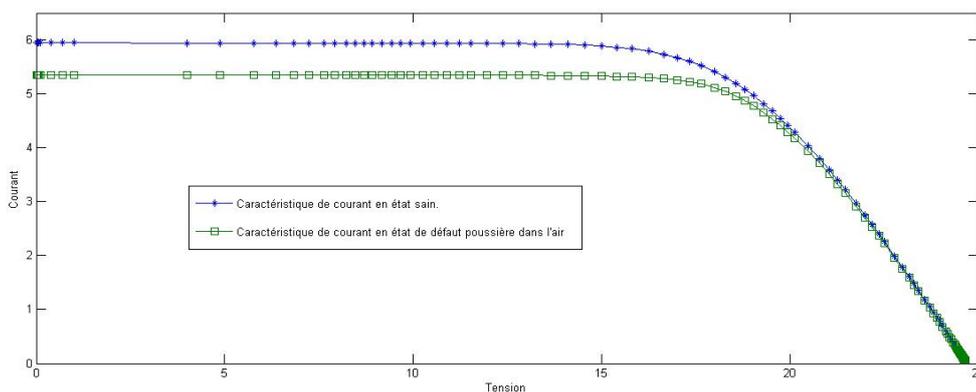


Figure II.8. Influence de la poussière dans l'air causant un défaut d'ombrage sur l'ensemble des cellules sur les propriétés d'un module PV- Courant.

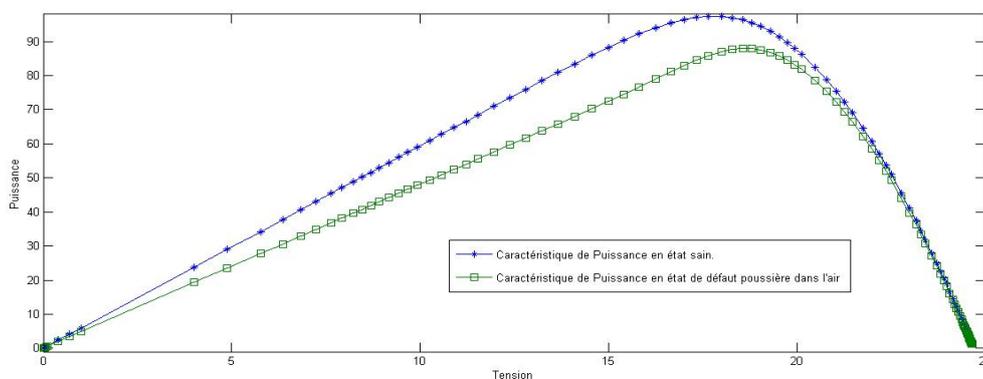


Figure II.9. Influence de la poussière dans l'air causant un défaut d'ombrage sur l'ensemble des cellules sur les propriétés d'un module PV- Puissance.

- L'effet du dépôt de poussière sur la surface avant du module PV : Sachant que taux de rayonnement solaire influence le fonctionnement du module PV, l'accumulation de poussière sur le module PV (Fig. II.10) empêche le rayonnement solaire d'attaquer directement la cellule PV ce qui produit l'irrégularité de la génération de puissance de sortie des cellules et pousse le module PV de ce comporter comme un module sous ombrage partiel ou Mismatch.

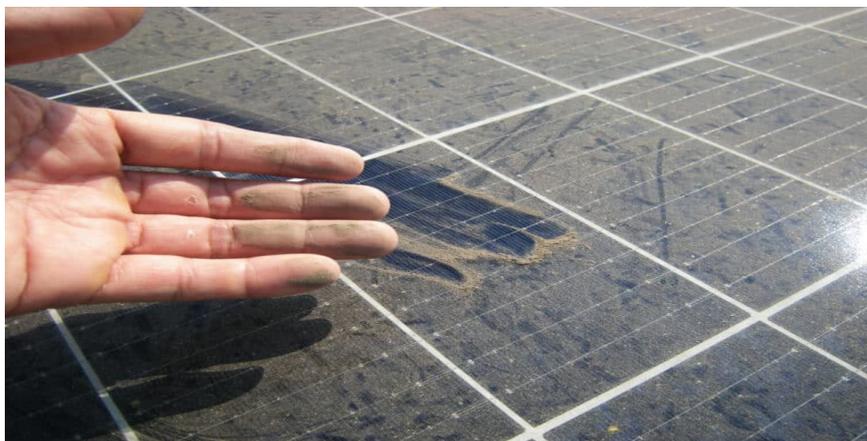


Figure II.10. Accumulation de la poussière sur les cellules d'un module PV.

Le défaut de dépôt de poussière sur la surface avant du module PV peut se comporter comme un défaut mixte ; le premier est l'ombrage total sur l'ensemble des cellules, et le deuxième est un ombrage partiel de certaines cellules souffrant de l'accumulation de la poussière et par conséquent un taux d'ombrage plus grave et ce notamment pour les cellules placés dans les coins du module PV. Les propriétés du module PV serrent comme suit (Fig. II.11 et Fig. II.12):

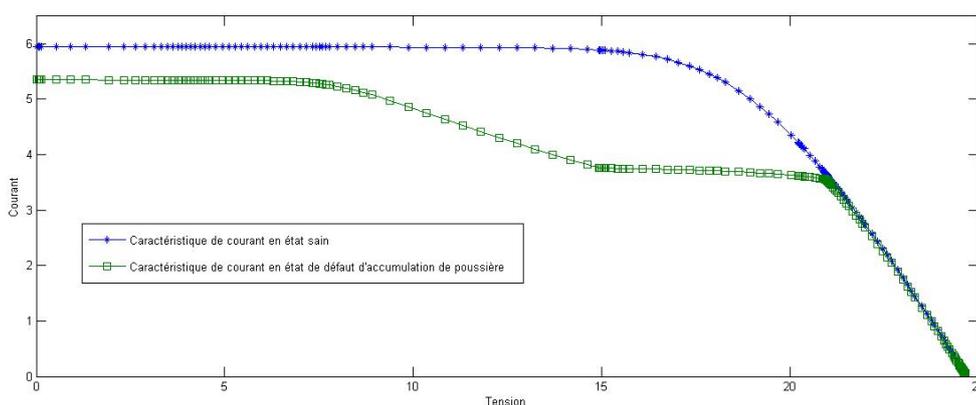


Figure II.11. Influence de l'accumulation de la poussière causant un défaut d'ombrage de différents degrés de gravité sur l'ensemble des cellules sur les propriétés d'un module PV- Courant.

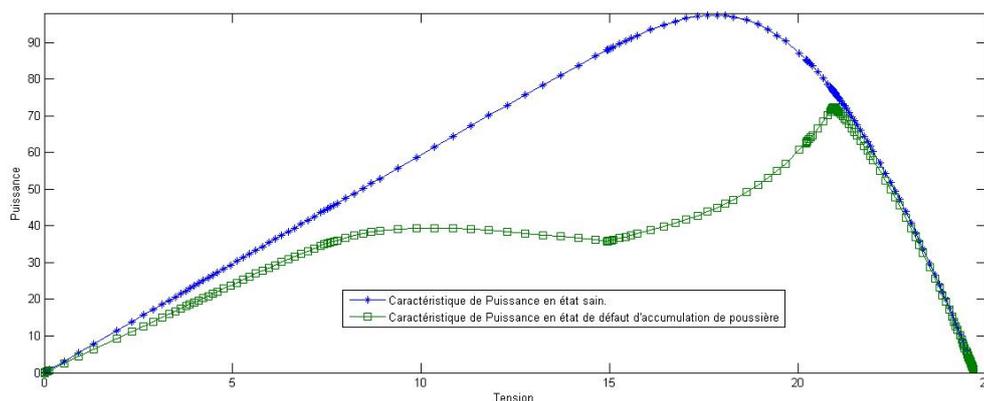


Figure II.12. Influence de l'accumulation de la poussière causant un défaut d'ombrage de différents degrés de gravité sur l'ensemble des cellules sur les propriétés d'un module PV- Puissance

Ainsi, La dégradation des performances du module PV dépend non seulement de la densité de dépôt de poussière mais également des propriétés de la poussière tels que la taille et la couleur des particules de poussières qui ont leur influence sur le rendement d'un module PV; les petits éléments de poussière sont uniformément répartis par rapport aux particules de poussière plus grosses, ce qui réduit les espaces entre les particules de poussière à travers lesquels la lumière du soleil peut passer alors que les particules ayant des couleurs foncées réduisent la lumière solaire entrant dans le module solaire et augmentent également la température de surface du module PV plus que celles en couleurs plus claires.

Un certain nombre de techniques d'atténuation pour réduire le dépôt de poussière sur la surface du module PV ont été essayés, mais jusqu'à présent, Il n'y a pas de technique d'atténuation efficace fixe pour le nettoyage du module PV. Car cela dépend des conditions environnementales du site d'installation. Aussi Il n'y a pas de calendrier permanent pour dépoussiérer le module PV, car cela dépend principalement de l'occurrence des tempêtes de poussière et des précipitations.

II.5. Le Défaut de Point chaud : La formation de points chauds s'exprime sous forme de chauffage localisée dans un module PV (Fig. II.13) qui peut survenir en raison d'une inadéquation des cellules solaires, d'un ombrage partiel et/ou de défauts internes des cellules. Cela se produit principalement lorsque la cellule affectée fonctionne dans la condition de polarisation inverse. Les points chauds entraînent non seulement une dégradation à long terme, mais peuvent également constituer une grave menace pour la sécurité des systèmes photovoltaïques et de leurs opérateurs. Cependant, dans les champs PV réels, la poussière a été un facteur majeur dans la création de points chauds [38].

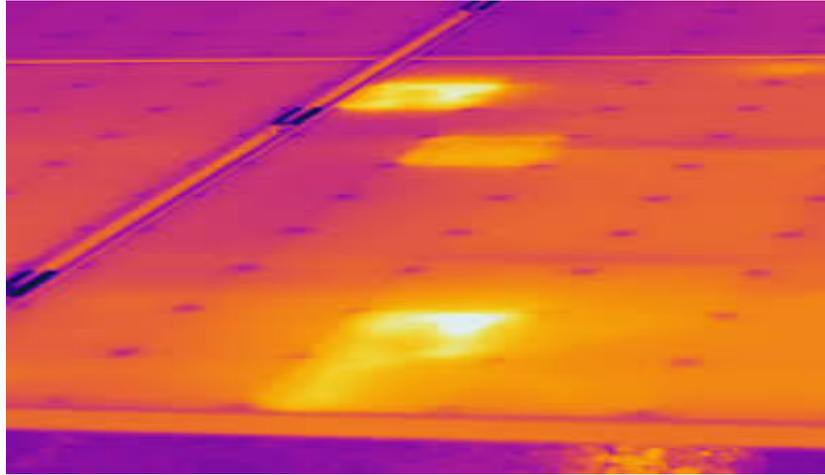


Figure II.13. Défaut point chaud localisé sur quelques cellules d'un module PV.

Un point chaud sur un module photovoltaïque pourra être interprété physiquement en deux dimensions :

A. La dimension Electrique : mise en circuit ouvert de l'ensemble des cellules sous la même diode de by-pass. Dans le but de préserver un module photovoltaïque des risques des points chauds une diode dérivation ou de By-pass est inséré afin d'éliminer ces risques qui peuvent endommager les cellules PV et même provoquer un incendie si le rayonnement est suffisamment grand. Les diodes de by-pass sont généralement placées en antiparallèle sur un ensemble des cellules du module PV appelées string.

Si une cellule devient polarisée en inverse, elle polarisera directement la diode By-pass, cette dernière ayant la fonction de fournir un chemin de dérivation pour le flux de courant en cas de défaut. Lorsque l'ombrage est disparu, la cellule revient généralement à l'état de polarisation, et la diode revient à l'état de polarisation inversé [38].

Ainsi, la puissance générée par les cellules éclairées ne sera pas affectée par l'ombrage des autres cellules une fois que les diodes de by-pass conduisent, elles introduisent une chute de tension inévitable, peuvent s'échauffer considérablement la cellule et consommer l'énergie générée et par conséquent ca ce répercute la puissance maximale délivrée par les modules photovoltaïques.

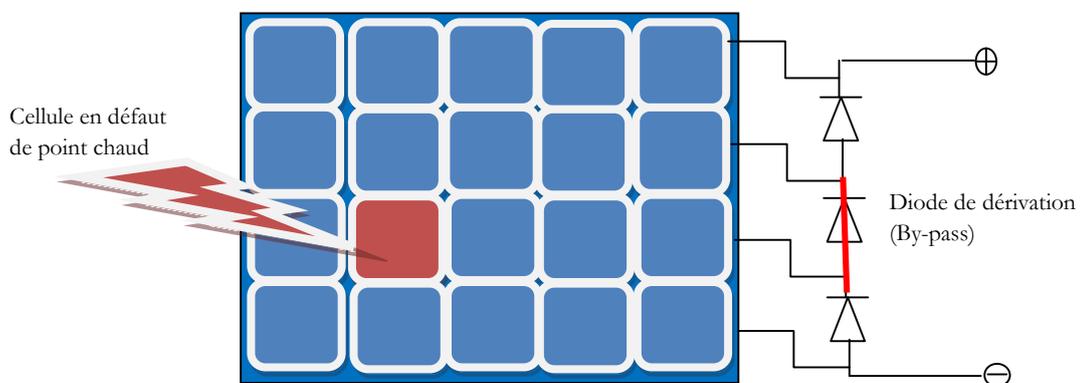


Figure II.14. Fonctionnement des diodes de dérivation (By-pass) en cas d'existence d'un point chaud sur un module PV

L'existence d'un défaut de point chaud provoquera le fonctionnement de l'une des diodes de By-pass et par conséquent la mise en hors exploitation des cellules PV sous cette diode. Si la répartition des cellules PV sous les diodes de By-pass est équitable ce qui est le cas en générale, la dégradation des propriétés du module PV aura un caractère proportionnel aux nombre des chaines ayant une cellule en défaut et par conséquent mises hors exploitation, l'exemple ci-dessous montre la simulation des propriétés d'un module PV ayant deux diodes de By-pass dont une est excité a fonctionner par la présence d'un point chaud sur une des cellules PV en dessous (Fig. II.15 et Fig. II.16).

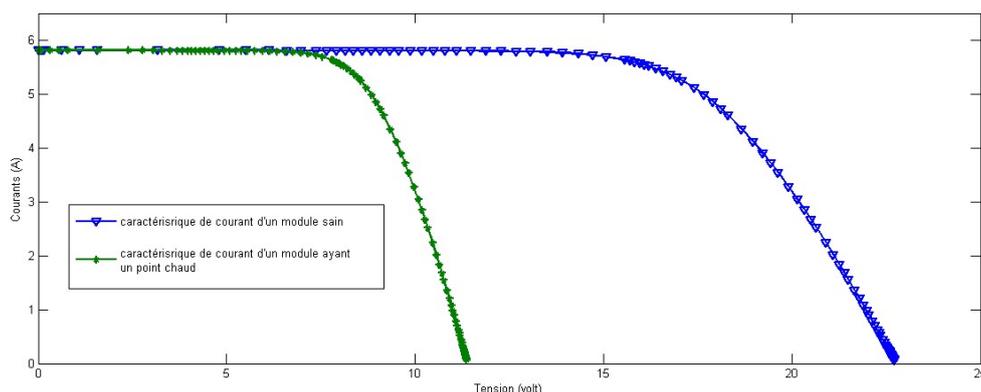


Figure II.15. Influence de l'existence d'un point chaud sur les propriétés d'un module PV ayant deux diodes de By-pass - Courant

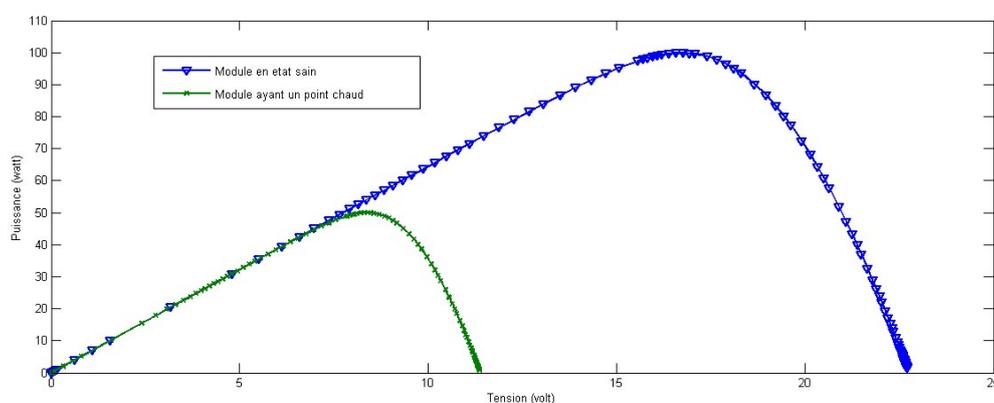


Figure II.16. Influence de l'existence d'un point chaud sur les propriétés d'un module PV ayant deux diodes de By-pass - Puissance

Les diodes de dérivation ou de By-pass sont souvent utilisées pour atténuer les points chauds, mais dans certaines situations où l'ombrage n'est pas très élevé, des points chauds peuvent toujours se produire.

B. La dimension Thermique : Echauffement des cellules et leur effet d'augmentation de la température des cellules adjacentes et par conséquent la baisse de rendement des dites cellules et du module PV en général.

L'approche standard pour définir l'efficacité d'une cellule PV dépend fortement de la température de fonctionnement de cette cellule, T_c , qui est calculée en utilisant la température ambiante et la valeur de référence de la température de la cellule connue sous le nom de température nominale de fonctionnement de la cellule (NOCT). La plupart des fabricants des modules PV fournissent des éléments de température pour leurs modules PV basés sur le NOCT précisé dans l'équation standard (I.6).

La température T_c de la cellule PV exprimé en fonction de la température ambiante et la constante NOCT peut être affecté par la température des cellules adjacentes si cette dernière est plus ou moins élevé par effet de conduction thermique dans les matériaux de construction des dites cellules et ce sachant que la température des cellules en défaut de point chaud peuvent atteindre des grandeurs en double, triple ou même plus. La différence de température due au flux de chaleur reçue par la cellule en état sain de la part des cellules en défaut de point chaud peut être argumentée par l'équation (II.1) de transfert de chaleur suivante :

$$\text{flux de chaleur} = \text{Surface de contact} \times \text{Conductivité materiau} \times \frac{\text{Température de la source}}{\text{Epaisseur materiau}}$$

Les résultats des simulations de l'influence de la température élevée d'un point chaud de différents degrés de gravité sur les cellules adjacentes d'un module PV en fonction de leur distance sont présentés dans la Fig. II.17 ci-dessous.

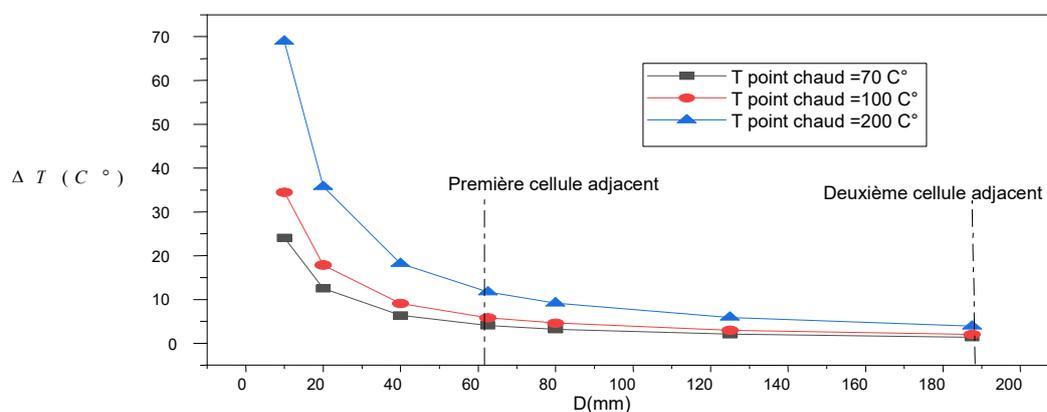


Figure II.17. Influence de la température élevée d'un point chaud de différents degrés de gravité sur les cellules adjacentes d'un module PV en fonction de leur distance.

L'augmentation de la température des cellules adjacentes influe à la baisse sur les valeurs des courants et par conséquent sur les valeurs des puissances fournies par l'ensemble de ces cellules (Fig. II.18 et Fig. II.19).

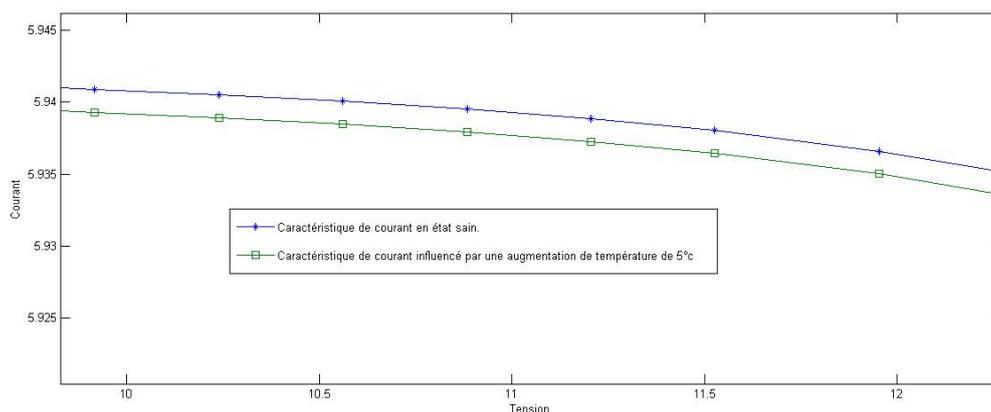


Figure II.18. Influence de la température élevée de 5°C sur le courant d'un module PV.

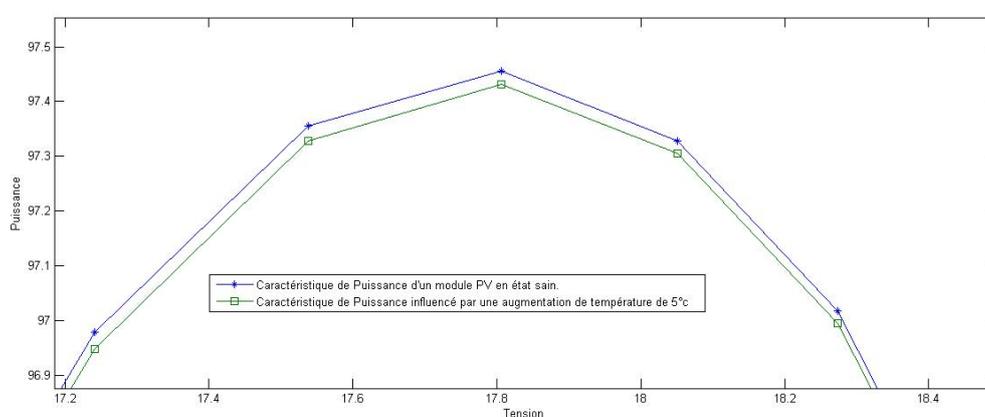


Figure II.19. Influence de la température élevée de 5°C sur la Puissance d'un module PV.

Même si la baisse des valeurs des courants et des puissances causés par cette augmentation de température sont limités, leurs importance apparaîtra dans les calculs de précision (notamment lors de calcul des réglages des protections de système par exemple).

II.6. Le Défaut de la Diode de dérivation (By-pass): Dans une chaîne de cellules connectées en série tel que le cas de la plupart des modules PV, toutes les cellules transportent le même courant. Lorsqu'une ou plusieurs cellules sont sous l'effet de l'ombrage, le courant maximal autorisé est réduit, diminuant par conséquent la puissance de sortie de ces cellules. De plus, les cellules sous l'ombre peuvent atteindre des températures élevées, entraînant le phénomène de point chaud et des dommages permanents au module PV [39, 40].

La technique la plus courante pour remédier à ce problème consiste à placer une diode en antiparallèle sur un groupe de cellules PV ou à une sous-chaîne de cellules. Si le courant généré par une cellule devient plus petit que les autres cellules, le flux de courant trouvera le chemin de la diode de dérivation.

Une fois que les diodes de dérivation sont conductrices, elles introduisent une chute de tension inévitable, et peuvent même se chauffer considérablement et consommer l'énergie générée, et cela a un impact sur la puissance maximale délivrée par les modules photovoltaïques.

Quand la diode contourne une sous-chaîne complète alors qu'une seule cellule est défaillante ca représente une grande perte de puissance des cellules en état sain mais sous la même diode de dérivation avec la cellule en défaut [40]. Aussi de point de vu suivi du point de puissance maximale (MPP) la difficulté avec cette approche est que les diodes de By-pass créent plusieurs MPP locaux, ce qui rend difficile le suivi du point de puissance maximale.

Diverses topologies de diodes By-pass à l'intérieur d'un module PV peuvent créer plusieurs et différents chemins de circulation de courant. Ainsi, les dispositions de diodes By-pass sur le module PV peuvent avoir un impact sur les caractéristiques de tension, de courant et de puissance des cellules ombragées et non ombragées, ainsi que sur la puissance maximale de l'ensemble du système PV.

La fiabilité des systèmes PV est liée au nombre de diodes By-pass montées sur les modules PV. Plus il y a de diodes installées, moins il y a de pertes de puissance associées à l'ombrage, ainsi que la diminution de la montée du point chaud. Cependant, augmenter le nombre de diodes est coûteux et rend complexe l'agencement du module PV. Même si les diodes de dérivation sont une technique d'atténuation consolidée du problème d'ombrage, quelques études ont signalé que ces stratégies étaient insuffisantes pour la prévention des points chauds, en particulier en ce qui concerne la consommation d'énergie, les défauts des diodes et l'introduction de plusieurs pics sur les courbes P-V [40]. Les défauts les plus courants des diodes de By-pass des modules PV sont :

- Déconnexion de la diode de By-pass : dans ce cas le module PV devient sans protection, il fonctionne en mode normale jusqu'à l'apparition du défaut. En cas de défaut le module sera sans protection et en face a plusieurs risques.
- Diode de By-pass court-circuité : dans ce cas l'ensemble des cellules sous la diode de By-passe défectueuse seront hors exploitation et représentant une perte de tension et de puissance (Fig. II.20 et Fig. II.21).

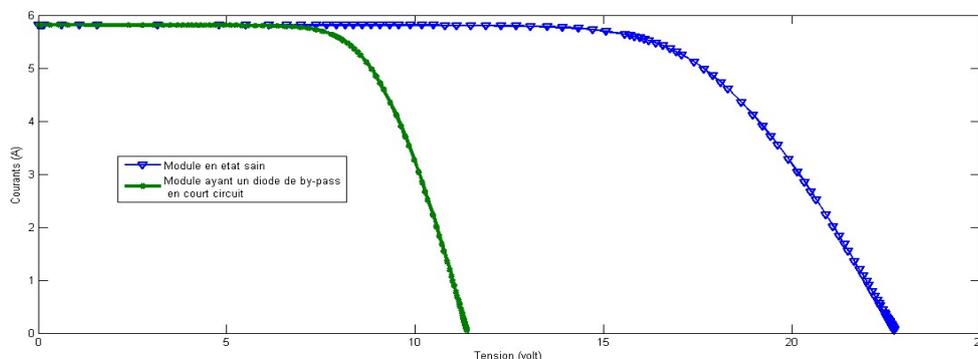


Figure II.20. Influence du défaut court circuit sur le courant d'un module PV ayant deux diodes dont un est en court circuit.

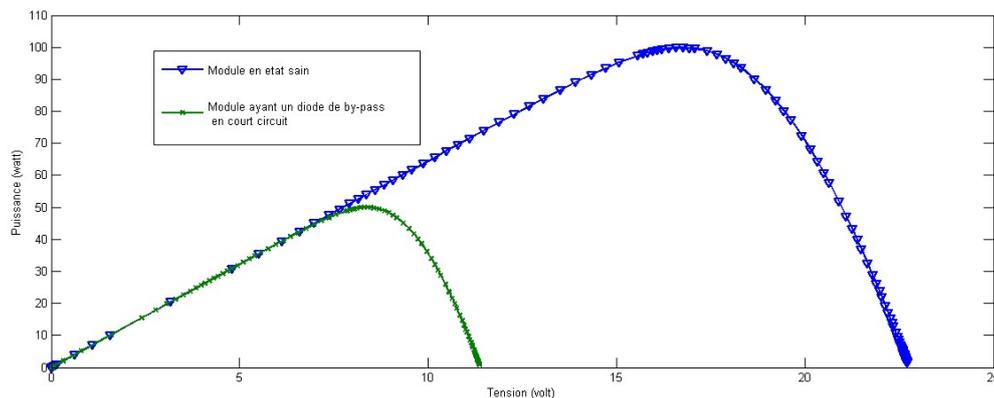


Figure II.21. Influence du défaut court circuit la puissance d'un module PV ayant deux diodes dont un est en court circuit.

II.7. Le Défaut d'augmentation de la résistance série (R_s): Une résistance série d'une cellule PV est la résistance interne de la cellule ; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles. Donc la résistance série tient compte de toutes les pertes dues au matériau semi-conducteur résistif dont est constituée la cellule, de la résistance des contacts et des autres pertes série [41].

La résistance série est la pente de la caractéristique dans la zone où la cellule PV se comporte comme un générateur de tension, elle ne modifie pas la tension en circuit ouvert et lorsqu'elle est élevée, elle diminue la valeur du courant de court-circuit. L'augmentation de la résistance série se traduit par une diminution de la pente de la courbe de puissance [42].

A des niveaux d'éclairage élevés les effets de la résistance série consistent en un aplatissement de la caractéristique de sortie photovoltaïque et une chute associée de la tension maximale du point de puissance.

La réduction de l'efficacité à des intensités lumineuses élevées en raison de valeurs élevées de résistance série a été analysée avec la conclusion que pour une application avantageuse des cellules solaires à des intensités lumineuses élevées, l'accent doit être mis sur la réduction de la résistance série [40].

La diminution d'efficacité doit être surmontée par une réduction de la résistance en série pour les applications de cellules solaires sous niveau très élevé d'irradiation tel que les systèmes avec des concentrateurs optiques.

Les Figures II.21 et II.22 montrent clairement l'influence du défaut d'augmentation de la résistance série d'une cellule PV de 0.01 ohm au 0.5 Ohm.

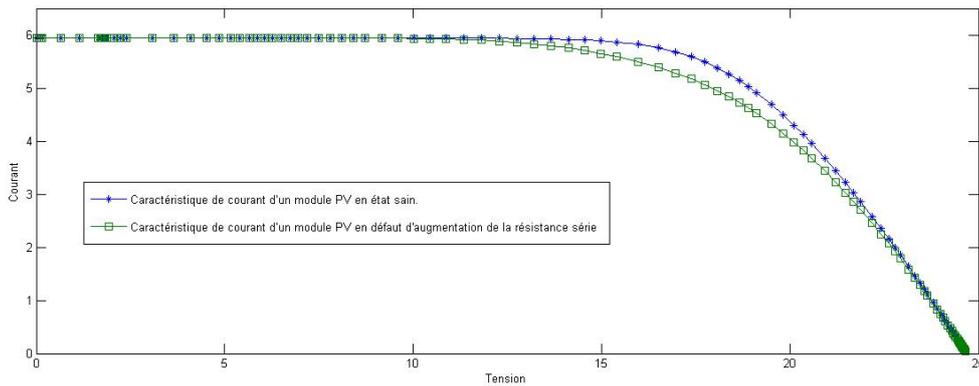


Figure II.22. Influence du défaut Augmentation de résistance série sur le courant d'un module PV.

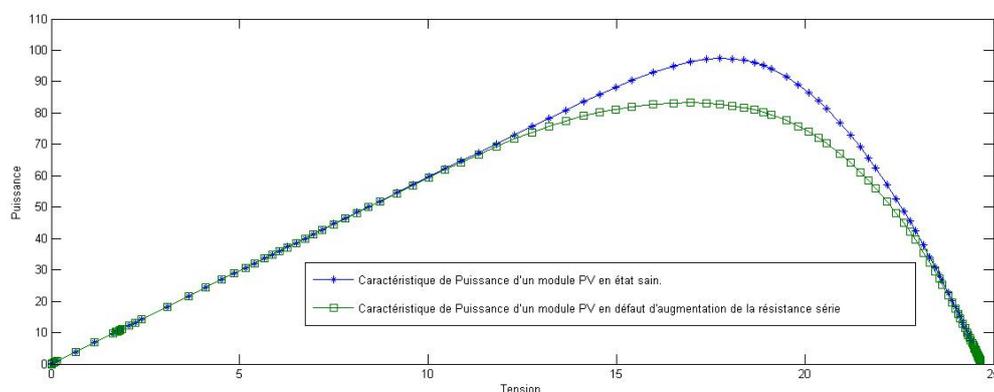


Figure II.23. Influence du défaut Augmentation de résistance série sur la Puissance d'un module PV.

II.8. Le Défaut de diminution de la résistance shunt (R_{sh}): La résistance shunt est due à des courts-circuits localisés dans la couche de silicium qui est le matériau principal de la cellule. Elle est généralement d'une valeur très élevée [41]. La résistance shunt est un paramètre prend en compte l'inévitable fuite de courant qui se produit entre les bornes d'une cellule solaire.

L'influence de la diminution de la résistance de shunt sur les caractéristiques courant-tension se traduit par une légère diminution de la tension en circuit ouvert et une augmentation de la pente de la courbe I-V de la cellule dans la zone correspondant au fonctionnement en tant que source de courant [42].

L'augmentation du courant de fuite entre les cellules voisines varie avec les paramètres électriques pour diminuer la puissance de sortie du réseau et conduire à la dégradation des cellules par chauffage localisé des cellules individuelles. La variation de la résistance shunt modifie considérablement la puissance de sortie.

La résistance shunte est crucial pour les performances d'un module PV, en particulier à des niveaux d'irradiation réduits soit lorsque les niveaux d'intensité chutent, comme les jours nuageux ou lorsque le soleil est plus bas dans le ciel [43].

Dans le cas idéal, R_{sh} est grand de sorte que même à de faibles intensités lumineuses, le courant shunt est négligeable, par contre et dans le cas non idéal, R_{sh} peut être petit de sorte que le courant de shunt soit non négligeable [44].

Les Figures II.24 et II.25 montrent l'influence du défaut de diminution de la résistance shunt d'une cellule PV sur les propriétés de courant et de puissance d'un module PV.

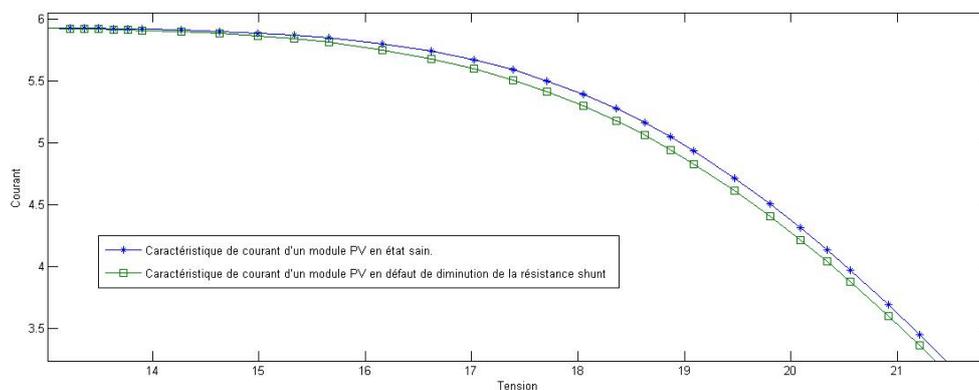


Figure II.24. Influence du défaut de diminution de la résistance shunt sur le courant du module PV.

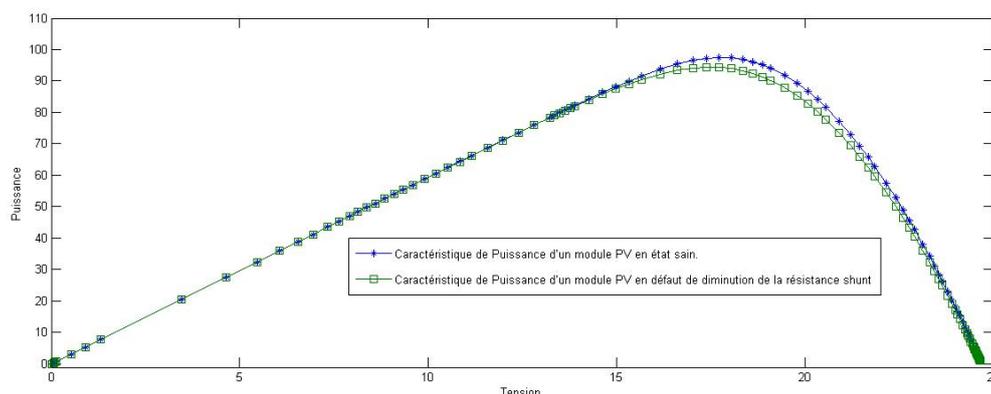


Figure II.25. Influence du défaut de diminution de résistance shunt sur la puissance du module PV.

II.9. Autres défauts : en plus des défauts étudiés ci-dessus, il existe des défauts fonctionnels peuvent affecter un module PV tels que :

- **Défaut de circuit ouvert :** Le défaut de circuit ouvert est dû généralement à la déconnexion d'une ou de plusieurs cellules du module PV ou même la déconnexion du module par rapport au reste du système [45]. Le diagnostic de ce défaut peut être réalisé en inspectant la tension et le courant. Dans le cas d'un défaut la tension reste constante ; cependant, une baisse de courant sera enregistré. Les défauts en circuit ouvert peuvent être causés par des cellules endommagées, des diodes défectueuses et des défauts de câblage [46].

- **Défaut de court-circuit** Sachant que les cellules PV sont généralement raccordées en série dans un module PV, le défaut de court circuit d'une cellule ou même du module PV entraînera une chute importante de la tension de l'installation et pourra être détecté et diagnostiquer facilement.

Conclusion :

Dans ce chapitre et après une petite présentation de quelques définitions et terminologies utilisées dans le domaine, nous avons présenté les préconisations de la norme IEC 61 215 concernant les modules en état sain et les différents exigences et testes de vérification et de confirmation du bon état d'un module PV.

Ensuite nous avons présenté la majorité des défauts et des défaillances qui peuvent apparaître dans un module PV, notamment ceux a caractère fonctionnel. Une simulation des différents défauts a eu lieu afin d'étudier les propriétés de courant et de la puissance en fonction de la tension, cette étude serra utile dans la suite de ce travail surtout lors de la phase diagnostique des défauts.

CHAPITRE 3 : MODELISATION DU MODULE PHOTOVOLTAÏQUE ET DES DEFAUTS

Introduction :

La modélisation d'un module photovoltaïque est sur tout chercher à comprendre ce qui se passe, et le décrire de manière mathématique, a travers des équations afin d'étudier son fonctionnement, optimiser sa conception, et prévoir son comportement face aux divers dysfonctionnements. L'objectif principal de ce chapitre est la modélisation de la cellule et du module photovoltaïque en décrivent les différents modèles proposés pour la cellule PV, ensuite la modélisation d'un module PV, et la simulation via MATLAB SIMULINK de leurs fonctionnements, et propriétés. On suppose que toutes les cellules du module PV sont identiques et soumises aux équitablement aux conditions de fonctionnement sauf en cas de défaillance ou l'existence d'un défaut qui seront mentionnés cas par cas.

Cette modélisation sera utilisée pour le diagnostic de fonctionnement du module PV et de prévoir son comportement face aux dysfonctionnements et aux défauts les plus probables dans le domaine.

III.1. Modélisation Electrique d’une cellule photovoltaïque.

Afin de décrire le fonctionnement de la cellule PV, plusieurs modèles et schémas électriques ont été proposés dans la littérature dans le domaine, la plus part d’entre eux se reposent sur les composants suivants : une source de courant principale, une ou deux diodes, une résistance série, une deuxième résistance shunt et a certains cas une deuxième source de courant. En plus de la description du fonctionnement de la cellule PV les composants cités servent a mieux décrire le comportement des cellules PV notamment en cas de dysfonctionnement lors d’un défauts ou passage par un régime transitoire. En plus d’un modèle a une diode simplifié, trois modèles sont les plus adoptés par la littérature dans le domaine sont : le modèle a une diode, le modèle a deux diodes et le modèle de Bishop, la différence entre ces modèles est la configuration physique de la cellule est les paramètres prises en compte.

III.2. Modèle simplifié à une diode : Le modèle à une diode simplifié appelé aussi modèle à quatre paramètres construit à base d’une source de courant constant, en parallèle avec une diode, et une résistance qui représente les pertes dues à la résistance série interne du module, ainsi que les contacts et des interconnexions entre la cellule et son entourage qui est dan ce cas le module PV (Fig. III.1).

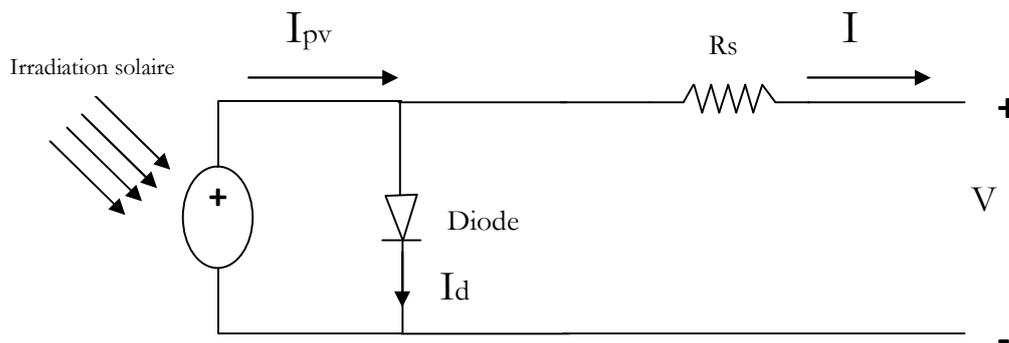


Figure III.1. Circuit Equivalent du modèle simplifié a une diode.

Ce modèle est géré par l’équation suivante :

$$I = I_{ph} - I_d \dots \dots \dots (III.1)$$

Sachant que I_d est donné par la formule suivante :

$$I_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{v_t} \right) - 1 \right] \dots \dots \dots (III.2)$$

On peut écrire donc :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{v_t} \right) - 1 \right] \dots \dots \dots (III.3)$$

CHAPITRE 3 : MODELISATION DU MODULE PHOTOVOLTAÏQUE ET DES DEFAUTS

Avec:

I_{ph} : courant photonique régi par la source du courant en fonction des radiations solaires.

I_d : courant de passant par la diode.

I_o : courant de saturation a l'obscurité.

R_s : est la résistance interne de la cellule.

I : courant de ligne fourni par la cellule PV.

V : Tension aux bornes de la cellule PV.

V_t : Tension de claquage spécifique au semi-conducteur calculée selon la formule suivante [47] :

$$V_t = \frac{N_s A K T}{q} \dots\dots\dots (III.4)$$

N_s : nombre de cellules en série du module PV.

A : le facteur d'idéalité de la diode.

K : constant de Boltzman.

T : la température en (°K) de la cellule.

q : la charge d'électron.

La performance de la cellule solaire est normalement évaluée dans les conditions de test standard (STC), où un spectre solaire moyen à AM 1,5 est utilisé, l'irradiation est normalisée à 1000W/m2 et la température de la cellule est définie comme 25 °C [48], Les propriétés de courant et de la puissance d'une cellule PV suite à la simulation via MATLAB SIMULINK sont comme suit (FigIII.2) :

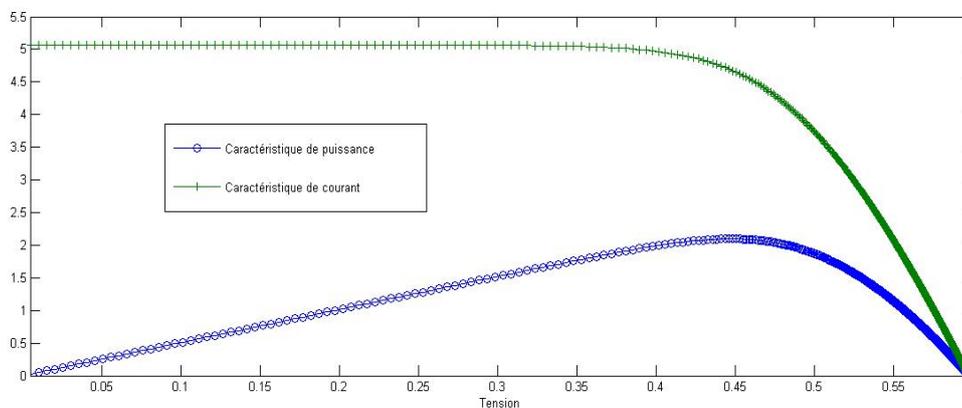


Figure III.2. Les propriétés de courant et de la puissance du modèle simplifié a une diode.

CHAPITRE 3 : MODELISATION DU MODULE PHOTOVOLTAÏQUE ET DES DEFAULTS

Ce modèle a une précision d'approximation relativement bonne et c'est peut-être le modèle le plus approprié pour le diagnostic des générateurs PV, car il offre un bon compromis entre précision d'approximation et simplicité [47].

III.3. Modèle détaillé à une diode : Le modèle à une diode (appelé aussi modèle détaillé à une diode) et en plus des composants cités en modèle simplifié, prend en compte la résistance shunt de la cellule PV, qui modélise les pertes dues aux courants de fuite à travers la jonction et à l'intérieur de la cellule causés par les imperfections cristallines et aux impuretés dans le matériau. Le circuit équivalent est come suit (Fig. III.3).

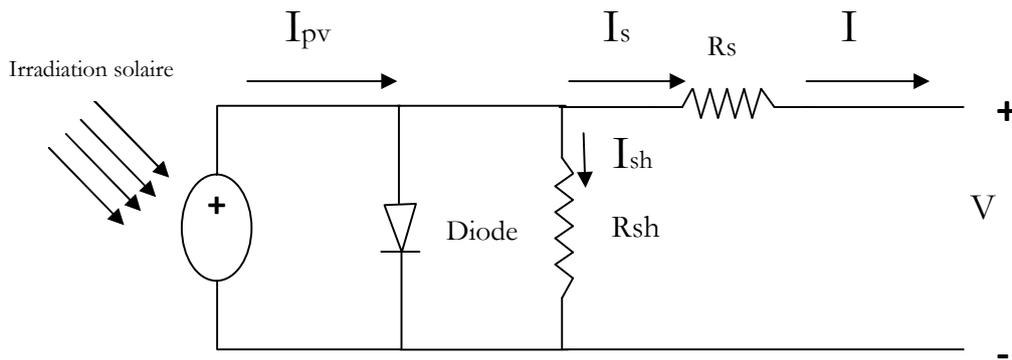


Figure III.3. Circuit Equivalent du modèle détaillé a une diode.

Ce modèle est géré par l'équation suivante :

$$I = I_{pv} - I_d - I_{sh} \dots\dots\dots (III.5)$$

Bien que :

$$I_{sh} = \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \dots\dots\dots (III.6)$$

Avec :

Rsh : Résistance shunt, cette résistance correspond à un courant de fuite au niveau de la jonction.

Ont peut écrire donc :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \dots\dots\dots (III.7)$$

Les propriétés de courant et de la puissance d'une cellule PV suite à la simulation via MATLAB SIMULINK sont comme montré dans (Fig. III.4) :

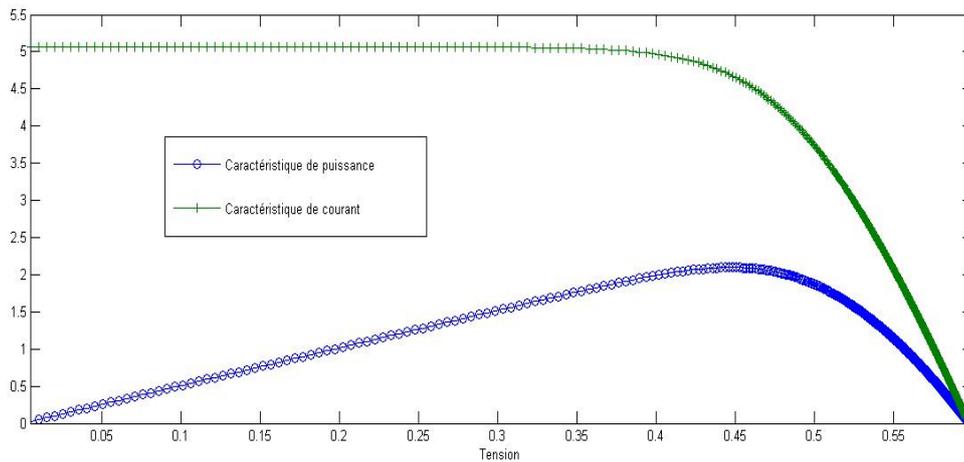


Figure III.4. Les propriétés de courant et de la puissance du modèle détaillé à une diode.

Sur les propriétés Courant et puissance de ce modèle on constate une grande semblance avec celles du modèle simplifié et ce dans le cas d'une cellule saine car la valeur de la résistance R_{sh} est suffisamment grande peut être considéré comme infinie. La différence peut être constatée dans le cas d'un défaut minimisant cette résistance, ce qui sera détaillé ultérieurement dans ce travail.

III.4. Modèle à deux diodes : En utilisant la physique des jonctions P-N, une cellule peut être modélisée comme une source de courant continu en parallèle avec deux diodes qui représentent les courants qui fuyant en raison des mécanismes de diffusion et de recombinaison de charge. La prise en compte de la perte de recombinaison conduit à un modèle plus précis appelé modèle à deux diodes [49 , 50] illustré à la (Fig. III.5) ci-dessous :

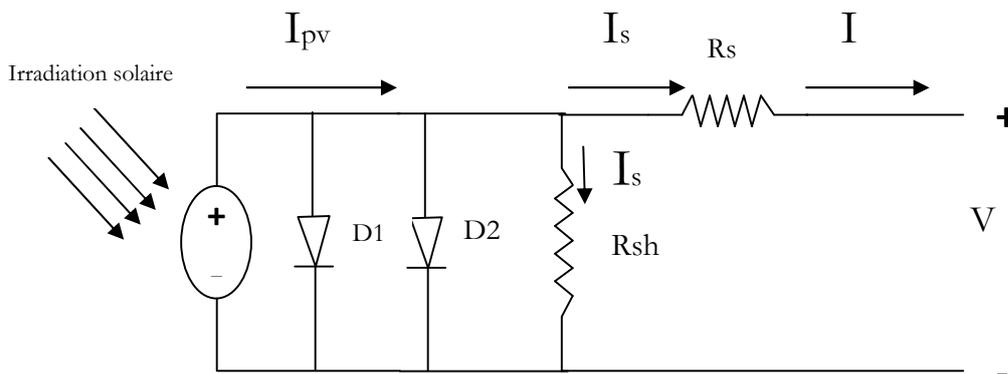


Figure III.5. Circuit Equivalent du modèle a deux diodes.

Dans ce modèle les deux diodes ont la même tension thermique mais avec des facteurs d'idéalité et des courants de saturation différents [51].

Ce modèle sera géré par l'équation suivante :

$$I = I_{pv} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \dots\dots\dots (III.8)$$

On peut écrire alors :

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{A_1 V_t}\right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{A_2 V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \dots\dots\dots (III.9)$$

Avec :

A1 : Facteur d'idéalité de la première diode.

A2 : Facteur d'idéalité de la deuxième diode.

Dans le cas général du modèle à deux diodes, les facteurs d'idéalité de la diode sont considérés comme connus pour les deux diodes, qui sont respectivement 1 et 2. Certains travaux considèrent que les deux facteurs d'idéalité des diodes comme des paramètres variables et adaptables ce qui peut nous offrir une meilleure qualité d'ajustement, mais, augmentant ainsi considérablement la complexité des calculs de paramètres.

Les propriétés courant et puissance (Fig. III.6) de ce modèle sont semblables avec celles des deux premier modèles en absence des défauts et surtout dans les conditions standards de tests et ce dans le cas d'une cellule saine.

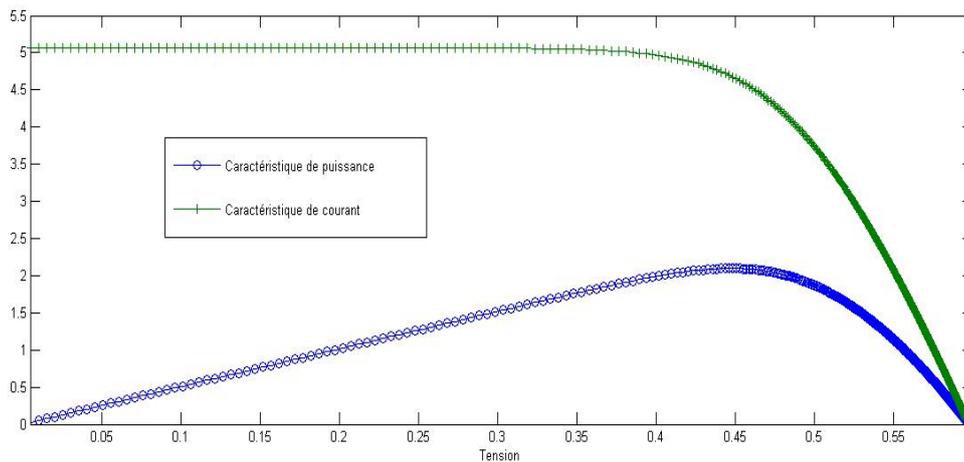


Figure III.6. Les propriétés de courant et de la puissance du modèle à deux diodes.

III.5. Modèle de Bishop : Lorsqu'un module PV est partiellement ombré, les cellules PV sous l'ombre peuvent ne pas générer d'énergie ; au contraire, elles pourraient consommer l'énergie produite par les autres cellules du module. Dans ce phénomène, appelé polarisation inverse, la cellule présente une tension négative à ses bornes ; et fonctionne dans le deuxième quadrant (tension négative et courant positif). Les modèles déjà proposés pour la modélisation de la cellule PV ; et ne peuvent représenter avec précision ce phénomène au niveau cellulaire [52]. Les caractéristiques inverses ont été implémentées par le modèle proposé par Bishop (Fig. III.7) dans le quel la cellule solaire avec des caractéristiques directes et inverses. Cependant, il comprend un terme de multiplication supplémentaire $M(V_j)$ pour le courant inverse qui est

CHAPITRE 3 : MODELISATION DU MODULE PHOTOVOLTAÏQUE ET DES DEFAUTS

inséré dans la branche shunt de sorte qu'il est connecté en série avec la résistance parallèle Rsh.

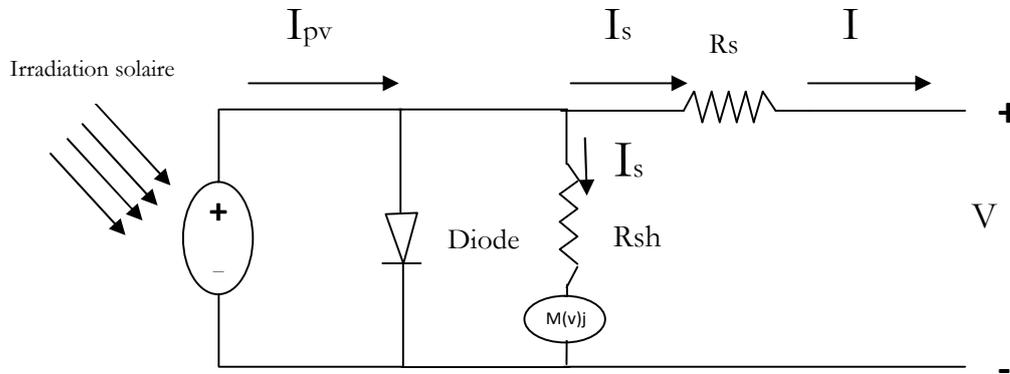


Figure III.7. Circuit Equivalent du modèle de Bishop.

Ce modèle est géré par l'équation suivante :

$$I = I_{pv} - I_d - I_{sh} \dots\dots\dots (III.10)$$

Bien que :

$$I_{sh} = \frac{V_j}{R_{sh}} [1 + a(1 - \frac{V_j}{V_t})^{-n}] \dots\dots\dots (III.11)$$

Avec :

Vj : est la tension aux bornes du terme shunt.

a : est la fraction de courant ohmique impliquée dans la tension de claquage.

n : est l'exposant de rupture d'avalanche.

L'équation du courant sera donc :

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_j}{R_{sh}} [1 + a(1 - \frac{V_j}{V_t})^{-n}] \dots\dots (III.12)$$

Le modèle de Bishop introduit en plus que le modèle a une diode qui affecte un courant de résistance shunt (Rsh) au moyen d'un terme ohmique, un facteur de multiplication non linéaire.

Les propriétés courant et puissance a l'état sain (Fig. III.8) de ce modèle sont semblables de point de vue formes aux celles des autres modèles, par contre les valeurs sont inférieurs et ce a cause des pertes prises en charges par le modèle de Bishop.

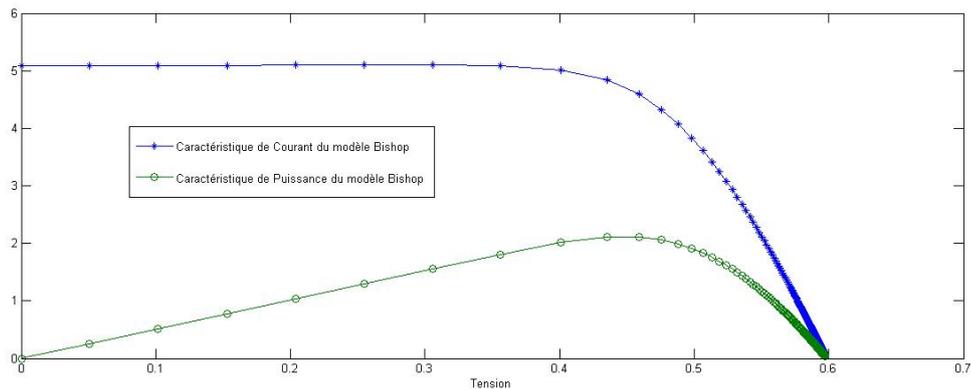


Figure III.8. Les propriétés de courant et de la puissance du modèle Bishop.

III.6. Comparaison des propriétés des différents modèles : Les modèles de circuit les plus couramment étudiés sont le modèle à une seule diode et le modèle à deux diodes. Les deux ont été utilisés pour modéliser des cellules, et modules photovoltaïques. Cependant, lorsqu'un module PV est partiellement ombré, les cellules PV sous l'ombre peuvent ne pas générer d'énergie ; au contraire, elles pourraient consommer l'énergie produite par les autres cellules du module. Dans ce phénomène, appelé polarisation inverse, la cellule présente une tension négative à ses bornes ; par conséquent, il fonctionne dans le deuxième quadrant (tension négative et courant positif). Il convient de noter que ni le modèle à une seule diode ni modèle à deux diodes ne peuvent représenter avec précision ce phénomène au niveau cellulaire pour cela on fait appel au modèle de Bishop. Sur les Figures : (III.9), (III.10), (III.11) et (III.12) on montre les propriétés de courants et des puissances des différents modèles, plus que les paramètres de fuites et des pertes sont prises en charges plus que les valeurs sont réduites.

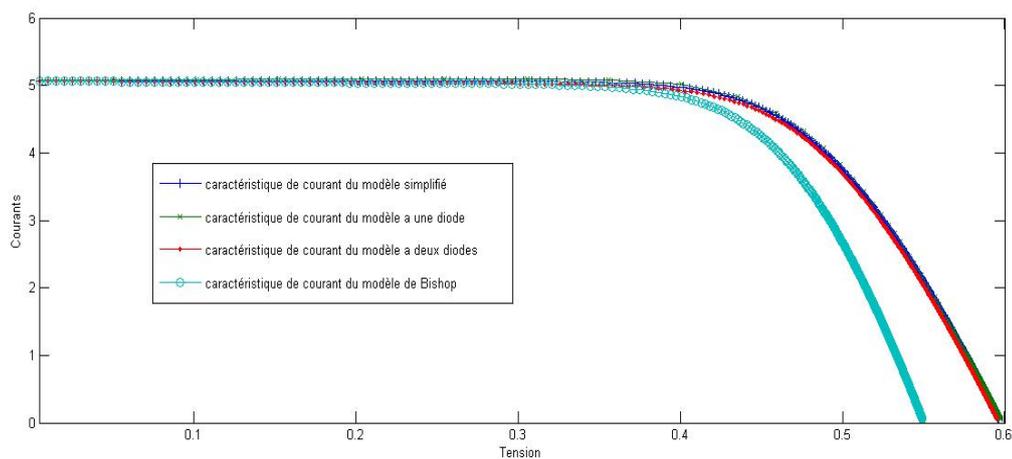


Figure III.9. Les propriétés des courants des différents modèles de cellules PV.

CHAPITRE 3 : MODELISATION DU MODULE PHOTOVOLTAÏQUE ET DES DEFAUTS

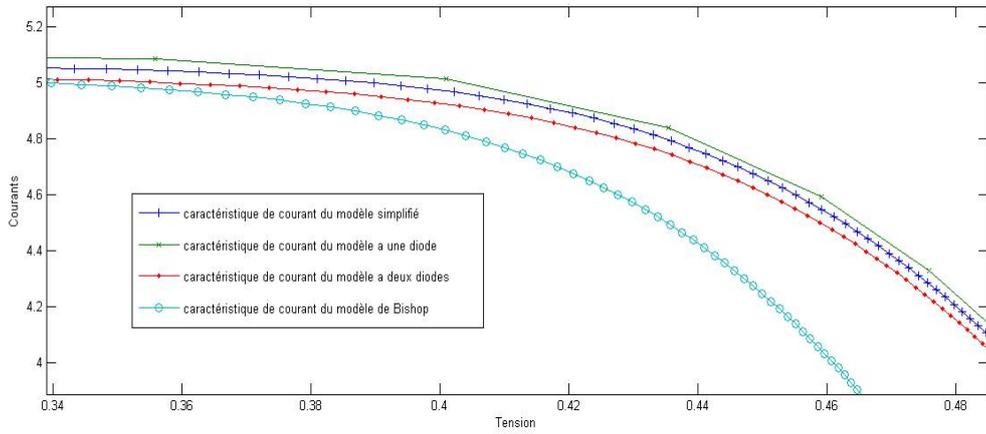


Figure III.10. Zoom sur les propriétés des courants des différents modèles de cellules PV.

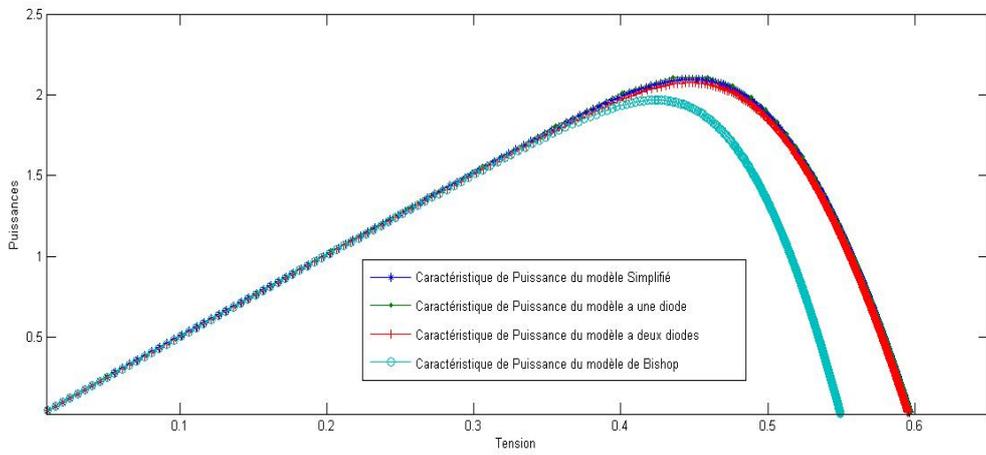


Figure III.11. Les propriétés des Puissances des différents modèles de cellules PV.

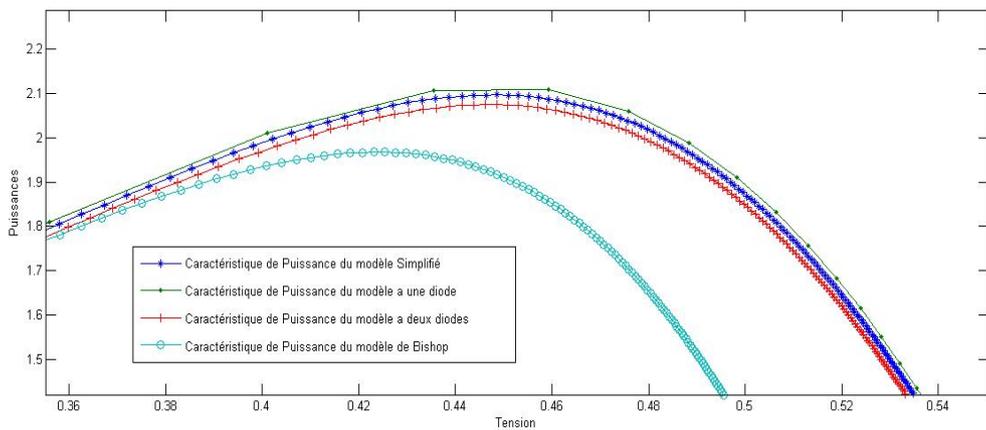


Figure III.12. Zoom sur les propriétés des courants des différents modèles de cellules PV.

III.7. Modélisation Electrique d'un module photovoltaïque : Généralement les cellules PV sont raccorder en série pour former un module, la plupart des modules commerciaux sont composés de 36, 48 ou 72 cellules. Le nombre des cellules dépend essentiellement de la puissance et la tension recherchés par les constructeurs, il faut noter qu'en augmentant la tension par la connexion de nombreuses cellules en série, tandis que la connexion en parallèle des cellules augmente le courant.

Pour faire la modélisation et la simulation de notre module PV, et ensuite la simulation et le diagnostic des défauts les plus probables dans le domaine dans la suite de cette thèse, le module choisis est celui de la marque : DIMEL le modèle : DM100, ce modèle est composé de 36 cellules raccordées en série et les caractéristiques électriques du module PV en conditions de test standards sont représentées sur le tableau (III.1) :

Tableau III.1 : Caractéristiques électriques du module DM100 de DIMEL [75]

Paramètres	Valeur
Puissance maximale(Pmax)	100 W
Tension à Pmax (Vpmax)	18,35 V
Courant à Pmax (Ipmax)	5,45 A
Tension à circuit ouvert (Vco)	22,7 V
Courant de court-circuit (Icc)	5,8 A
Nombre de cellules connectées en série	36
Coefficient de température de Vco	-0,0035
Coefficient de température de Icc	0,0006
Tolérance	15% - 20%

La simulation du module a été faite sous MATLABSIMULINK et les propriétés caractéristiques I-V et P-V de ce module sont montrées dans les (Fig III.13 et III.14) :

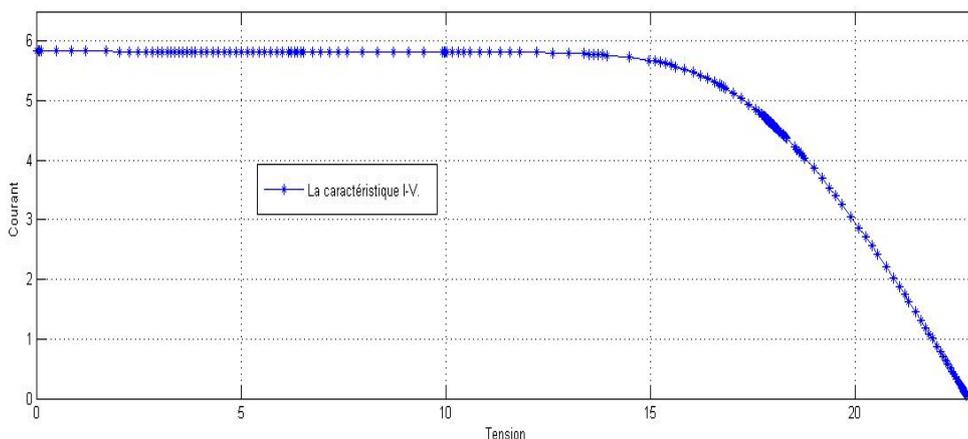


Figure III.13. La caractéristique I-V du module simulé.

Sur la (Fig. III.13) on peut noter qu'à une température et une irradiation fixe, le courant du module en fonction de la tension reste pratiquement constant jusqu'à point

($I=5,45A$ et $V=18,35V$) ensuite il se dégrade exponentiellement jusqu'à son annulation au point $V=22,7 V$.

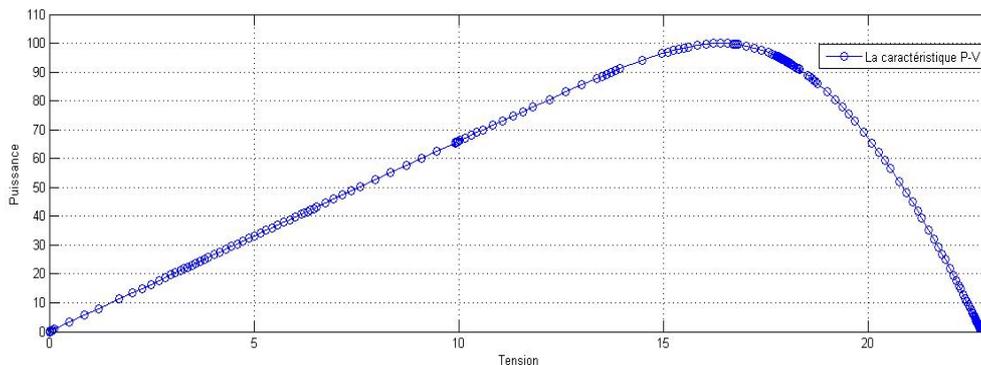


Figure III.14. La caractéristique P-V du module simulé.

Sur la (Fig. III.14) on constate qu'à une température et une irradiation fixe, la courbe de puissance du module en fonction de la tension évolue jusqu'à point maximum de puissance ($P=99,95W$ et $V=18,35 V$) ensuite elle se dégrade jusqu'à son annulation au point $V=22,7 V$.

III.8. Simulation de l'effet de l'éclairement sur les caractéristiques $I=f(V)$ et $P=f(V)$: Afin d'illustrer l'influence de l'éclairement sur les caractéristiques de notre module on fixe la température à la température ambiante ($T = 25^{\circ}C$) et on fait varier l'éclairement de (400 à $1000W/m^2$), les courbes de variation du courant et de la puissance par rapport la tension pour chaque éclairement sont montrés respectivement dans les figures (III.15) et (III.16) .

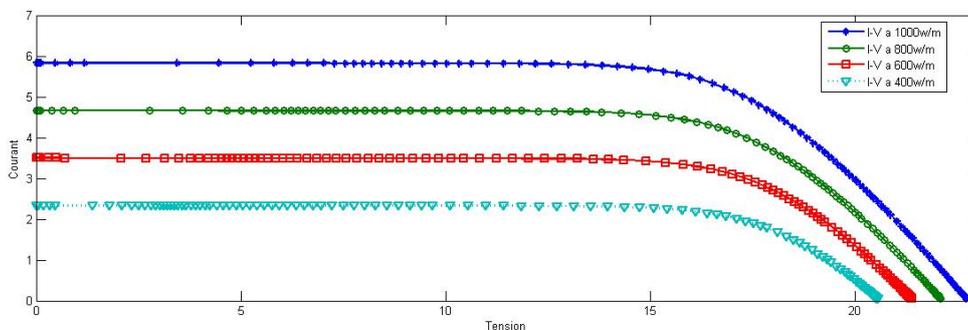


Figure III.15. La caractéristique I-V du module pour différents niveaux d'éclairement.

La figure III.15 illustre les courbes de la variation de courant par rapport la tension pour chaque éclairement. On remarque que le courant varie de $2,3A$ pour un éclairement $400 W/m^2$ à $5,8A$ pour un éclairement $1000 W/m^2$ soit une dégradation d'environ 60%.

Aussi On peut constater sur la figure III.16 que le changement de l'éclairement n'a pas un grand influence sure la tension du circuit ouvert de la caractéristique P-V(pratiquement $2,2 V$ pour notre plage de variation de l'éclairement soit moins de 10%). Par contre le point maximum de la a puissance enregistré une chute d'environ 60%.

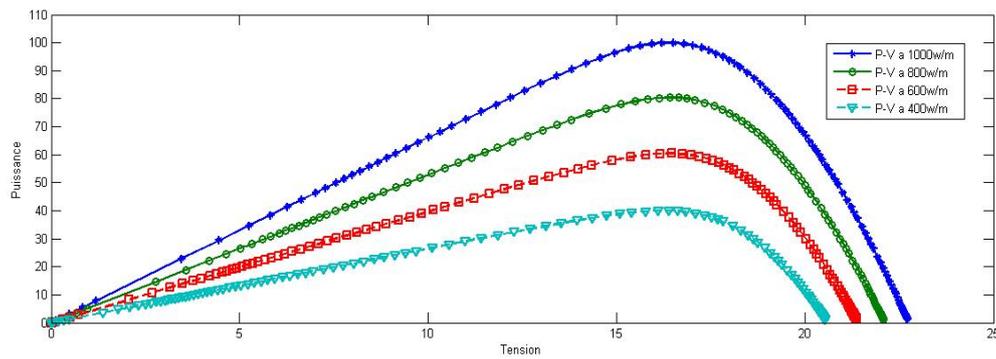


Figure III.16. La caractéristique P-V du module pour différents niveaux d'éclairement.

III.9. Simulation de l'effet de changement de la température sur les caractéristiques $I=f(V)$ et $P=f(V)$: Afin d'illustrer l'influence de changement de la température sur les caractéristiques de notre module on fixe l'éclairement a la valeur de test standard soit (1000 w/m^2) et on fait varier la température de (0 à 75°C), les courbes de variation du courant et de la puissance par rapport la tension pour chaque température sont montrés respectivement dans les figures : III.17 et III.18.

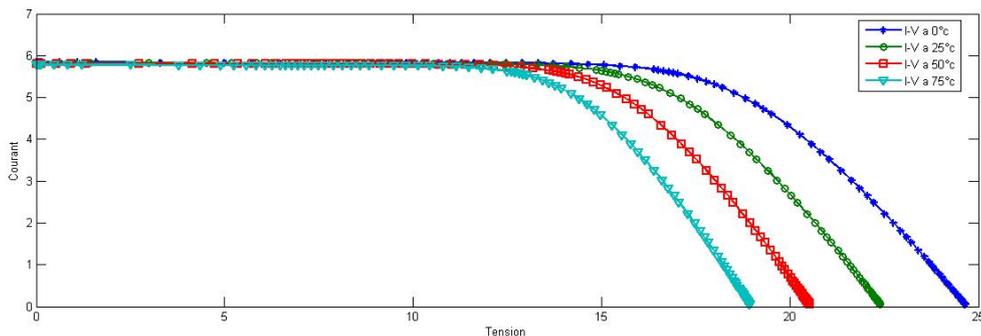


Figure III.17. La caractéristique I-V du module pour différents Températures.

D'après la Figure III.17 l'augmentation de la température fait diminuer la tension du circuit ouvert V_{oc} du module, cette diminution a pu atteindre les limites de 20% de la tension en mode de fonctionnement sous une température de 75°C .

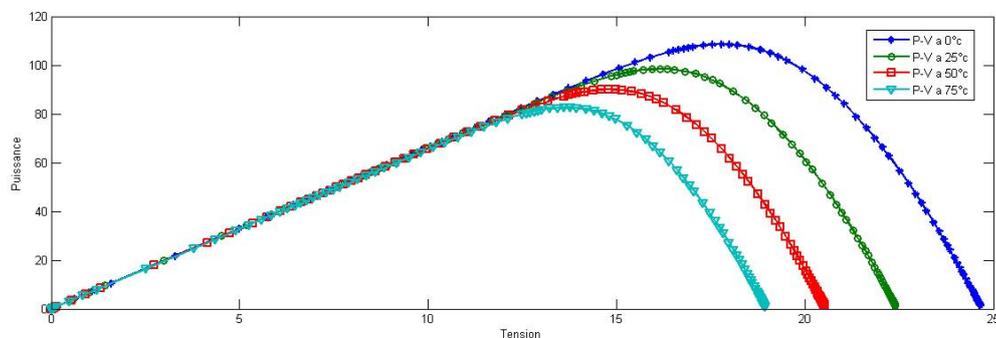


Figure III.18. La caractéristique P-V du module pour différents Températures.

La (Fig. III.18) montre que l'augmentation de la température dégrade non seulement la tension du circuit ouvert V_{oc} mais aussi la puissance du module PV, cette diminution est

aux environs de 20% de la tension et elle peut aller jusqu' 30% de dégradation de puissance en mode de fonctionnement sous une température de 75°C.

III.10. Simulation des défauts les plus probables sur le module photovoltaïque :

Un module PV comme tous les équipements peut présenter des dysfonctionnements causés par des défauts, des pannes et la dégradation dans le temps des caractéristiques de l'équipement. Dans ce travail nous traiterons les défauts les plus fréquentes dans le domaine. Ces défauts peuvent être divisés en deux grandes familles : les défauts d'ombrage (pour quelque raison que ce soit) et celui des défauts matériels.

Différents degrés de sévérité sont choisis lorsque des défauts ont été simulés, afin de pouvoir intervenir sur toutes les zones de sensibilité de notre installation photovoltaïque. Aussi nous avons essayé de combiner certains défauts en même temps pour nous rapprocher le plus possible de la réalité car la plupart des défauts sont simultanés mais avec des degrés de gravité différents, et la somme de ceux-ci pouvait dépasser les limites de fonctionnement tolérables.

III.10.1. Défaut d'accumulation poussière :

L'accumulation de la poussière sur la surface d'un module PV peut être simulé comme un ombrage homogène si le taux d'accumulation de cette dernière est faible, par contre et si le taux d'accumulation est un peut plus élever, on peut dire qu'il s'agit d'un défaut combiné d'ombrage homogène pour l'ensemble des cellules et partiel pour certaines cellules, ce cas sera discuté dans la partie des défauts combinées. Les propriétés de courant et celle de puissance sont montrés dans (Fig. III.19) et (Fig. III.20)

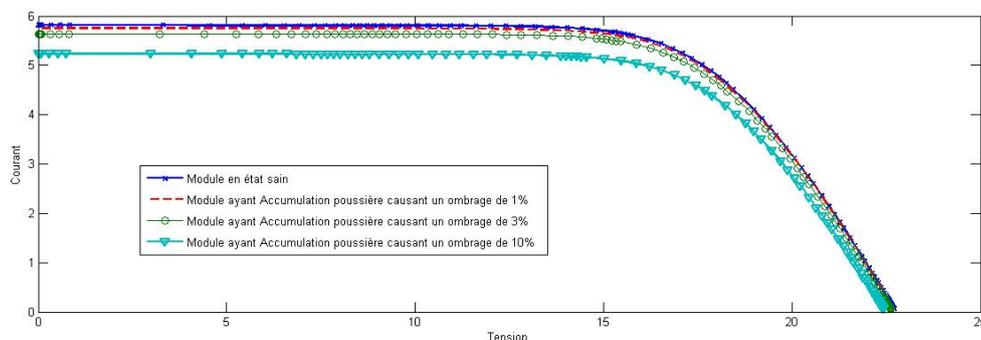


Figure III.19. La caractéristique I-V du module pour différents Taux d'accumulation de poussière.

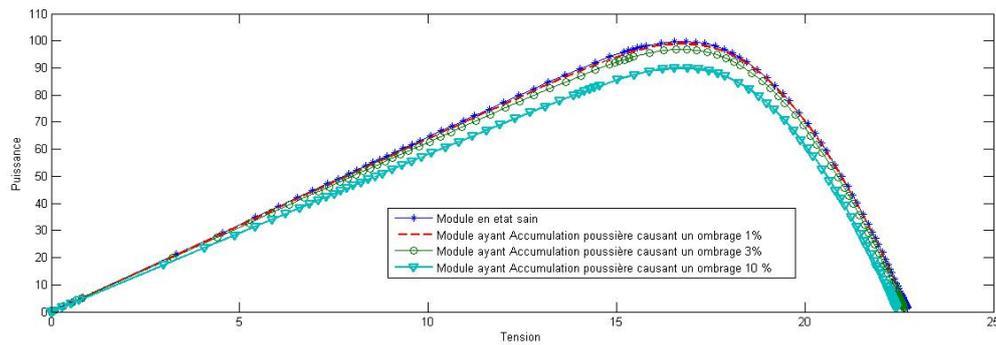


Figure III.20. La caractéristique P-V du module pour différents Taux d'accumulation de poussière.

Une dégradation des maximums de courant et de puissance peut être sensible à certain niveau d'accumulation de la poussière soit aux environs de 3%, au-delà de ce taux la poussière devient gênante et cause une diminution flagrante de la puissance produite.

III.10.2. Défaut d'ombrage partiel :

On parle d'un ombrage partiel si certaines cellules ne sont pas bien éclairées et recevant une irradiation dégradé pour n'importe quelle raison et quel que soit l'obstacle. L'influence de ce défaut sur les propriétés de courant et de puissance sont montrés dans les figures ((Fig. III.21) et (Fig. III.22)

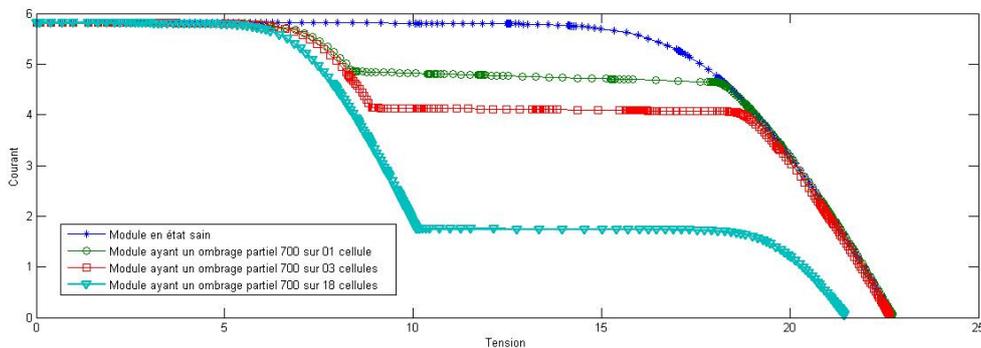


Figure III.21. La caractéristique I-V du module pour différents degrés d'ombrage partiel.

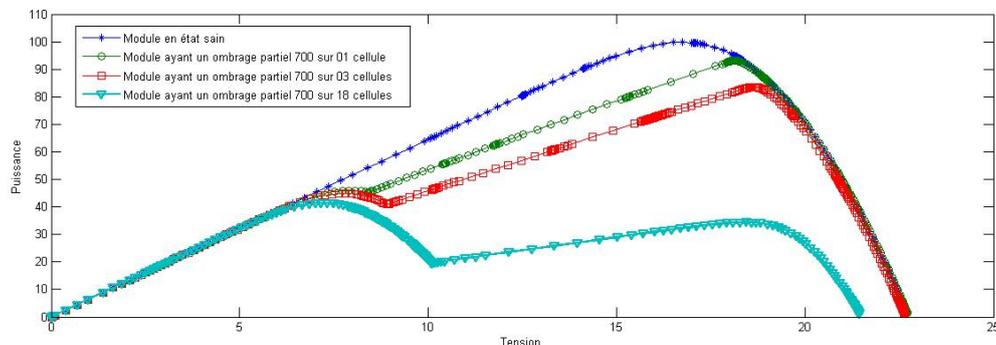


Figure III.22. La caractéristique P-V du module pour différents degrés d'ombrage partiel.

Les propriétés I-V et P-V du module en cas de défaut d'ombrage partiel montrent la gravité d'existence des obstacles causent un tel type d'ombrage. Aussi la dégradation ne se limite pas aux valeurs de maximums de courant et de la puissance, mais peut influencer à la baisse la valeur de la tension en circuit ouvert du module en cas d'élargissement de la surface d'ombrage. En plus la persistance de ce défaut peut nous conduire à la création d'un défaut plus grave qui est le point chaud.

III.10.3. Défaut d'ombrage Total :

On peut dire que notre module souffre d'un défaut d'ombrage total sur ses cellules, si ces dernières ont un éclairage égale à zéro. Les propriétés I-V et P-V du module sont montrés dans (Fig. III.23) et (Fig. III.24).

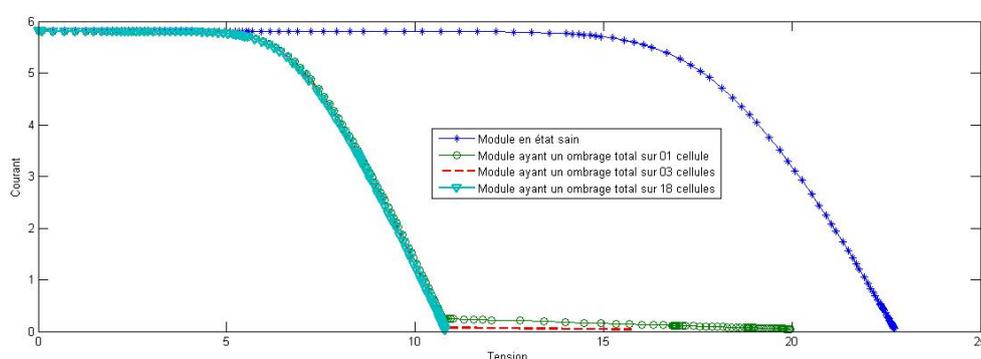


Figure III.23. La caractéristique I-V du module pour différents degrés d'ombrage total.

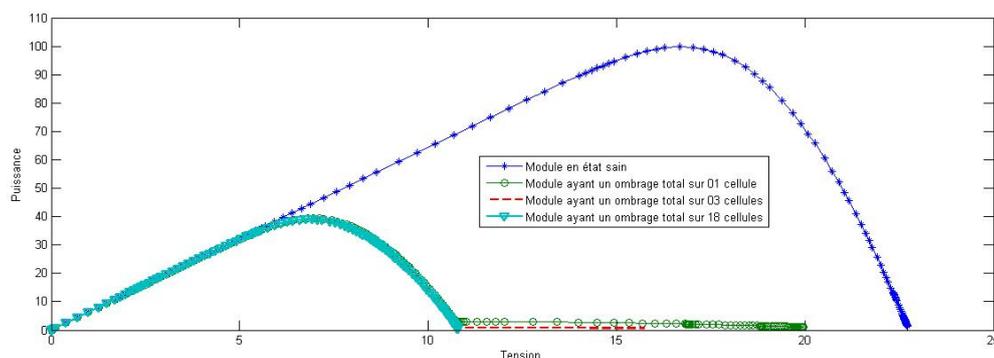


Figure III.24. La caractéristique P-V du module pour différents degrés d'ombrage total.

Dans ce cas le comportement de ces cellules se change et elles deviennent consommatrices de l'énergie produite par les autres cellules sous la même diode de By-pass ce qui explique la dégradation grave de la puissance produite. Le raccordement en série des cellules explique la diminution de la valeur de la tension en circuit ouvert bien que la valeur de courant de court circuit soit maintenue.

III.10.4. Défaut d'existence d'un point chaud :

Le défaut de point chaud se produit principalement lorsque la cellule affectée fonctionne dans la condition de polarisation inverse. Les figures (Fig. III.25) et (Fig. III.26) montrent les propriétés de courant et celle de puissance en existence de ce défaut sur le module PV.

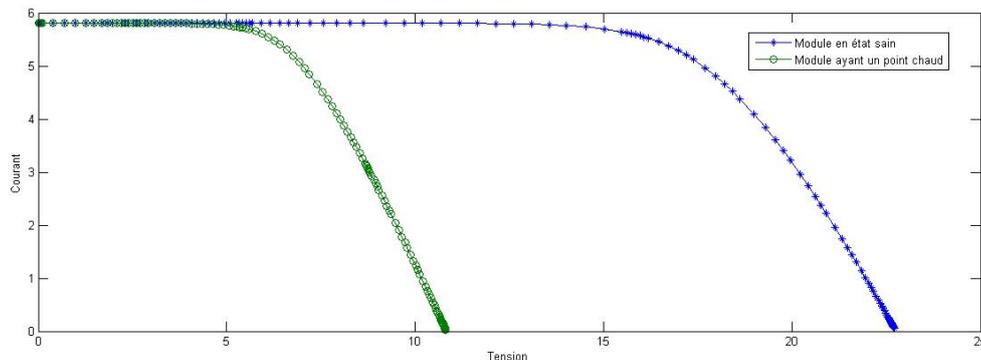


Figure III.25. La caractéristique I-V d'un module ayant un point chaud.

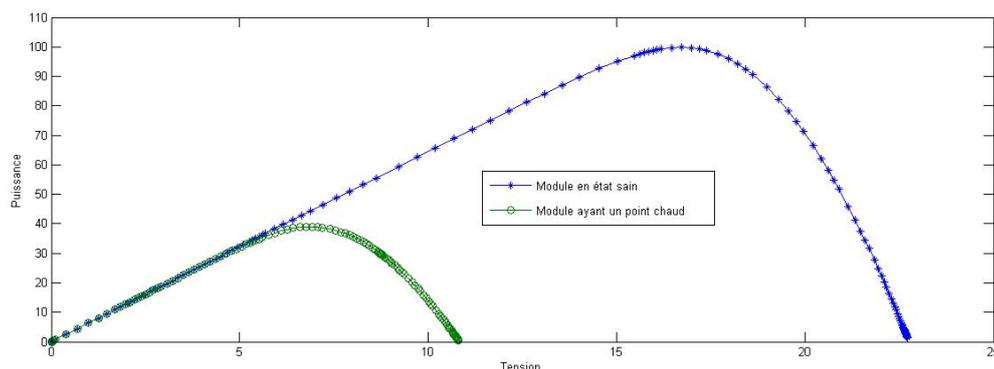


Figure III.26. La caractéristique P-V d'un module ayant un point chaud..

La diminution de la tension en circuit ouvert V_{oc} et celle de la puissance P sur la caractéristique P-V bien que le courant de court circuit est maintenue ce qui est justifié par la mise en circuit ouvert de l'ensemble des cellules sous la même diode de by-pass et ce sachant que les cellules sont raccorder en série.

III.10.5. Défaut diode de By-pass en court circuit :

La mise en court circuit de la diode de By-pass cause inévitablement la mise en circuit ouvert de l'ensemble des cellules sous la même diode de by-pass, ce qui est un cas très similaire au cas d'existence d'un point chaud.

Les figures (Fig. III.27) et (Fig. III.28) montrent les propriétés de courant et celle de puissance :

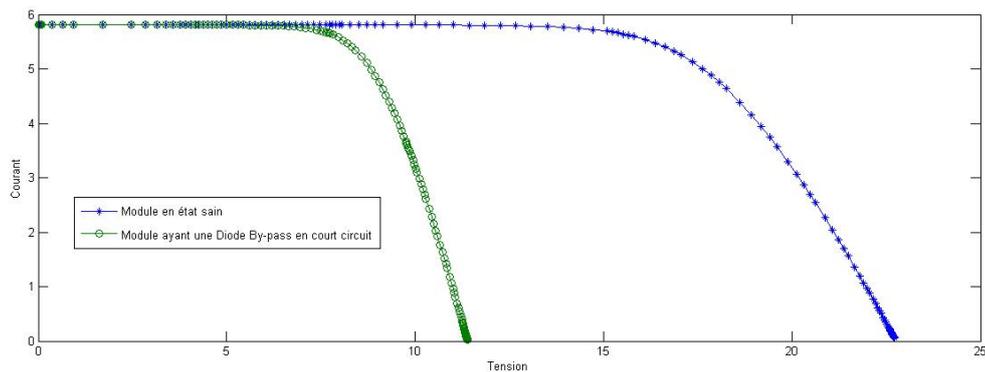


Figure III.27. La caractéristique P-V du module pour différents Températures.

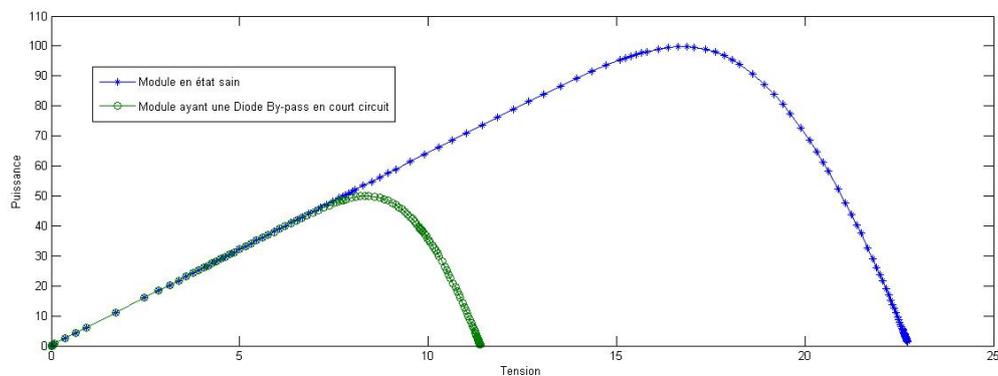


Figure III.28. La caractéristique P-V du module pour différents Températures.

Le mode de raccordement explique le maintien de la valeur de courant de court circuit et la diminution de la tension en circuit ouvert V_{oc} et celle de la valeur de la puissance P sur la caractéristique P-V. en cas de persistance de ce défaut la diode de By-pass peuvent même se chauffer considérablement et consommer l'énergie générée par les cellules PV.

III.10.6. Défaut d'augmentation de la résistance série (R_s) :

La simulation de l'influence de la résistance série qui représente la pente de la caractéristique dans la zone où la cellule PV se comporte comme un générateur de tension, montre qu'elle ne modifie pas la tension en circuit ouvert et lorsqu'elle est élevée, elle diminue la valeur du courant de court-circuit. L'augmentation de la résistance série se traduit par une diminution de la pente de la courbe de puissance ce qui est montrés sur les figures (Fig. III.29) et (Fig. III.30) .

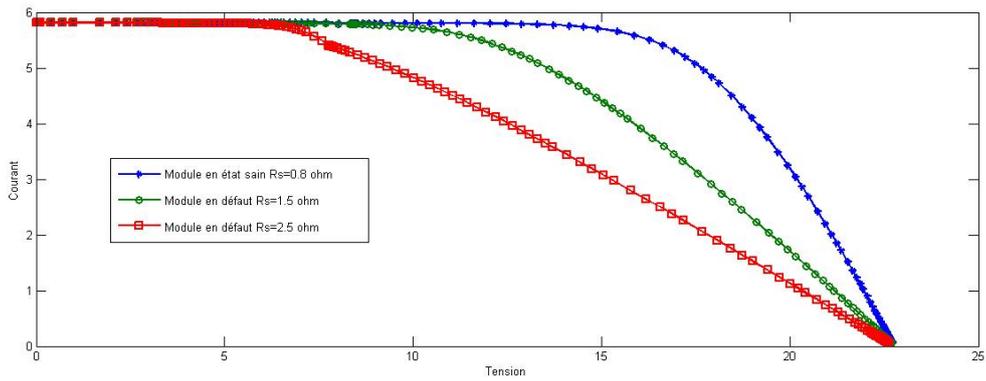


Figure III.29. La caractéristique I-V du module pour différents Valeurs de Rs.

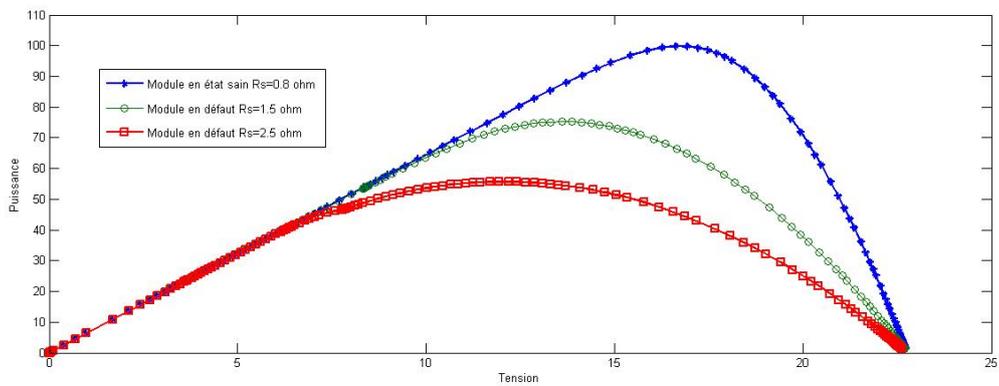


Figure III.30. La caractéristique P-V du module pour différents Valeurs de Rs.

III.10.7. Défaut combiné d'accumulation de poussière et d'ombrage partiel :

Les propriétés I-V et P-V sont montrées sur les figures (Fig. III.31) et (Fig. III.32) , sur les quelles on peut constater l'influence de la poussière sur la valeur du courant de court circuit I_{cc} en même temps que la dégradation des valeurs de courant et de puissance causé par l'ombrage partiel.

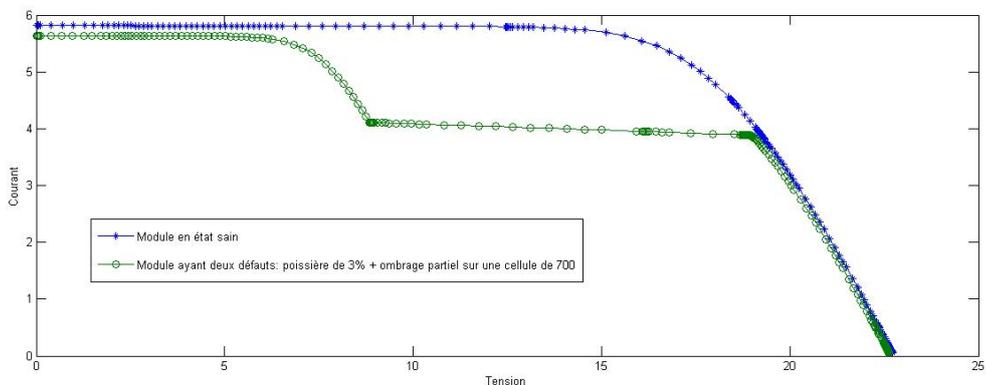


Figure III.31. La caractéristique I-V du module ayant un Défaut combiné d'accumulation de poussière et d'ombrage partiel.

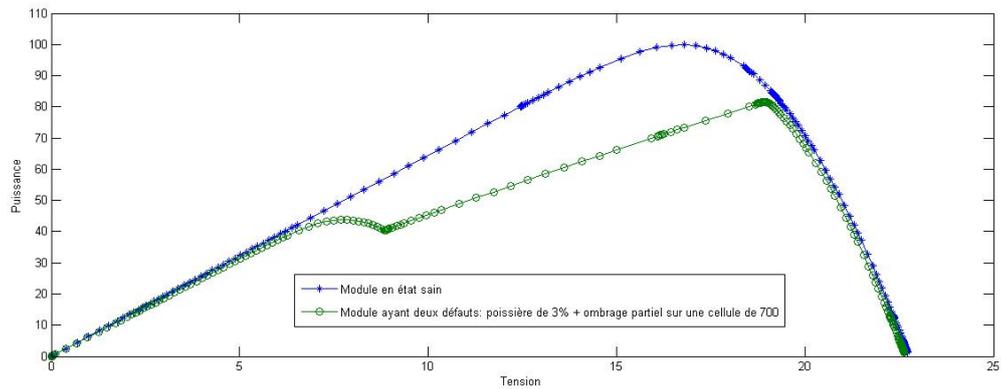


Figure III.32. La caractéristique P-V du module ayant un Défaut combiné d'accumulation de poussière et d'ombrage partiel.

III.10.8. Défaut combiné d'accumulation de poussière et d'ombrage total :

Pour cette combinaison les propriétés I-V et P-V sont montrées sur les figures (Fig. III.33) et (Fig. III.34) , sur les quelles on peut constater l'influence de la poussière sur la valeur du courant de court circuit I_{cc} en même temps que la baisse des valeurs de courant et de puissance causé par l'ombrage total d'une cellule.

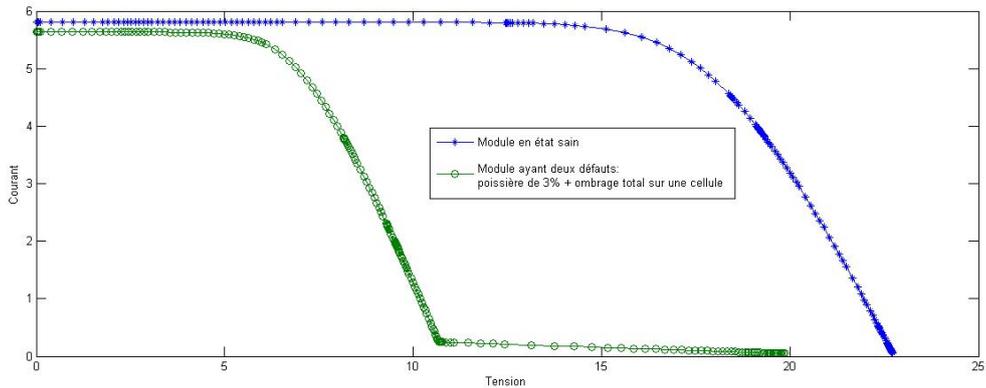


Figure III.33. La caractéristique I-V du module ayant un Défaut combiné d'accumulation de poussière et d'ombrage total.

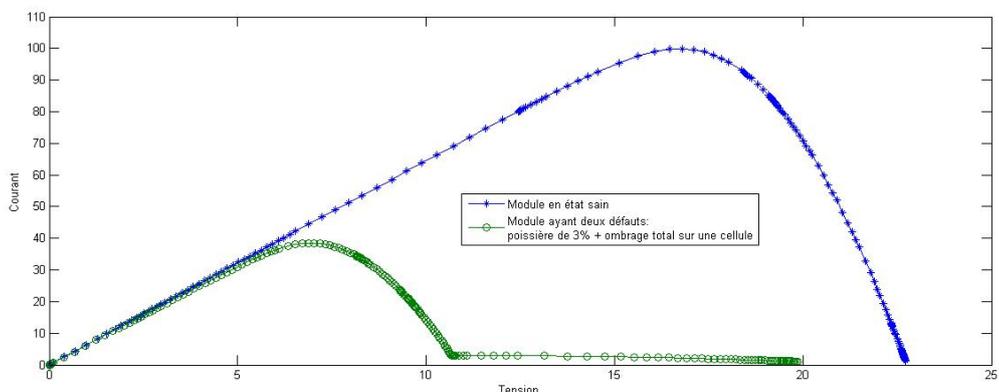


Figure III.34. La caractéristique P-V du module ayant un défaut combiné d'accumulation de poussière et d'ombrage total.

III.10.9. Défaut combiné d'accumulation de poussière et l'existence d'un point chaud :

C'est un défaut très fréquent, les propriétés I-V et P-V sont montrées sur les figures (Fig. III.35) et (Fig. III.36) , sur les quelles on peut constater l'influence de la poussière sur la valeur du courant de court circuit I_{cc} en même temps que la dégradation des valeurs de courant et de puissance causé par l'existence du point chaud.

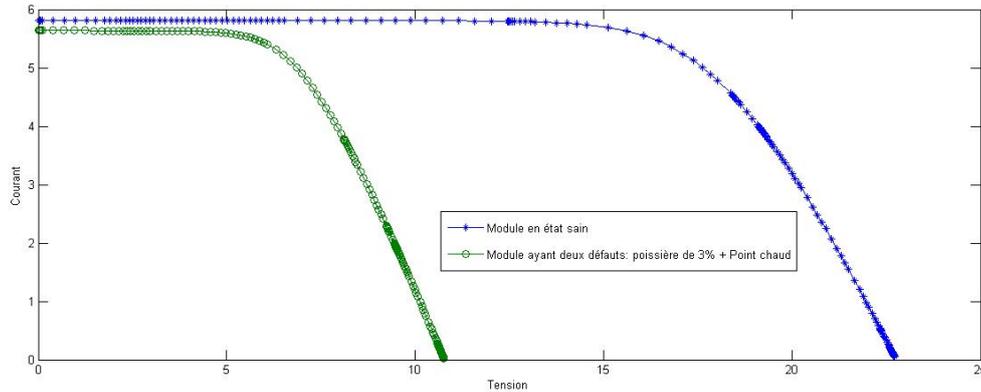


Figure III.35. La caractéristique I-V du module ayant un défaut combiné d'accumulation de poussière et d'existence d'un point chaud.

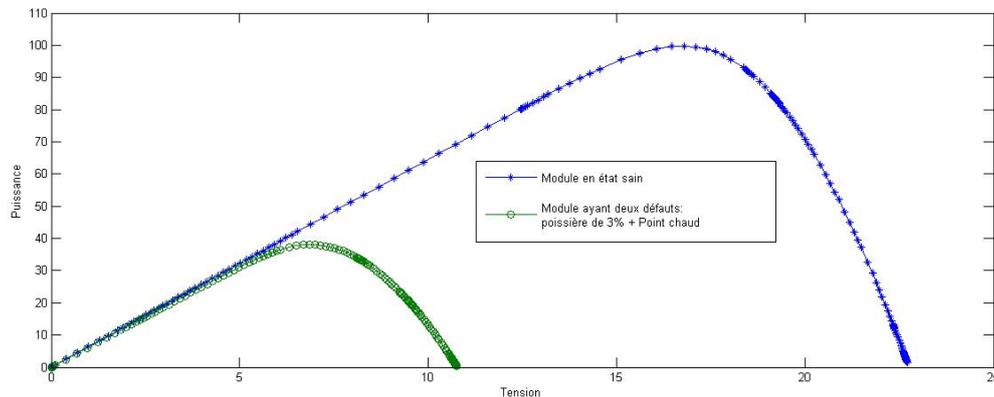


Figure III.36. La caractéristique P-V du module ayant un défaut combiné d'accumulation de poussière et d'existence d'un point chaud.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons essayé de passer en revue des modélisations de la cellule photovoltaïque en décrivant les différents modèles proposés pour la cette dernière, ensuite la modélisation d'un module PV, et la simulation via MATLAB SIMULINK de leurs fonctionnements, et propriétés.

Plusieurs cas de défaillance ou d'existence d'un défaut qui ont été discutés cas par cas et ce afin préparer le diagnostic de fonctionnement du module PV et de prévoir son comportement face aux dysfonctionnements et aux défauts les plus probables dans le domaine.

CHAPITRE 4:
DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN
MODULE PHOTOVOLTAÏQUE PAR
LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE
ARTIFICIELLE

Introduction

Dans ce chapitre on proposera une méthode de diagnostic des défauts d'un module photovoltaïque par les techniques d'intelligence Artificielle basé sur l'utilisation facteur de forme FF, cette méthode traitera les défauts de fonctionnement les plus fréquents dans le domaine des modules PV. Ces défauts peuvent être réparties en deux grandes familles : défauts d'ombrage (pour n'importe quelle raison) et celle des défauts matériels.

Lors du choix des défauts pour la simulation on a supposé des défauts de différents degrés de gravité afin de pouvoir faire fonctionner notre modèle sur toutes les zones de sensibilité de notre installation photovoltaïque. En plus on a essayé de combiner quelques défauts en même temps pour se rapprocher le plus possible de la réalité car la plus parts des défauts sont simultanés mais avec degrés de gravité différents, et la somme de ces derniers pourra dépasser les limites de fonctionnement tolérables. Les écarts probables de la simulation des défauts par rapport au fonctionnement sain de notre système seront analyser. L'analyse déroulera en deux étapes: analyse basée sur la détection de seuil dans la quelle le diagnostic de défauts se fait seulement en considérant le seuil de chaque symptôme, et analyse reposant sur les techniques d'intelligence artificielle.

Enfinement et à travers l'une des techniques d'intelligence artificielle nous allons construire un organigramme de diagnostic des défauts et ce via la combinaison de la donnée de sortie I_{cc} et le facteur de forme FF. la simulation de cet organigramme sous MATLAB nous permettra le meilleur diagnostic en tenant compte de la nature des défauts les plus fréquents.

IV.1. Diagnostic d'un système PV à base de la logique floue

La logique floue peut être considérée comme étant un outil qui réduit la complexité des problèmes en prenant en compte les incertitudes aux voisinages de ses seuils, autrement dit la même variable peut appartenir à plusieurs groupe d'état par exemple (une personne de 163 cm peut appartenir au groupe des petits personnes mais aussi peut faire partie des du groupe de ceux moyens). Cet outil de prise de décision est adaptable et peut être implémenté dans du matériel, des logiciels ou la combinaison des deux [54].

IV.2. Principes générales de la logique floue

En général, le déroulement de fonctionnement d'un système fonctionnant à la logique flou peut être résumé en trois phases (Fig IV.1) [54] :

- **La fuzzification** : soit la conversion des variables en variables floues.

Pour chaque variable, on développe l'intervalle du discours c'est à dire les valeurs que peut prendre la variable, cette dernière est ensuite découpée en catégories appelées variables linguistiques. On pourra par la suite illustrer une fonction d'appartenance allant de 0% à 100%, permettant de définir pour chaque variable un pourcentage de véracité à l'affirmation. Cette étape est principalement réalisée sur la base d'observations statistiques ou par apprentissage.

- **L'inférence floue** : Soit l'établissement des règles et les déclarations des résultats probables, et ce en utilisant le principe (Si.....Alors).

Sur la base des intervalles précédemment développés, un ensemble de règles sont construites. La construction de ces règles, se traduit mathématiquement en matrices de décision, et chaque règle se voit attribuer une réponse au travers d'une matrice de décision.

Pour obtenir une réponse unique, une règle d'activation est définie. La détermination de cette règle d'activation revient à croiser la probabilité de la règle et la probabilité de la sortie associée à la règle. En suite toutes les règles sont regroupées a la base de l'opérateur logique « Ou ».

- **La defuzzification** : soit la conversion des variables floues en variables chiffrés.

La finalité de cette phase est de transformer le résultat final obtenu lors de l'étape précédente en une valeur chiffrée. Plusieurs méthodes sont applicables pour obtenir la valeur retenue de la variable à prédire : La méthode de la moyenne des maxima et la méthode des centres de gravité.

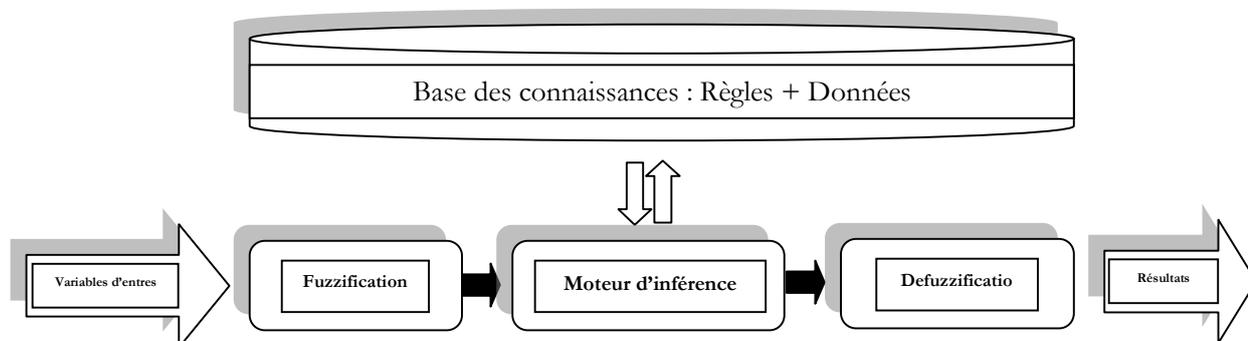


Figure. IV.1. Structure générale d'un Système Flou

IV.3. Principe du système de diagnostic flou pour un système PV proposé:

Un système de diagnostic via logique flou est basé sur la règle linguistique établie par un expert en matière de domaine. Ce dernier choisit les variables floues d'entrée qui peuvent être dans ce cas des courants, des tensions ou autres grandeurs utiles au diagnostic.

Dans ce travail nous proposons une méthode de diagnostic via logique flou, cette méthode est basée sur l'utilisation du facteur de forme en combinaison avec la tension du circuit ouvert et la valeur maximale du courant de court circuit. Ces trois paramètres représentent les variables d'entrées de notre modèle de diagnostic.

Ensuite une interface de fuzzification qui prend en charge :

- La mesure des valeurs numériques des variables choisies comme variables d'entrées, ces mesures sont prises en compte à partir d'un seuil relatif à la sensibilisation des équipements de mesure. Les résultats de simulation sous MATLAB SIMULINK de ces défauts ont montré un décalage par rapport aux valeurs d'un module sans défauts, c'est ce que nous appelons erreur. Pour que ces erreurs soient vues par notre système ils doivent atteindre les seuils de sensibilité des équipements de mesure de ce système. Les seuils de sensibilité de notre modèle sont comme suit :

Sensibilité au courant : 3 % Sensibilité au Tension : 2 % Sensibilité à la puissance : 6 %

Les écarts des résultats de simulation sous MATLAB SIMULINK de ces défauts par rapport aux valeurs d'un module sans défauts peuvent être représentés sous forme de signatures binaires (0,1) et ce afin de permettre à la machine d'exploiter ces résultats.

Un premier constat sur ces signatures nous permet de distinguer deux types de ces derniers :

- Signatures ayant un seul diagnostic de défaut correspondant soit dans ce cas on pourra lire directement le diagnostic du défaut.
- Signatures ayant plusieurs diagnostics de défaut correspondant et dans ce cas l'illustration des diagnostics de défaut est devenue plus compliquée, et on devra différencier ces diagnostics par le biais de la logique floue.

- Projeter ces variables sur les intervalles du discours. On va catégoriser nos signatures selon leurs valeurs de courants enregistrées sous forme de plages ou intervalles contenant des petites, moyennes et grandes valeurs. Aussi et pour chaque un des intervalles de courant I_{cc} on pourra distinguer des différentes valeurs du facteur de forme FF, ces valeurs peuvent être catégorisées aussi sous forme d'intervalles.
- Transformer ces valeurs numériques en valeurs linguistiques en utilisant les fonctions d'appartenance.

Sur la base des intervalles précédemment développés par l'expert, un ensemble de règles sont construites et des résultats probables pour chaque règle sont attribués.

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

Chaque règle du système est représentée par une relation qui conduit au résultat probable, un ensemble des combinaisons est construit par conséquence.

Une base de connaissances sera créée, cette dernière contient les informations du domaine d'application. Elle est caractérisée par l'ensemble des bases suivantes :

- **Base de données :** qui fournit des informations nécessaires qui sont utilisées pour l'exploration des règles de système flou.
- **Base de règles d'inférence** qui représente l'ensemble des différentes règles reliant les variables d'entrée du système aux variables de sortie de ce dernier. Le principe des bases proposées est très simple, soit la satisfaction de la condition d'appartenance aux intervalles du courant et celui du facteur de forme FF.

Un **bloc d'inférence** qui représente le centre du système flou est proposé, il est basé sur la satisfaction de la condition d'appartenance aux intervalles du courant et celui du facteur de forme FF peut se traduire en diagnostic de défaut. Les résultats de différentes simulations ont montré que notre bloc est capable de simuler les décisions humaines basées sur le concept flou et d'inférer les résultats à attribuer.

La phase **defuzzification** transforme le résultat final obtenu lors de l'étape précédente en une décision de diagnostic sur laquelle le défaut est défini.

La méthode proposée peut être résumée comme le montre l'organigramme sur la Fig.IV.2 ci-après :

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

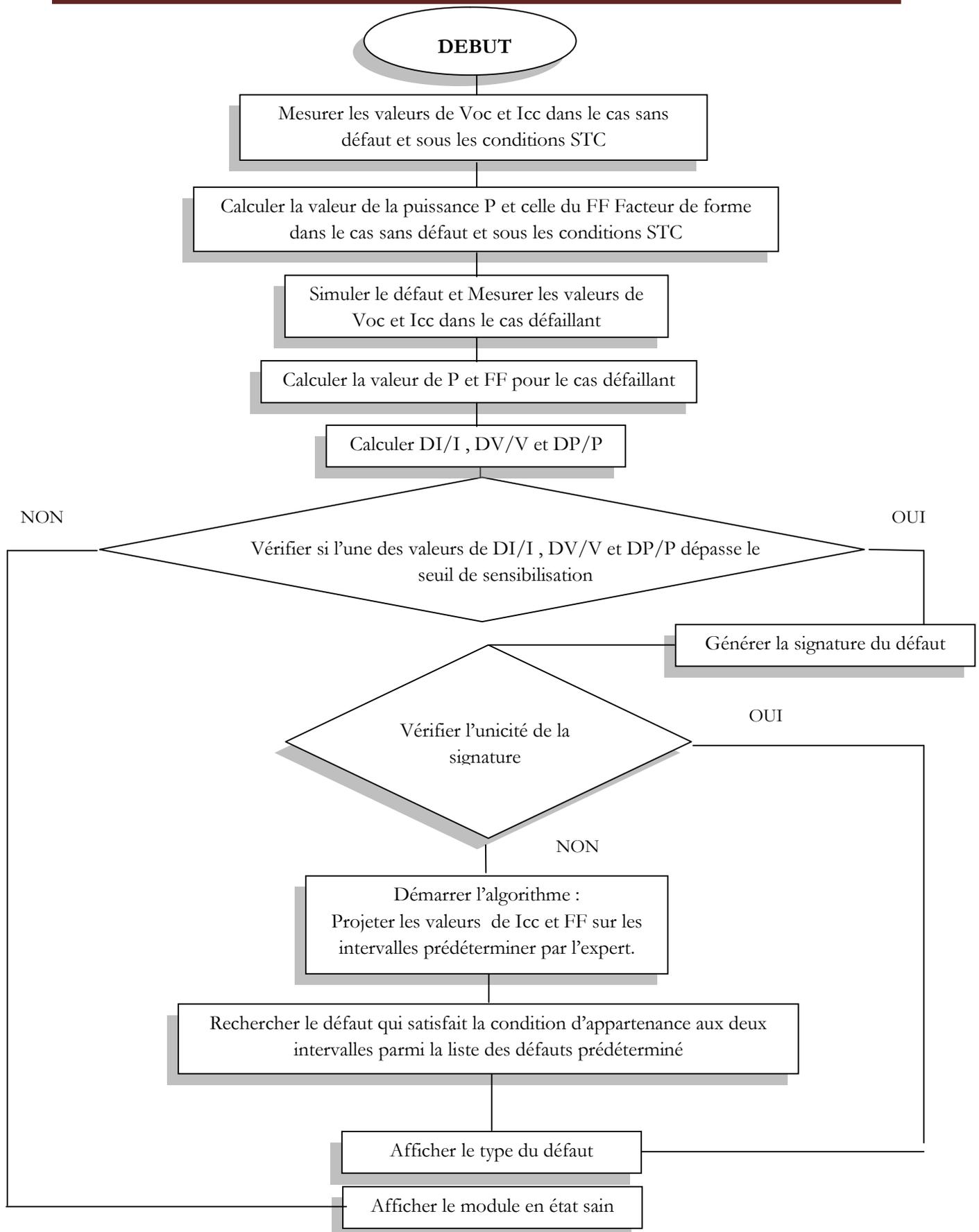


Fig.IV.2. Organigramme de la méthode de détection de défaut proposée

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

IV.4. Système photovoltaïque choisi et ses caractéristiques

Pour faire la modélisation et la simulation de notre module PV, et ensuite la simulation et le diagnostic des défauts les plus probables dans le domaine dans la suite de cette thèse, le module choisie est celui de la marque : DIMEL le modèle : DM100, ce modèle est composé de 36 cellules raccordées en série et les caractéristiques électriques du module PV en conditions de test standards sont représentées sur le tableau (III.1) :

Tableau III.1 : Caractéristiques électriques du module DM100 de DIMEL [75]

Paramètres	Valeur
Puissance maximale(Pmax)	100 W
Tension à Pmax (Vpmax)	18,35 V
Courant à Pmax (Ipmax)	5,45 A
Tension à circuit ouvert (Vco)	22,7 V
Courant de court-circuit (Icc)	5,8 A
Nombre de cellules connectées en série	36
Coefficient de température de Vco	-0,0035
Coefficient de température de Icc	0,0006
Tolérance	15% - 20%
Résistance série	0,78 Ohm
Résistance shunt	49,5 Ohm

Le modèle d'une cellule a une diode est utilisé a cause de sa simplicité, il permettra l'analyse et le diagnostic de tous les défauts choisis dans cette étude, ces derniers présentent la partie majeur des défauts probable sur le terrain.

Notre modèle donc pourra être construit comme suit (Fig IV.3):

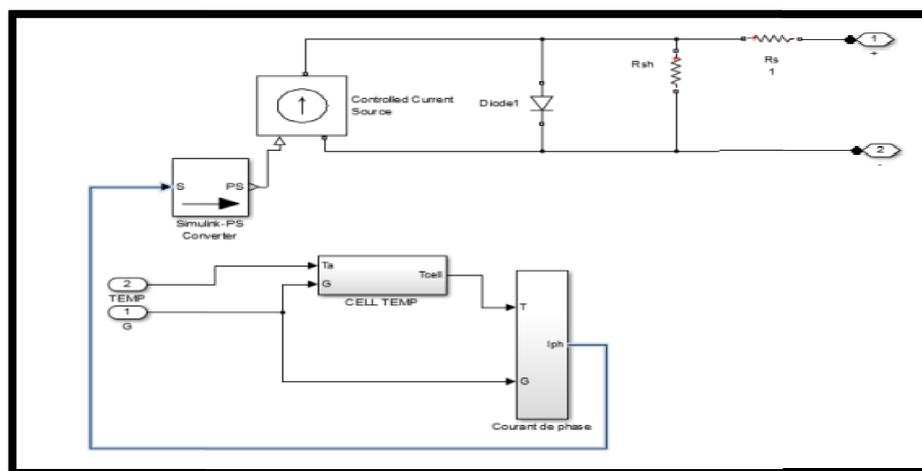


Figure .IV.3. simulation d'une cellule PV .

Le courant photonique de la cellule PV est simulé en tenant compte de l'irradiation G et la température de cette cellule, cette température est calculé par l'équation (I.6) come suit :

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

$$T_c = T_a + \frac{G}{800} (NOCT - 20^\circ c) \quad (I.6)$$

En suite on rassemble les cellules en série. Il est a noter que les cellules de ce module PV sont réparties en deux groupes soit (deux strings), chaque groupe est mis sous une diode de protection (diode de By-pass) comme le montre la Fig. ci-après :

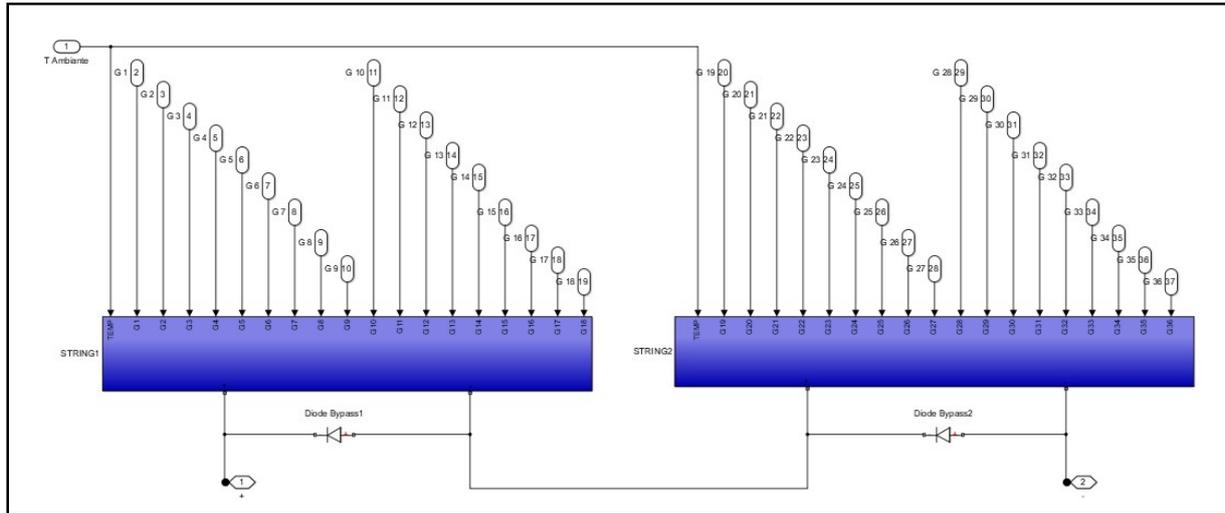


Figure .IV4. simulation d'un module PV.

Les caractéristiques de courant et celle de puissance résultantes de cette configuration de module photovoltaïque sont montrés ci-dessous (Fig IV.5):

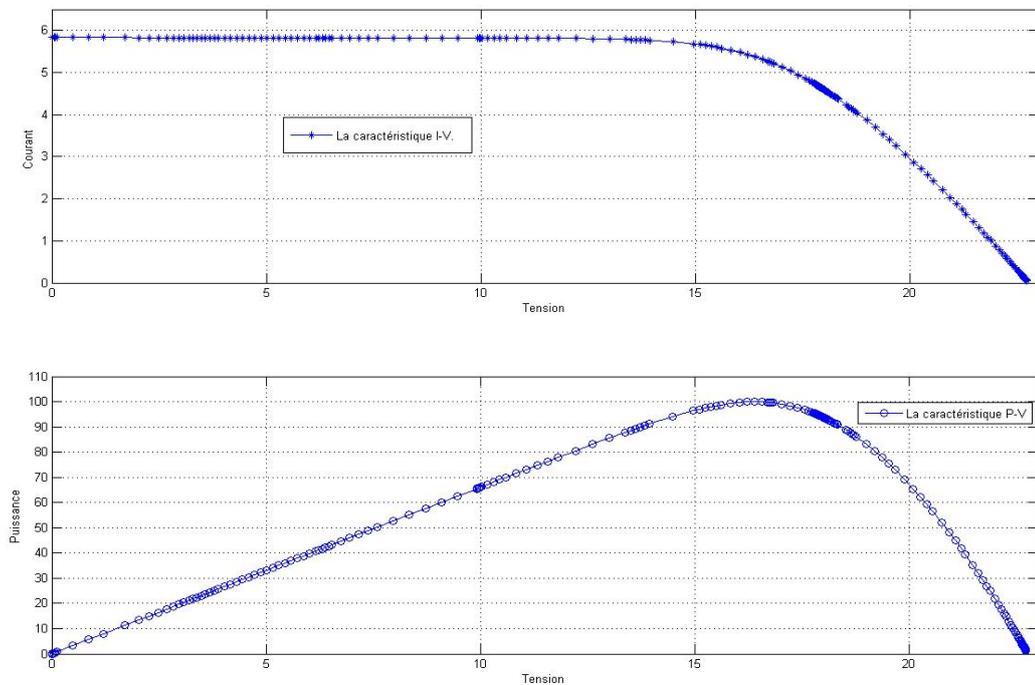


Figure.IV5. Résultats de simulation du module PV proposé.

IV.5. Défaits sélectionnés pour le diagnostic du système PV :

Après la modélisation et la simulation d'une cellule photovoltaïque (PV) et par conséquent la simulation d'un module solaire, nous allons nous orienter vers la simulation des défauts choisis que nous jugeons les plus fréquents connus, et l'illustration de leurs signatures par rapport aux seuils admissibles de notre système.

Il est important à noter que plusieurs listes de défauts sont proposés à l'étude dans les différents travaux précédents, certains d'entre eux peuvent être éliminés lors de la réception et mise en service des installations et nous ne voyons pas qu'elles font objet de diagnostic car ces défauts doivent être éliminés avant mise en service de l'équipement.

Dans ce travail on traitera les défauts de fonctionnement les plus fréquents dans le domaine. Ces défauts peuvent être répartis en deux grandes familles : défauts d'ombrage (pour n'importe quelle raison) et celle des défauts matériels. Lors du choix des défauts pour la simulation on a supposé des défauts de différents degrés de gravité afin de pouvoir faire fonctionner notre modèle sur toutes les zones de sensibilité de notre installation photovoltaïque.

En plus on a essayé de combiner quelques défauts en même temps pour se rapprocher le plus possible de la réalité car la plus parts des défauts sont simultanés mais avec degrés de gravité différents, et la somme de ces derniers pourra dépasser les limites de fonctionnement tolérables.

Les défaut étudiés dans ce travail et leurs degrés de sévérités sont montrés dans le tableau IV.2 suivant :

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

Tab.IV.1. Tableau des défauts simulés.

Défauts	Gravité de défaut
Aucun	Fonctionnement sain
Ombrage poussière	1%
	3%
	10%
Ombrage partiel	1cel/g700
	3cel sur le même string/g700
	18cel sur le même string/g700
	3cel sur différents strings/g=700
	36cel/g700
Ombrage total	1cel/g=0
	3cel sur le même string/g=0
	3cel sur différents strings/g=0
Point chaud	1 Point chaud
	2pch et plus/ string différents
Diode de by-pass	Diode en court circuit
	Diode ouverte/module sain
	Diode ouverte/module en défauts
Augmentation résistance série	1.6 ohm
	2.6 ohm
Poussière 3% & Ombrage partiel 700	1 cellule ombrée/g700
	2cel sur le même string/g700
	2cel sur différents strings/g=700
Poussière 3% & Ombrage total	1cel/g=0
	3cel sur le même string/g=0
	3cel sur différents strings/g=0
Un point chaud & ombrage partiel	1 cellule ombrée sur string différent
	2 Cellules ombrées sur string différent

IV.6. Simulation du modèle et des défauts : La simulation de ces différents défauts et aux différents degrés de gravités a été faite sous MATLAB SIMULINK conformément aux valeurs caractéristiques de notre module. (Fig IV.6):

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

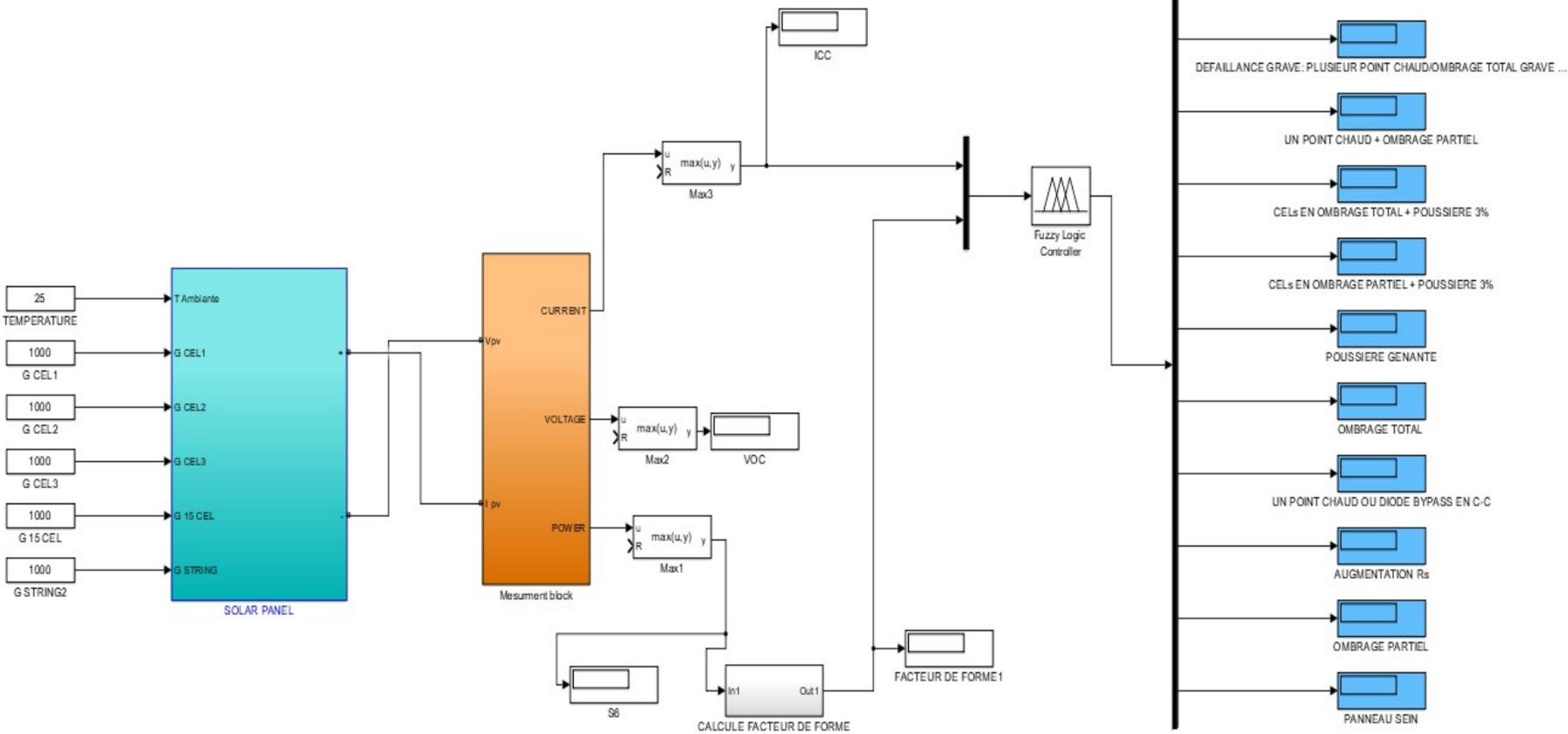


Figure .IV.6. Modèle proposé pour la simulation du module PV et ses défauts.

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

Les points caractéristiques des différentes simulations soit I_{SC} , V_{OC} , P_{MAX} et le facteur de forme FF sont notés et les résultats ont été transcrits dans le tableau TAB.5 comme suit :

TAB.IV.2. Tableau de résultats des défauts simulés

Défauts	Gravité de défaut	I_{SC}	V_{OC}	P_{MAX}	FF
Aucun	Fonctionnement sain	5,80	22,70	100,0	73%
Ombrage poussière	1%	5,74	22,66	99,0	72%
	3%	5,63	22,59	97,1	71%
	10%	5,22	22,32	90,3	66%
Ombrage partiel	1cel/g700	5,80	22,66	85,7	63%
	3cel sur le même string/g700	5,80	22,59	84,3	62%
	18cel sur le même string/g700	5,80	22,05	76,9	56%
	3cel sur différents strings/g=700	4,22	22,55	83,6	61%
	36cel/g700	4,07	21,41	70,5	52%
Ombrage total	1cel/g=0	5,79	11,08	38,3	28%
	3cel sur le même string/g=0	5,79	11,03	38,1	28%
	3cel sur différents strings/g=0	0,20	1,65	0,3	0%
Point chaud	1 Point chaud	5,80	11,92	50,0	37%
	2pch et plus/ string différents	0,00	0,00	0,0	0%
Diode de by-pass	Diode en court circuit	5,80	11,92	50,0	37%
	Diode ouverte/module sain	5,80	22,70	100,0	73%
	Diode ouverte/module en défauts	0,42	3,57	1,3	1%
Augmentation résistance série	1.6 ohm	5,80	20,74	71,9	53%
	2.6 ohm	5,80	17,69	44,1	31%
Poussière 3% & Ombrage partiel 700	1 cellule ombrée/g700	5,63	22,55	83,1	61%
	2cel sur le même string/g700	5,63	22,51	82,4	60%
	2cel sur différents strings/g=700	4,11	22,51	82,4	60%
Poussière 3% & Ombrage total	1cel/g=0	5,63	11,03	37,5	28%
	3cel sur le même string/g=0	5,63	10,99	37,2	27%
	3cel sur différents strings/g=0	0,20	1,65	0,3	0%
Un point chaud & ombrage partiel	1 cellule ombrée sur string différent	4,23	11,89	42,5	31%
	2 Cellules ombrées sur string différent	4,12	11,83	41,2	30%

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

IV.7. Seuils de sensibilisation:

Les résultats de simulation sous MATLAB SIMULINK de ces défauts ont montrés un décalage par rapport aux valeurs d'un module sans défauts, c'est ce que on appel erreur. Pour que ces erreurs soient vues par notre système ils doivent atteindre les seuils de sensibilité des équipements de mesure de ce système. Par conséquence notre tableau pourra être développé comme suit :

TAB.IV.3. Tableau des seuils de sensibilisation

DEFAUT	NIVEAU DE DEFAUT	I _{SC}	V _{OC}	P _{MAX}	DI/I	DV/V	DP/P
AUCUN	fonctionnement sain	5,947	22,4	97,45			
Ombrage poussière	1%	5,89	22,36	96,52	0,01	0,002	0,010
	3%	5,769	22,29	94,62	0,03	0,005	0,029
	10%	5,35	22,02	87,99	0,10	0,017	0,097
Ombrage partiel	1cel/g700	5,95	22,36	83,51	0,00	0,002	0,143
	3cel sur le même string/g700	5,95	22,29	82,13	0,00	0,005	0,157
	18cel sur le même string/g700	5,95	21,76	74,96	0,00	0,029	0,231
	3cel sur différents strings/g=700	4,33	22,25	81,51	0,27	0,007	0,164
	36cel/g700	4,17	21,13	68,69	0,30	0,057	0,295
Ombrage total	1cel/g=0	5,94	10,93	37,36	0,00	0,512	0,617
	3cel sur le même string/g=0	5,94	10,88	37,09	0,00	0,514	0,619
	3cel sur différents strings/g=0	0,20	1,63	0,28	0,97	0,927	0,997
point chaud	1 pch	5,95	11,76	48,73	0,00	0,475	0,500
	2pch et plus/ string différents	0	0	0	1,00	1,000	1,000
Diode de bypass	diode court circuité	5,95	11,76	48,73	0,00	0,475	0,500
	diode ouverte/module sain	5,95	22,4	97,45	0,00	0,000	0,000
	diode ouverte/module en défauts	0,43	3,52	1,31	0,93	0,843	0,987
Augmentation résistance série de 0,01 au 1 Ohm	1 cellule	5,95	20,46	70,05	0,00	0,087	0,281
	3 cellules	5,95	17,45	42,98	0,00	0,221	0,559
poussière 3% & Ombrage partiel 700	1 cellule ombrée/g700	5,77	22,25	80,97	0,03	0,007	0,169
	2cel sur le même string/g700	5,77	22,21	80,26	0,03	0,008	0,176
	2cel sur différents strings/g=700	4,215	22,21	80,26	0,29	0,008	0,176
poussière 3% & Ombrage total	1cel/g=0	5,77	10,88	36,5	0,03	0,514	0,625
	3cel sur le même string/g=0	5,77	10,84	36,3	0,03	0,516	0,628
	3cel sur différents strings/g=0	0,20	1,63	0,28	0,97	0,927	0,997
un point chaud & Ombrage partiel	1 cellule ombrée sur string différent	4,34	11,73	41,39	0,27	0,476	0,575
	3 cellules ombrées sur string différent	4,22	11,67	40,19	0,29	0,479	0,588

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

IV.8. Illustration des signatures des défauts simulés:

Les écarts des résultats de simulation sous MATLAB SIMULINK de ces défauts par rapport aux valeurs d'un module sans défauts peuvent être représentées sous forme binaires comme suit : si l'écart dépasse le seuil de sensibilisation on lui assigne un (1) un si non ce sera un (0) Zéro, et ce pour permettre à la machine d'exploiter ces résultats. Notre tableau sera comme suit :

TAB.IV.4. Tableau signatures des défauts simulés

DEFAUT	NIVEAU DE DEFAUT	SIGNATURE COURANT S1	SIGNATURE TENSION S2	SIGNATURE PUISSANCE S3
AUCUN	fonctionnement sain			
Ombrage poussière	1%	0	0	0
	3%	0	0	0
	10%	1	0	1
Ombrage partiel	1cel/g700	0	0	1
	3cel sur le même string/g700	0	0	1
	18cel sur le même string/g700	0	1	1
	3cel sur différents strings/g=700	1	0	1
	36cel/g700	1	1	1
Ombrage total	1 cel/g=0	0	1	1
	3cel sur le même string/g=0	0	1	1
	3cel sur différents strings/g=0	1	1	1
point chaud	1 point chaud	0	1	1
	2pch et plus/ string différents	1	1	1
Diode de by-pass	diode court-circuité	0	1	1
	diode ouverte/module sain	0	0	0
	diode ouverte/module en défauts	1	1	1
Augmentation résistance série de 0,01 au 1 Ohm	1 cellule	0	1	1
	3 cellules	0	1	1
poussière 3% & Ombrage partiel 700	1 cellule ombrée/g700	1	0	1
	2cel sur le même string/g700	1	0	1
	2cel sur différents strings/g=700	1	0	1
poussière 3% & Ombrage total	1 cel/g=0	1	1	1
	3cel sur le même string/g=0	1	1	1
	3cel sur différents strings/g=0	1	1	1
un point chaud & Ombrage partiel	1 cellule ombrée sur string différent	1	1	1
	3 cellules ombrées sur string différent	1	1	1

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

Un premier constat sur le tableau nous permet de distinguer deux types de signatures :

- Signatures ayants un seul diagnostique de défaut correspondant soit (0.0.0, 0.0.1 et 0.1.0). dans ce cas on pourra lire directement le diagnostique du défaut.
- Signatures ayants plusieurs diagnostiques de défaut correspondant soit (0.1.1, 1.0.1 et 1.1.1). Dans ce cas l'illustration du diagnostiques de défaut est devenu plus compliqué. Pour résoudre ce problème on doit faire appel aux outils d'intelligence artificielle.

Dans ce travail on va opter pour l'utilisation de la logique floue, cette technique pourra nous servir si les données d'entrés sont bien choisis. Il est évident que parmi les données les plus signifiantes d'un module photovoltaïque on peut citer le courant de court circuit I_{cc} . La combinaison de cette donnée avec le facteur de forme pourra nous conduire à résoudre le problème et différencier les diagnostiques des défauts sous la même signature.

IV.9. Diagnostique des défauts basé sur la combinaison (facteur de forme FF et le courant I_{cc})

On va catégoriser nos signatures selon leurs valeurs de courants enregistrées sous forme de plages ou intervalles contenant des petites, moyennes et grandes valeurs.

Aussi et pour chaque un des intervalles de courant I_{cc} on pourra distinguer des différentes valeurs du facteur de forme FF, ces valeurs peuvent être catégoriser aussi sous forme d'intervalles comme c'est montré ci-dessous.

IV.10. Le système de logique floue proposé

La satisfaction de la condition d'appartenance aux deux intervalles du courant et celui du facteur de forme FF peut se traduire en diagnostique de défaut comme suit :

TAB.IV.5. Tableau catégorisation des défauts simulés.

Valeurs de I_{cc}			FF		DEFAUTS
Très Petite	0	4	0%	3%	défaillance grave: plusieurs points chaud/ombrage total grave ...
Petite	4,10	4,35	30%	32%	ombrage partiel sur deux strings
Moyenne	4,36	5,9	25%	28%	cellules en ombrage total + poussière 3%
			60%	65%	cellules en ombrage partiel + poussière 3%
			66%	72%	poussière gênante
Grande	5,91	5,96	29%	30%	ombrage total
			32%	37%	un point chaud ou diode by-pass en c-c
			38%	53%	augmentation résistance série
			54%	63%	ombrage partiel

Ces résultats ont été bien simulés sous MATLAB SIMULINK comme suit :

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

- 1) Le système de logique floue proposé (classificateur Sugeno) à deux entrées soit celle du courant maximal I_{cc} et le facteur de forme FF et sorties multiples représentant l'ensemble des défauts probables par l'expert comme le montre le figure Fig IV.7 ci dessous

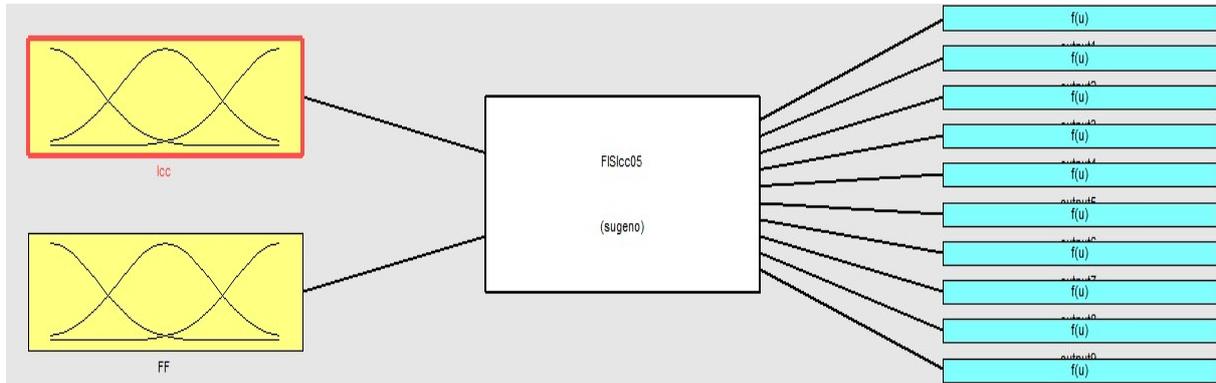


Figure .IV.7. système de logique floue proposé.

- 2) Les intervalles d'appartenance des valeurs du courant maximale sont repartis comme suit (voir Fig IV.8. ci-après) :
- **Valeurs très petites** : sont les valeurs comprises entre : $[0 - 4]$ A.
 - **Valeurs petites** : sont les valeurs comprises entre : $[4,10 - 4,35]$ A.
 - **Valeurs moyennes** : sont les valeurs comprises entre : $[4,36 - 5,90]$ A.
 - **Valeurs Grandes** : sont les valeurs comprises entre : $[5,91 - 5,96]$ A.

La projection de la valeur du courant maximal enregistré sur l'un des intervalles suscités est la première étape dans le cadre du diagnostic de l'état de notre module.

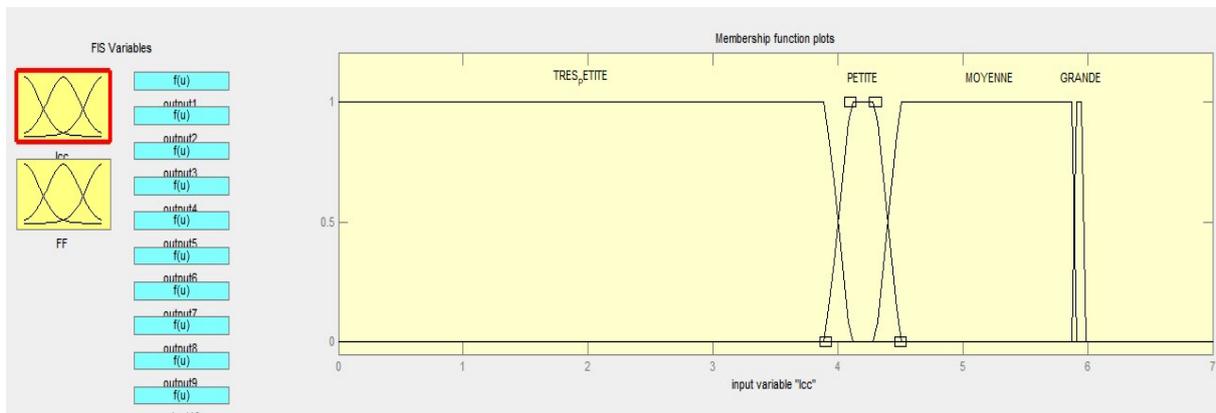


Figure .IV.8. Les intervalles d'appartenance des valeurs du courant maximale.

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

- 3) Les intervalles d'appartenance des valeurs de facteur de forme FF sont les valeurs déterminantes du type de défaut et représentant la deuxième étape de diagnostic de l'état du module. Ces intervalles sont répartis comme suit (voir TAB IV.6) :

TAB.IV.6. Tableau intervalles d'appartenance des valeurs de facteur de forme FF.

Intervalles de FF		Défauts
0%	3%	Défaillance Grave: Plusieurs Point Chaud/Ombre Total Grave ...
30%	32%	Ombre Partiel Sur Deux Strings
25%	28%	Cellules En Ombre Total + Poussière 3%
60%	65%	Cellules En Ombre Partiel + Poussière 3%
66%	72%	Poussière Gênante
29%	30%	Ombre Total
32%	37%	Un Point Chaud Ou Diode By-pass En C-C
38%	53%	Augmentation Résistance série
54%	63%	Ombre Partiel

Et sont montrés dans Fig.IV.9.

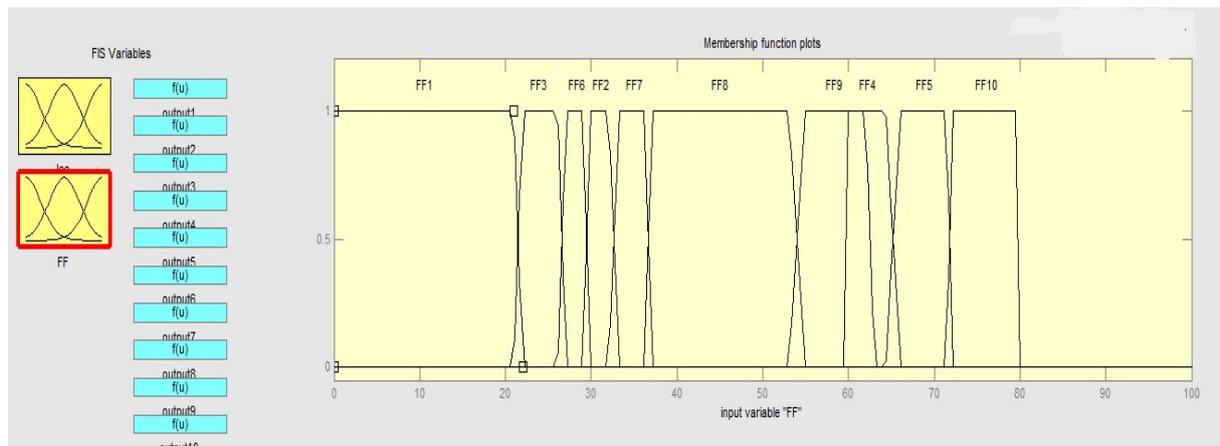


Figure .IV.9. Les intervalles d'appartenance des valeurs du Facteur de forme.

- 4) Les règles du système logique flou proposé sont basées sur l'instruction Si-Alors, la résultante de l'application de chaque règle est soit un Un (1) qui veut dire que le défaut attribué à cette combinaison conditionnelle existe par contre et dans le cas contraire le résultat est un Zéro (0) (Fig.IV.10.)

Les règles peuvent être construites sur le principe d'appartenance à l'un des intervalles comme le montre l'exemple suivant : Si la projection de la valeur du courant maximal enregistré est sur l'intervalle des Valeurs moyennes comprises entre : $[4,36 - 5,90]$ A, et que la valeur du facteur de forme FF est comprise entre 66% et 72% le système flou

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

attribuera un (1) pour la sortie Poussière Gênante et la valeur de zéro pour les restes des sorties.



Figure .IV.10. Les valeurs des différentes sorties du système proposé.

IV.11. Résultats et discussions :

Les conditions de fonctionnement sont fixées à 1000W/m² pour l'ensoleillement et 25°C pour la température ambiante. En tenant compte de ces conditions de fonctionnement, la puissance maximale du module trouvée est égale à 97,45 W ; la tension de circuit ouvert est égale à 22,4 V ; le courant de court-circuit est égal à 5,947A et le facteur de forme aux limites de 73%.

Les amplitudes des symptômes résultantes des différents défauts sont montrées dans le tableau IV.2 en suite et tenant compte de ces amplitudes et le seuil choisi, le tableau de signatures de défauts pour notre système PV peut être illustré.

Le tri de ces signatures soit (26 Signatures) nous a montré des Signatures ayant un seul diagnostique de défaut correspondant soit (0.0.0, 0.0.1 et 0.1.0). Dans ce cas on pourra lire directement le diagnostique du défaut alors qu'il existe des Signatures ayant plusieurs diagnostiques de défaut correspondant soit (0.1.1, 1.0.1 et 1.1.1).

Afin de différencier les signatures ayant plusieurs diagnostiques de défaut on a poursuivi le tri de nos données d'une façon plus profonde basée sur les valeurs enregistrées de I_{cc}, dans cette étape les valeurs de I_{cc} sont catégorisées comme suit :

- Très petite valeur [0 – 4 A].
- Petite valeur [4,01 – 4,35 A].
- Moyenne valeur [4,36 – 4,90 A].
- Grande valeur [4,91 A et plus].

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

1- Pour la première catégorie celle des très petites valeurs de courant de court circuit, et quand les valeurs de I_{cc} tendent vers zéro ca peut être traduit comme une défaillance grave sur notre système qui l'empêche a continuer son fonctionnement soit par exemple le défaut d'existence de plusieurs points chauds sur différents string ou celui d'un ombrage total Grave. Ce diagnostique est confirmé par les valeurs très faibles de facteur de forme FF, ce dernier n'a pas dépassé les limites de 3% lors des différentes simulations sur notre model. Dans ce cas le diagnostique de défaut sur notre module nécessite une inspection physique de ce dernier.

2- La deuxième catégorie celle des petites valeurs de courant de court circuit, et quand les valeurs de I_{cc} sont comprises entre [4,01 et 4,35 A] ça veut dire qu'une défaillance grave sur notre système existe mais elle ne va pas l'empêcher à continuer son fonctionnement. Dans la pratique on rencontre ce cas sur tout sur le défaut d'ombrage partiel grave qui touche la totalité de notre module ou au moins qui touche des cellules sur les différents strings de ce dernier. Ce diagnostique est caractérisé par une valeur limité de facteur de forme aux environs de 32% lors des différentes simulations sur notre model.

3- La Troisième catégorie celle des valeurs de courant de court circuit moyennes, c'est quand les valeurs de I_{cc} sont comprises entre [4,36 et 5,90 A], c'est une catégorie qui englobe un ensemble des diagnostiques de défauts et c'est la que l'importance de trouver un autre moyen pour différencier ces défauts apparaîtra, donc on a fait appel au facteur de forme FF pour le faire. Les valeurs de facteur de forme enregistrées pour les différentes simulations sur notre modèle pour ce cas sont étalées entre 25 et 72% et peuvent être interprétées comme suit :

TAB.IV.7. Tableau intervalles des valeurs de facteur de forme FF pour les valeurs moyennes de I_{cc} .

FF		DEFAUTS
66%	72%	Poussière Gênante
40%	65%	Cellules En Ombrage Partiel + Poussière 3%
25%	39%	Cellules En Ombrage Total + Poussière 3%

Pour le premier intervalle de facteur de forme compris entre [66% -72%] on constate que la baisse des valeurs d' I_{cc} et de FF est légère est causée généralement par l'effet d'un petit ombrage partiel mais qui touche la totalité de notre module.

Un tel ombrage en pratique ne peut être causé que par la poussière qui devient de plus en plus gênante par l'effet d'accumulation. Le seuil de détection d'un ombrage par notre système selon sa sensibilité est 3%, la valeur pour la quelle on pourra considérer que le défaut deviendra gênant.

Sur le deuxième intervalle ayant des valeurs de facteur de forme comprises entre [40% - 65%], la baisse des valeurs de I_{cc} et celles de FF deviendra plus sensible sur notre model mais correspond toujours au défaut d'ombrage partiel sur le module mais a différents degrés a partir d'un simple ombrage causé par la poussière jusqu'un ombrage de 30% sur l'ensemble des cellules.

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

Alors que pour le troisième intervalle soit les valeurs comprises entre [25% -39%] la baisse des valeurs de I_{cc} et FF sera plus grave et correspond a un défauts plus grave qui est l'ombrage total d'une partie de notre module.

4- La catégorie des grandes valeurs d' I_{cc} celle ayant des valeurs de courant de court circuit supérieurs a 4,91 A contient un ensemble des diagnostics de défauts et c'est toujours le facteur de forme qui pourra nous séparer les défauts.

Les valeurs de facteur de forme enregistrées pour les différentes simulations sur notre modèle pour ce cas sont étalées entre 29 et 63% et peuvent être interprétées comme suit :

TAB.IV.8. Tableau intervalles des valeurs de facteur de forme FF pour les valeurs Grandes de I_{cc} .

FF		DEFAUTS
29%	30%	Ombrage Total
32%	37%	Un Point Chaud Ou Diode By-pass En C-C
38%	53%	Augmentation R_s
54%	63%	Ombrage Partiel

Pour le premier intervalle de facteur de forme compris entre [54% -63%] et a travers les différentes simulation sur notre modèle on constate que la baisse des valeurs d' I_{cc} et de FF est principalement causée par l'effet d'ombrage partiel qui touche quelques cellules de notre module solaire les valeurs d'ombrage simulées sont généralement de l'ordre de 700 w/m².

Un autre défaut a été simulé, il s'agit de l'augmentation de la résistance série de notre modèle causé par n'importe quel défaut tel que la corrosion par exemple qui peut affecter notre module PV. Les valeurs de facteur de forme enregistrées sont comprises entre [38% - 53%] alors que l'intensité du courant I_{cc} est pratiquement maintenue au maximum.

Si la valeur de I_{cc} est toujours maintenue au maximum mais le facteur de forme est compris entre [32% -37%] on pourra illustrer que notre système fonctionne mais avec un défaut Grave qui est le point chaud sur une ou plus des cellules sur le même string de notre module, par contre si les cellules touchées par le défaut de point chaud sont sur différents strings notre module ne va pas fonctionner et pourra être considéré comme une installation en court circuit.

Sur le dernier cas dont les valeurs d' I_{cc} sont suffisamment grande mais le facteur de forme est aux voisinages inférieures de 30% le défaut correspondant est l'ombrage total sur au moins l'une des cellules d'un string de notre module. Dans le cas ou l'ombrage total affecte plus d'un string le rendement de notre module sera pratiquement nul.

CHAPITRE 4: DIAGNOSTIQUE DES DEFAUTS D'UN MODULE PV PAR LES TECHNIQUES D'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

Conclusion :

Dans ce chapitre, une technique de diagnostic des défauts sur un module PV basée sur l'intelligence artificiel a été proposé, le système proposé utilise la logique floue de type Takagi-Sugeno.

La technique floue est réalisée exploite les valeurs de courant maximal I_{cc} et celle du facteur de forme FF. Ces valeurs sont enregistrés a partir des valeurs de sortie du module photovoltaïque, en cas de fonctionnement normal (sain) et de fonctionnement défectueux.

Afin de détecter les défauts du module PV, il suffit de projeter les valeurs de I_{cc} et celles du FF sur les intervalles prédéterminés par l'expert. La satisfaction de la condition d'appartenance aux deux intervalles peut se traduire en diagnostic de défaut.

Les résultats de simulation obtenus ont montré l'efficacité de la méthode proposée et l'ensemble des défauts simulés ont été identifiés avec précision via cette méthode. Cette technique est capable de diagnostiquer et d'identifier les défauts qui se produisent sur la plupart des modules PV.

CONCLUSION GENERALE :

Au cours des dernières décennies, les centrales solaires ont été largement utilisées pour pallier la pénurie de sources d'énergie. Cette source d'énergie est très attrayante car elle est propre, disponible partout et relativement gratuite par rapport aux autres sources d'énergie renouvelables. Afin de maximiser les performances de ce type de centrales, il est important de les protéger des différents défauts ou du moins d'intervenir le plus rapidement possible pour les corriger, finalité qui ne peut se faire qu'à travers un bon diagnostic des défauts du système PV.

Différentes listes des défauts les plus probables sur un système PV sont dressées et classées, chaque liste dressée reflète l'importance et la gravité des défauts proposés. Il est important de noter que certains défauts peuvent être éliminés lors de la réception et de la mise en service des installations photovoltaïques ; ces défauts doivent être éliminés avant que le démarrage de l'équipement ne soit autorisé.

Les défauts les plus connus sont étudiés séparément dans plusieurs travaux ; l'ombrage total ou partiel est le défaut le plus discuté dans la littérature, tandis que le défaut de point chaud est détaillé dans plusieurs travaux. Le défaut de poussière a également été abordé dans certains travaux; cependant, une longue liste de défauts a été détaillée séparément dans la littérature.

Ce travail s'est concentré sur le diagnostic des défauts qui peuvent survenir sur un module photovoltaïque via une technique d'intelligence artificielle. La thèse a été structurée comme suit :

Premièrement une description du système PV, une revue des méthodes de détection et diagnostic des défauts les plus utilisés nous a permis de conclure que les techniques d'intelligence artificielles IA sont fortement impliquées dans le domaine des photovoltaïques et que les travaux de recherche se dirigent vers des systèmes photovoltaïques intelligents. Une grande diversité et la large gamme de techniques d'IA utilisées dans la recherche photovoltaïque.

Ensuite une présentation de quelques définitions et terminologies utilisées dans le domaine, la présentation de la majorité des défauts et des défaillances qui peuvent apparaître

CONCLUSION GENERALE

dans un module PV s'impose par la suite, notamment ceux à caractère fonctionnel. Une simulation des différents défauts a eu lieu afin d'étudier les propriétés de courant et de la puissance en fonction de la tension, cette étude sera utile dans la suite de ce travail surtout lors de la phase diagnostique des défauts.

Aussi la modélisation du système photovoltaïque est nécessaire par la suite et ce commençant par les différents modèles électriques de la cellule et en suite la modélisation d'un module photovoltaïque est sur tout chercher à comprendre ce qui se passe, et le décrire mathématiquement et pouvoir construire un model du module PV, et la simulation via MATLAB SIMULINK de son fonctionnement, et propriétés. Cette modélisation a été utilisée pour le diagnostic de fonctionnement du module PV.

Enfin la proposition d'une nouvelle technique de l'intelligence artificielle pour le diagnostic des défauts dans le module photovoltaïque a eu lieu. La méthode proposée est un outil robuste pour diagnostiquer des défauts différents et même simultanés.

Cette méthode est basée sur l'utilisation d'outils de logique floue pour traiter les nouvelles données d'entrées combinées, le courant de court-circuit et le facteur de Forme, a permis de développer un algorithme capable de discriminer tous les défauts considérés. Le choix de ces deux critères est justifié par leur importance.

Cette technique exploite les écarts des valeurs de courant maximal I_{cc} et celles du facteur de forme FF enregistrés du module photovoltaïque, en cas de fonctionnement normal (sain) et de fonctionnement défectueux, ensuite elle les projette sur les intervalles des courants et de facteur de forme prédéterminés par un expert. La satisfaction de la condition d'appartenance aux deux intervalles peut se traduire en diagnostic de défaut.

L'algorithme simple de diagnostic des défauts présenté en IV.2 a été établi et confirmé par les différentes simulations effectuées sous MATLAB SIMULINK, et le modèle proposé a montré la capacité de l'algorithme à distinguer la majorité des défauts possibles, et pourrait faire l'objet d'une confirmation pratique dans un travail futur.

Comme perspectives envisagées de ce travail on propose : la validation expérimentale de l'étude proposé, l'utilisation des différents modèles électriques des cellules PV et l'élargissement de la liste des défauts probables.

Bibliographie

- [1] A. Mellit, G.M. Tina, S.A. Kalogirou, Fault Detection And Diagnosis Methods For Photovoltaic Systems: A Review, *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 2018.
- [2] John A. Tsanakas, A.N. Longha, A. Claudiabuerhop, Faults And Infrared Thermographic Diagnosis In Operating C-Si Photovoltaic Modules: A Review Of Research And Future Challenges, *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 2016.
- [3] W.C. Benmoussa, S. Amara Et A. Zerga, Etude Comparative Des Modèles De La Caractéristique Courant-Tension D'une Cellule Solaire Au Silicium Monocristallin, *Revue Des Energies Renouvelables Icreed*, 2007.
- [4] V. Boitier, P. Maussion, C. Cabal, Recherche Du Maximum De Puissance Sur Les Générateurs Photovoltaïques, *Revue IEEE*, 2008
- [5] Dhritiman Gupta, Sabyasachi Mukhopadhyay, K.S. Narayan, Fill Factor In Organic Solar Cells, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2010
- [6] Boyuan Qi, Jizheng Wang, Fill Factor In Organic Solar Cells, *Rsc Publishing*, 2013
- [7] Yahya Zefri, Achraf Elkettani, Imane Sebari, And Sara Ait Lamallam, Thermal Infrared And Visual Inspection Of Photovoltaic Installations By Uav Photogrammetry—Application Case: Morocco, 2018.
- [8] Silvano Vergura, Marco Colaprico, Maria Francesca De Ruvo, Francesco maria Marino, A Quantitative And Computer-Aided Thermography-Based Diagnostics For Pv Devices—Part II: Platform And Results, *IEEE Journal Of Photovoltaics* 2016.
- [9] Genevieve C. Ngo, Erees Queen B. Macabebe, Image Segmentation Using K-Means Color Quantization And Density-Based Spatial Clustering Of Applications With Noise (DbSCAN) For Hotspot Detection In Photovoltaic Modules, *IEEE Journal Of Photovoltaics* 2016
- [10] Alvaro Huerta Herraiz, Alberto Pliego Marugán, Fausto Pedro García M. Arquez, Photovoltaic Plant Condition Monitoring Using Thermal Images Analysis By Convolutional Neural Network-Based Structure, *Renewable Energy*, 2020
- [11] John A. Tsanakas, Long D. Ha, F. Al Shakarchi, Advanced Inspection Of Photovoltaic Installations By Aerial Triangulation And Terrestrial Georeferencing Of Thermal/Visual Imagery, *Renewable Energy*, 2017.
- [12] M. Cubukcu, A. Akanalci, Real-Time Inspection And Determination Methods Of Faults On Photovoltaic Power Systems By Thermal Imaging In Turkey, *Renewable Energy*, 2020
- [13] Cl. Buerhop, A.N. D. Schlegel, A. M. Niess, B. C. Vodermayr, B. R. Weißmann, A. C.J. Brabec, Reliability Of Ir-Imaging Of Pv-Plants Under Operating Conditions, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2012.
- [14] Seung Heon Han, Tariq Rahim, Soo Young Shin, Detection Of Faults In Solar

- Panels Using Deep Learning, Ieee Journal, 2021
- [15] Paolo Bellezza Quater, Francesco Grimaccia, Sonia Leva, Marco Mussetta, et Mohammadreza Aghaei, Ieee Journal Of Photovoltaics 2014.
- [16] Hassan Qasem, Ashot Mnatsakanyan et Pedro Banda, Assessing Dust On Pv Modules Using Image Processing Techniques, Ieee Journal , 2016.
- [17] Belaout Abdesslam, Etude Et Diagnostic Des Défauts Fréquents Aux Systèmes Photovoltaïques (Pv) Par Emploi De La Caractéristique Courant-Tension, Mémoire De Magister, Université – Setif-1-, 2014
- [18] Fabian Carigiet A, Christoph J. Brabec B, Franz P. Baumgartner, Long-Term Power Degradation Analysis Of Crystalline Silicon Pv Modules Using Indoor And Outdoor Measurement Techniques, Renewable And Sustainable Energy Reviews, 2021
- [19] Adel Mellit, Soteris A. Kalogirou, Artificial Intelligence Techniques For Photovoltaic Applications: A Review, journal of Progress In Energy And Combustion Science, 2008.
- [20] Nassim Sabri, Abdelhalim Tlemçani, Aissa Chouder, Real-Time Diagnosis Of Battery Cells For Stand-Alone Photovoltaic System Using Machine Learning Techniques, Rev. Roum. Sci. Techn.– Électrotechnique et Énergie, 2021
- [21] Ayman Youssefa, Mohammed El-Telbanya, Abdelhalim Zekry, The Role Of Artificial Intelligence In Photo-Voltaic Systems Design And Control: A Review, Renewable And Sustainable Energy Reviews, 2017
- [22] Manoj Kumar, Mohammad Husian, Naveen Upreti, Deepti Gupta, Genetic Algorithm: Review and Application, International Journal Of Information Technology And Knowledge Management, 2010.
- [23] Yawei Liu, Xiaorong Zhu, Jin Yang, Fault Diagnosis Of Pv Array Based On Optimised Bp Neural Network By Improved Adaptive Genetic Algorithm, Journal Of Engineering, 2017.
- [24] Caixia Tao, Xu Wang, Fengyang Gao, Min Wang, Fault Diagnosis Of Photovoltaic Array Based On Deep Belief Network Optimized By Genetic Algorithm, Chinese Journal Of Electrical Engineering, 2021
- [25] Amal Hichri et all, Genetic-Algorithm-Based Neural Network For Fault Detection And Diagnosis: Application To Grid-Connected Photovoltaic Systems, Energies (Mdpi), 2022.
- [26] Kunal Sandip Garud, Simon Jayaraj, Moo-Yeon Lee, A Review On Modeling Of Solar Photovoltaic Systems Using Artificial Neural Networks, Fuzzy Logic, Genetic Algorithm And Hybrid Models, Energy Reserch, 2020
- [27] Sayed A. Zaki, Honglu Zhu, Jianxi Yao, Fault Detection And Diagnosis Of Photovoltaic System Using Fuzzy Logic Control, E3s Web Of Conferences, 2019
- [28] Andreas Livera, Marios Theristis, George Makrides , George E. Georghiou, On-Line Failure Diagnosis Of Grid-Connected Photovoltaic Systems Based On Fuzzy Logic, IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering, 2018.
- [29] Salima Sarikh , Mustapha Raoufi A, Amin Bennouna A, Badr Ikken, Characteristic

- Curve Diagnosis Based On Fuzzy Classification For A Reliable Photovoltaic Fault Monitoring, Sustainable Energy Technologies And Assessments, 2021
- [30] Imran Hussain et All, Unified Fuzzy Logic Based Approach For Detection And Classification Of Pv Faults Using I-V Trend Line, Energies (Mdpi), 2022.
- [31] Mahmoud Dhimish, Violeta Holmes, Bruce Mehrdadi, Mark Dales, Comparing Mamdani Sugeno Fuzzy Logic And Rbf Ann Network For Pv Fault Detection, Renewable Energy, 2017
- [32] W. Rezgui, L. H. Mouss, M. D. Mouss ,O. Kadri, Electrical Faults Detection For The Intelligent Diagnosis Of A Photovoltaic Generator, Journal Of Electrical Engineering, 2014
- [33] Ayman Youssefa, Mohammed El-Telbanya, Abdelhalim Zekry, The Role Of Artificial Intelligence In Photo-Voltaic Systems Design And Control: A Review, Renewable And Sustainable Energy Reviews, 2017
- [34] Aicha Djalab, Diagnosis Of Faults In A Renewable Energy System Based On Artificial Intelligence Techniques: Application On A Photovoltaic System, These de Doctorat, Université de Djelfa, 2020
- [35] Sonia Veerapen, Huiqing Wen, Shadowing Effect On The Power Output Of A Photovoltaic Panel, IEEE 8th International Power Electronics And Motion Control Conference, 2016.
- [36] S. Silvestre, A. Chouder, Effects Of Shadowing On Photovoltaic Module Performance, Progress In Photovoltaics: Research And Applications, 2007
- [37] Vinay Gupta et All, Comprehensive Review On Effect Of Dust On Solar Photovoltaic System And Mitigation Techniques, Solar Energy, 2019
- [38] Pallavi Bharadwaj, Kaustubh Karnataki, Vinod John, Formation Of Hotspots On Healthy Pv Modules And Their Effect On Output Performance, IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion,2018
- [39] S. Silvestre , A. Boronat, A. Chouder, Study Of Bypass Diodes Configuration On Pv Modules, Applied Energy , 2009
- [40] Romênia G. Vieira et All, A Comprehensive Review On Bypass Diode Application On Photovoltaic Modules, Energies (Mdpi), 2020
- [41] Naresh Kumar Malik, Jasvir Singh, Rajiv Kumar, Neelam Rathi, A Review On Solar Pv Cell, Journal IJITEE, 2013
- [42] M. Azzouzi, D. Popescu, M. Bouchahdane, Modeling Of Electrical Characteristics Of Photovoltaic Cell Considering Single-Diode Model, Journal Of Clean Energy Technologies,2016
- [43] Dhass. A.D, Natarajan E, Lakshmi Ponnusamy, Influence Of Shunt Resistance On The Performance Of Solar Photovoltaic Cell, IEEE International Conference On Emerging Trends In Electrical Engineering And Energy Management, 2012
- [44] Christopher M. Proctor , Thuc-Quyen Nguyen, Effect Of Leakage Current And Shunt Resistance On The Light Intensity Dependence Of Organic Solar Cells, Journal Of Applied Physics, 2015

BIBLIOGRAPHIE

- [45] Otwin Breitenstein et al, Understanding Junction Breakdown In Multicrystalline Solar Cells, Journal Of Applied Physics, 2011
- [46] Wayne Peter Dyamond, Fault Detection And Performance Visualisation For A Grid-Connected Photovoltaic Power Plant Using Sensor Data, Thèse De Doctorat, Stellenbosch University, 2019
- [47] Sera, Dezso, Real-Time Modelling Diagnostics And Optimised Mppt For Residential Pv Systems, These de Doctorat Aalborg University, 2009.
- [48] R. Chenni, M. Makhlof, T. Kerbache, A. Bouzid, A Detailed Modeling Method For Photovoltaic Cells, Energy, 2007
- [49] Basim Alsayid, Modeling And Simulation Of Photovoltaic Cell/Module/Array With Two-Diode Model, International Journal Of Computer Technology And Electronics Engineering 2012.
- [50] Kashif Ishaque et al, Modeling And Simulation Of Photovoltaic (Pv) System During Partial Shading Based On A Two-Diode Model, Journal Of Simulation Modelling Practice And Theory, 2011.
- [51] Nicolas Barth et al, Pv Panel Single And Double Diode Models: Optimization Of The Parameters And Temperature Dependence, Solar Energy Materials & Solar Cells, 2015.
- [52] Bonie Johana et al, Parameter Estimation Of The Bishop Photovoltaic Model Using A Genetic Algorithm, Applied Sciences, 2021.
- [53] Long Bun, Détection Et Localisation De Défauts Dans Un Système Photovoltaïque, Thèse de Doctorat, Université De Grenoble, 2012
- [54] Bouraiou Ahmed, Diagnostic de Defauts Par Logique Floue, Mémoire De Magister Université Badji Mokhtar Annaba, 2010
- [55] Marc Köntges et All, Review Of Failures Of Photovoltaic Modules, International Energy Agency, 2014.
- [56] Mohamed Hassan Alia,C, Abdelhamid Rabhia, Ahmed El Hajjajia et Giuseppe M. Tina, Real Time Fault Detection In Photovoltaic Systems, Energy Procedia, 2017
- [57] J. S. Christy Mano Raj , A. Ebenezer Jeyakumar, A Novel Maximum Power Point Tracking Technique For Photovoltaic Module Based On Power Plane Analysis Of I–V Characteristics, IEEE Transactions On Industrial Electronics, 2014
- [58] O. Breitenstein , Understanding The Current-Voltage Characteristics Of Industrial Crystalline Silicon Solar Cells By Considering Inhomogeneous Current Distributions, Opto–Electronics Review 2013
- [59] Ahmad Abubakar, Carlos Frederico, Meschini Almeida, et Matheus Gemignani, Review Of Artificial Intelligence-Based Failure Detection And Diagnosis Methods For Solar Photovoltaic Systems, Energies (MDPI), 2021.
- [60] Adel Mellit,T , Soteris A. Kalogirou, A Survey On The Application Of Artificial Intelligence Techniques For Photovoltaic Systems, Handbook Of Photovoltaics,2018
- [61] Chukwuemeka Ikedi, Experimental Study Of Current-Voltage Characteristics For Fixed And Solar Tracking Photovoltaics Systems, Intechopen 2019

- [62] Rachid Herbazi et All, Investigation Of Photovoltaic Output Characteristics With Iterative Methods, *Procedia Manufacturing*, 2017.
- [63] Moafaq K.S. Al-Ghezi et All, The Influence Of Temperature And Irradiance On Performance Of The Photovoltaic Panel In The Middle Of Iraq, *Int. Journal Of Renewable Energy Development*, 2022
- [64] Mars Nadia et All, Influence Of Temperature And Irradiance On The Different Solar Pv Panel Technologies, *International Journal Of Energy*, 2020.
- [65] M. Barukc et all, The Irradiance And Temperature Dependent Mathematical Model For Estimation Of Photovoltaic Panel Performances, *Energy Conversion And Management* , 2015
- [66] Nassim Sabri, Abdelhalim Tlemçani, Aissa Chouder, Faults Diagnosis In Stand-Alone Photovoltaic System Using Artificial Neural Network, *IEEE 6th International Conference On Control Engineering & Information Technology (Ceit)*, 2018
- [67] Nassim Sabri, Abdelhalim Tlemçani, Aissa Chouder, Real-Time Diagnosis Of Battery Cells For Stand-Alone Photovoltaic System Using Machine Learning Techniques, *Rev. Roum. Sci. Techn.– Électrotechnique et Énergie*, 2021
- [68] Achim Woyte, Johan Nijs, Ronnie Belmans, Partial Shadowing Of Photovoltaic Arrays With Different System Configurations: Literature Review And Field Test Results, *Solar Energy* , 2003
- [69] Mohammed S. Benganem , Saleh N. Alamri, Modeling Of Photovoltaic Module And Experimental Determination Of Serial Resistance, *Journal JTUSCI*, 2009
- [70] K. Bouzidi, M. Chegaar, A. Bouhemadou, Solar Cells Parameters Evaluation Considering The Series And Shunt Resistance, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2007
- [71] Priyanka, Mohan Lal, S.N. Singh, A New Method Of Determination Of Series And Shunt Resistances Of Silicon Solar Cells, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2007
- [72] Tarak Salmi et all, Matlab/Simulink Based Modelling Of Solar Photovoltaic Cell, *International Journal Of Renewable Energy Research*, 2012
- [73] Giuseppina Ciulla et all, A Comparison Of Different One-Diode Models For The Representation Of I–V Characteristic Of A Pv Cell, *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 2014.
- [74] Xuan Hieu Nguyen, Minh Phuong Nguyen, Mathematical Modeling Of Photovoltaic Cell/Module/Arrays With Tags In Matlab/Simulink, *Environmental Systems Research*, 2015.
- [75] Hyeonah Park, Hyosung Kim, Pv Cell Modeling On Single-Diode Equivalent Circuit, *IEEE 39th Annual Conference Of The Industrial Electronics Society*, 2013
- [76] C. A. Belhadj, I. H. Banat, M. Deriche, A Detailed Analysis Of Photovoltaic Panel Hot Spot Phenomena Based On The Bishop Model, *Ieee 14th International Multi-Conference On Systems, Signals & Devices*, 2017.
- [77] Idriss Hadj Mahammed et all, Outdoor Study Of Partial Shading Effects On

BIBLIOGRAPHIE

- Different Pv Modules Technologies, Energy Procedia , 2017.
- [78] N. Pandiarajan , Ranganath Muthu, Mathematical Modeling Of Photovoltaic Module With Simulink, IEEE International Conference On Electrical Energy Systems, 2011
- [79] Timothy J. Ross, Fuzzy Logic With Engineering Applications, Troisième Édition, John Wiley & Sons Ltd, 2010
- [80] Fiche Technique du Panneau Solaire de Marque DIMEL

Annexe



Photovoltaic Panel Faults Diagnosis: Based on the Fill Factor Analysis and Use of Artificial Intelligence Techniques

Abdelhamid Bouzaher¹ · Amel Terki¹ · Mohamed Tahar Bouzaher²

Received: 27 June 2022 / Accepted: 16 October 2022
© King Fahd University of Petroleum & Minerals 2022

Abstract

Solar energy has become a clean renewable source of electricity significantly demanded, after the marked improvements in the efficiency of solar panels due to the development of semiconductor materials science around the world. The performance of a solar panel is not restricted in terms of design and materials, but it is greatly affected by faults that can disturb or at least minimize their performances. In order to face these dysfunctions and identify them as soon as they appear, some techniques and methods have been proposed. They are classified according to the literature into statistical methods, analytical methods, artificial intelligence methods. A literature review of recent diagnosis methods, allowed us to propose in this work a diagnosis method based on the use of the fill factor FF and the maximum value of the short-circuit current I_{sc} as inputs parameters, this method in addition to its simplicity, was proved its reliability and efficiency. In addition to the short-circuit current chosen by the majority of works as input data in the diagnosis and the detection of faults, this paper propose the use of a new criterion which is the fill factor in order to refine and make the diagnosis of the various faults profitable. The choice of these two criteria is justified by their importance: the variation of the short-circuit current is a significant and variable value according to the state of the photovoltaic cell, while the fill factor visualize more the efficiency and the resulted characteristic current–voltage. The diagnosis will proceed through simulation under MATLAB environment, in two steps: the first step of diagnosis based on threshold detection in which the identification of defects is done only by considering the threshold of each symptom, while the second step of diagnosis is based on artificial intelligence techniques in particular for cases with the same fault symptoms. At the end of this work, a simplified fault diagnostic method can be proposed, based on the use of the fill factor and the maximum value of the short-circuit current using artificial intelligence techniques. This methodology permit us to diagnose efficiently the presence of faults on photovoltaic panels.

Keywords Solar energy · Diagnosis · Detection of faults

1 Introduction

In recent decades, solar power plants are largely used to cover the shortage of energy sources. This source of energy is very attractive because it is clean, available everywhere and relatively free compared to other renewable energy sources. In order to maximize the performance of this type of power plant, it is important to protect them of various faults or at least intervene as quickly as possible to correct them, finality

that can only be done through a good diagnosis of PV system faults.

Different lists of the most probable faults on a PV system are dressed and classified [1–4], each list dressed reflect the importance and seriousness of defaults proposed.

The most known faults are studied separately in several works; Total or partial shading was the most default discussed in the literature, while hotspot default detailed in several works as in [5–8]. Also dust default was discussed in some works [9, 10]; however, a long list of defaults detailed separately in the literature.

It is important to note that some faults can be eliminated during the reception and commissioning of the PV installations, these faults must be removed before the equipment startup is allowed.

✉ Abdelhamid Bouzaher
hamidbouzaher@yahoo.fr

¹ Electrical Engineering Laboratory LGEB, University of Biskra, Biskra, Algeria

² Scientific and Technical Research Centre for Arid Areas (CRSTRA), 07000 Biskra, Algeria



Fig. 1 Electric model of a photovoltaic cell

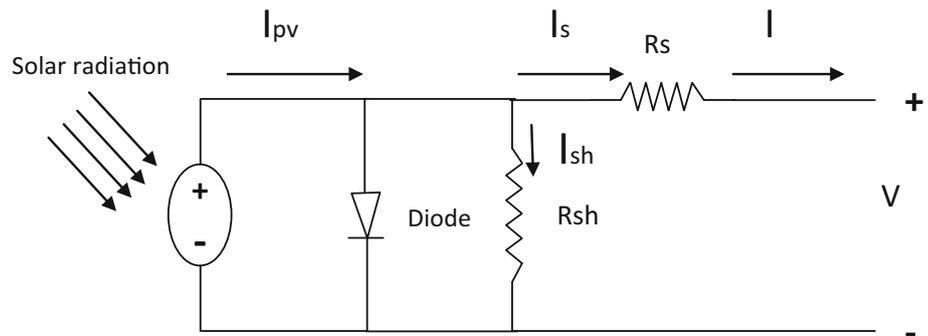


Fig. 2 I-V characteristic of a photovoltaic cell. Where VOC: Open-circuit voltage, it is the voltage measured at the terminals of the cell and for which the current delivered is zero. ISC: Short-circuit current, it represents the current measured at the terminals of a short-circuited cell

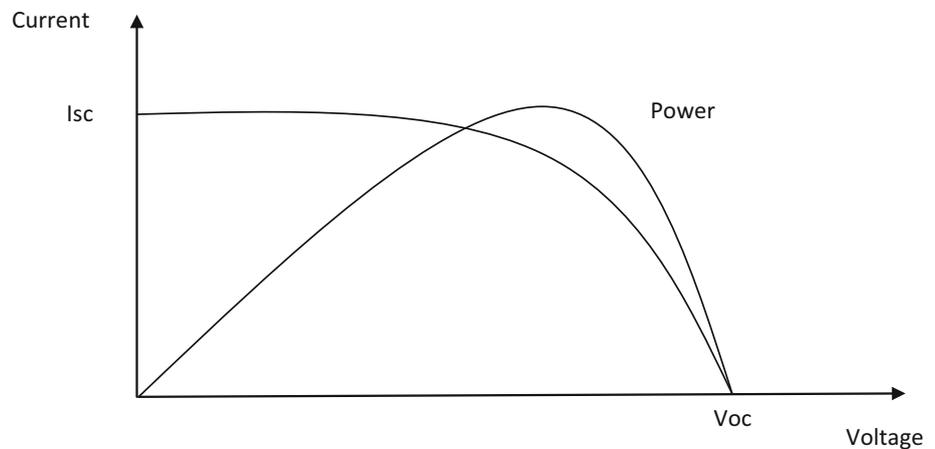


Table 1 Characteristic Values of the simulated panel

Optimal Voltage (V_{opt})	17.8 V
Optimal current (I_{opt})	5.62 A
Open-circuit voltage (V_{co})	22.4 V
Short-circuit current (I_{sc})	5.95 A
Number of cells	36
Serial resistance R_s	0.01 Ω
Shunt resistance R_{sh}	54.15 hm

Much works discussed Faults detection and diagnosis methods for PV systems [1, 3, 4, 11–15]; we can quote the most famous:

- Methods based on statistical signal and processing approaches.
- Methods based on the I–V characteristic analysis.
- Methods based on the power losses analysis.
- Method based on voltage and current measurements.
- Methods based on artificial intelligence techniques.

Knowing that the Methods based on statistical signals and processing approaches are precise, but are very expensive. Also for the analytical methods and those of measurement and protection which are of modest precision require specific

and expensive electronic equipments for the measurements and the protection which makes the diagnosis economically expensive [1].

All these disadvantages show that the artificial intelligence methods are favored especially that they generally have low material requirements and they can detect practically all the defects which can appear in a photovoltaic installation.

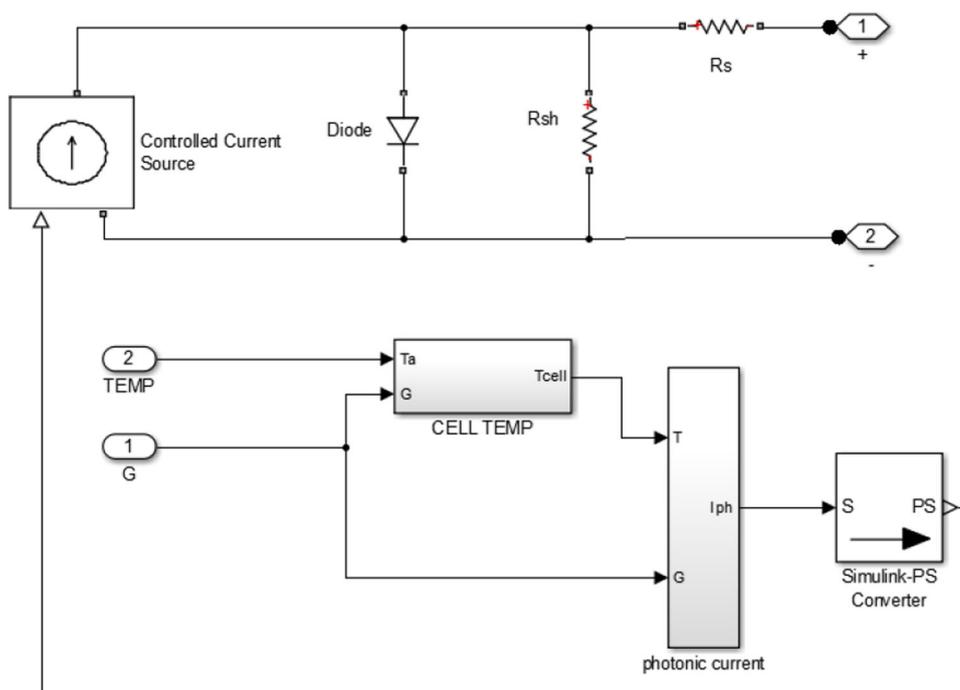
Using methods of artificial intelligence make easy to diagnose faults with unique symptoms or signatures, however, the difficulty arise in diagnosing faults that have the same symptoms. The fuzzy logic techniques have shown their ability to distinguish defects that have the same signature and can classify the majority of possible defects.

In this work we have chosen the most frequent operating PV faults. These faults can be dressed into two main families: shading faults (for any reason) and that of the material faults. During this work, faults of different degrees of severity have been simulated in order to make operate our model on the most sensitivity zones of our photovoltaic installation.

Also, we have tried to combine a few faults at the same time to get as close as possible to reality because most of the faults are simultaneous but with different degrees of severity, and the sum of these degrees of severity may exceed the tolerable operating limits.

In order to avoid too much detail a simplified diagnostic method was proposed which is inspired from the model

Fig. 3 PV cell simulation. Where TEMP: is the temperature input. G: is the solar irradiance input



proposed by [16]. However, and to make the examination of a combined faults simpler, we proposed the change of the analysis axes (reduction in maximum power, reduction in open-circuit voltage and reduction in short-circuit current), by using the fill factor and the short-circuit current I_{sc} . This approach is a mixture between the method of analysis of characteristic IV and that based on artificial intelligence techniques.

We have started with the modeling and simulation of a photovoltaic cell (PV) and the simulation of a solar panel as a result, and then a little reminder on the fill factor of a PV system is given. A list of selected faults that we consider the most frequent and probable faults has been simulated, and their signatures based on the admissible thresholds of our system are illustrated.

The probable deviations of the fault simulation compared to the safe functioning mode of our system require analysis. The analysis will take place in two steps: the first analysis based on threshold detection in which the fault diagnosis is made only by considering the threshold exceeding of each symptom, and second analysis based on artificial intelligence techniques to discriminate faults with same signatures.

The main results of this work, is a complete technique of a photovoltaic panel Faults Diagnosis based on the fill factor analysis and the use of Artificial Intelligence techniques. Most of simulations with MATLAB environment of this technique have given a very good diagnosis of faults.

2 Electrical Modeling of a Photovoltaic (PV) Cell

In order to describe the working mode of the PV cell, several models has been proposed in the open literature. Such as the single diode model, the two-diode model and the bishop model. We have opted for a simple model, which has only one diode as following:

A current source with a diode, a series resistor and a second shunt resistor as mounted in Fig. 1

This model is governed by the following equation:

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \tag{1}$$

where **I_{ph}**: photonic current generated by the source of the current as a function of solar radiation. **R_s**: is the internal resistance of the cell; it depends mainly on the resistance of the semiconductor used, on the contact resistance of the collector gates and on the resistivity of these gates. In an ideal model R_s is zero. **R_{sh}**: this resistance corresponds to a leakage current at the junction; it depends on how it was done. In an ideal model R_{sh} is infinite. **I**: line current supplied by the PV cell. **V**: Voltage at the terminals of the PV cell. **V_t**: Breakdown voltage specific to the semiconductor.

Table 2 Table of simulated faults

Faults	Severity level of fault
Partial shading caused by dust	Shading level at 1%
	Shading level at 3%
	Shading level at 10%
Partial shading	1cell/ Shading level at $G = 700$
	3 cells on the same string/ Shading level at $G = 700$
	18 cells on the same string/ Shading level at $G = 700$
	3 cells on different strings/ Shading level at $G = 700$
	General partial shad / Shading level at $G = 700$
	1cell/ Shading level at $G = 0$
Total shading	3 cells on the same string/ Shading level at $G = 0$
	3cells on different strings/ Shading level at $G = 0$
	1 Hot spot
Hot spot	2 hot spots and more on different strings
	bBypass Diode shunted
Bypass Diode	Open bypass Diode/safe panel
	Open bypass Diode/ panel in fault
	1 cell
Serial resistance increased from 0,01 au 1 Ohm	3 cells
	1cell/ Shading level at $G = 700$
Dust shading at 3% & Partial shading at $G = 700$	3 cells on the same string/ Shading level at $G = 700$
	3 cells on different strings/ Shading level at $G = 700$
	1cell/ Shading level at $G = 0$
Dust shading at 3% & Total shading at $G = 0$	3 cells on the same string/ Shading level at $G = 0$
	3 cells on different strings/ Shading level at $G = 0$
	1c ell different string / Shading level at $G = 700$
Hotspot & Partial shading at $G = 700$	2 cells different string / Shading level at $G = 700$

Table3 Simulations results

Simulation conditions	Isc	Voc	Pmax
Safe PV panel	5.947	22.4	97.45
Dust Shading level at 1%	5.89	22.36	96.52
Dust Shading level at 3%	5.769	22.29	94.62
Dust Shading level at 10%	5.35	22.02	87.99
Partial shading on 1cell/ Shading level at $G = 700$	5.95	22.36	83.51
Partial shading on 3 cells on the same string/ Shading level at $G = 700$	5.95	22.29	82.13
Partial shading on 18 cells on the same string/ Shading level at $G = 700$	5.95	21.76	74.96
Partial shading on 3cells on different strings/ Shading level at $G = 700$	4.33	22.25	81,51
General partial shading / Shading level at $G = 700$	4.17	21.13	68.69
Total shading on 1cell/ Shading level at $G = 0$	5.94	10.93	37.36
Total shading on 3 cells on the same string/ Shading level at $G = 0$	5.94	10.88	37.09
Total shading on 3cells on different strings/ Shading level at $G = 0$	0.2	1.63	0.28
1 Hot spot	5.95	11.76	48.73
2 hot spots and more on different strings	0	0	0
Bypass diode shunted	5.95	11.76	48.73
Open bypass diode/safe panel	5.95	22.4	97.45
Open bypass diode/ panel in fault	0.43	3.52	1.31
Serial resistance increased 1 cell	5.95	20.46	70.05
Serial resistance increased 3 cells	5.95	17,45	42.98
3% dust shading + partial shading on 1cell/ $G = 700$	5.77	22.25	80.97
3% dust shading + partial shading on 3 cells on the same string/ $G = 700$	5.77	22.21	80.26
3% dust shading + partial shading on 3 cells on different strings/ $G = 700$	4.215	22.21	80.26
3% dust shading + total shading on 1 cell	5.77	10.88	36.5
3% dust shading + total shading on 3 cells of the same string	5.77	10.84	36.3
3% dust shading + total shading on 3 cells on different strings	0.2	1.63	0.28
Partial shading on 1 cell of different string / Shading level at $G = 700$	4.34	11.73	41.39
Partial shading on 2cells of different string / Shading level at $G = 700$	4.22	11.67	40.19

3 Current–Voltage (I–V)Characteristic of a Photovoltaic (PV) Cell

This characteristic Fig. 2 is derived from the specific parameters of the PV cell; it expresses the output data, which are

the voltage, the current and the power. In addition, this characteristic is used to determine the optimum operating point of the cell in which it gives the maximum power.

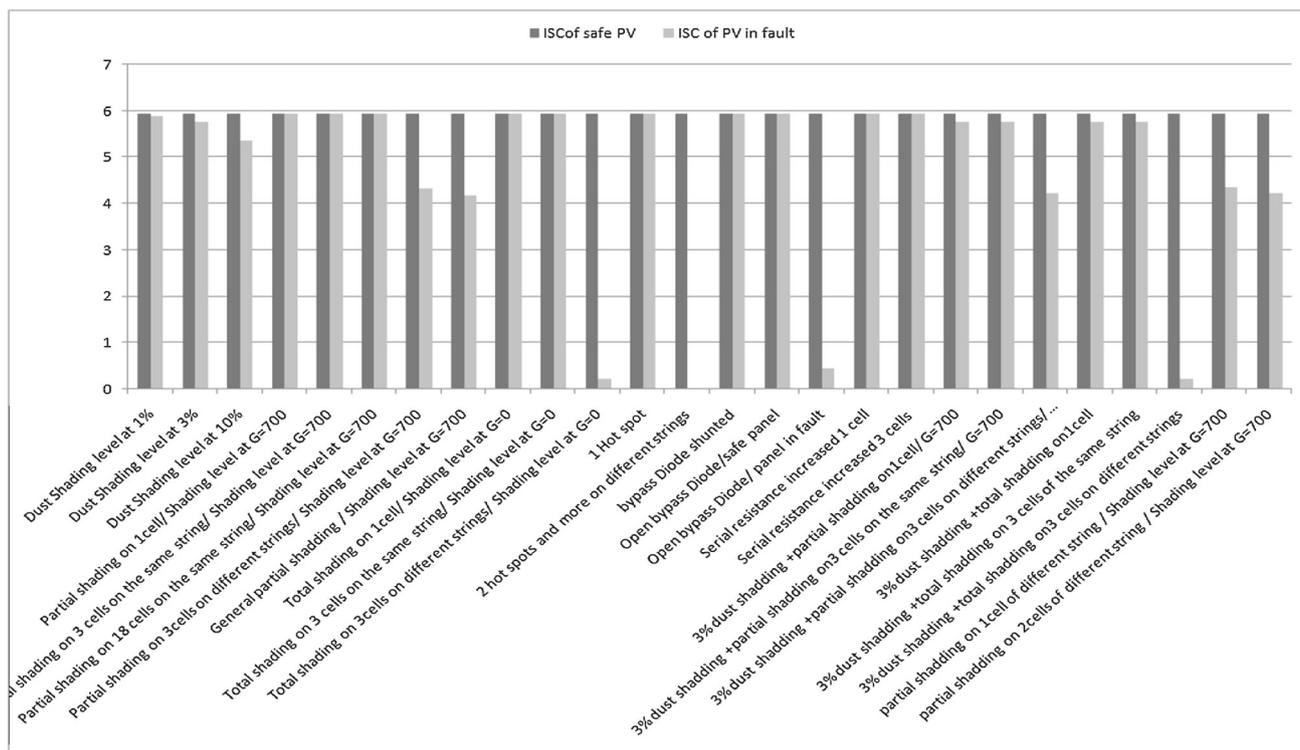


Fig. 4 Isc values of a PV in fault compared to values of a safe panel (5,947A)

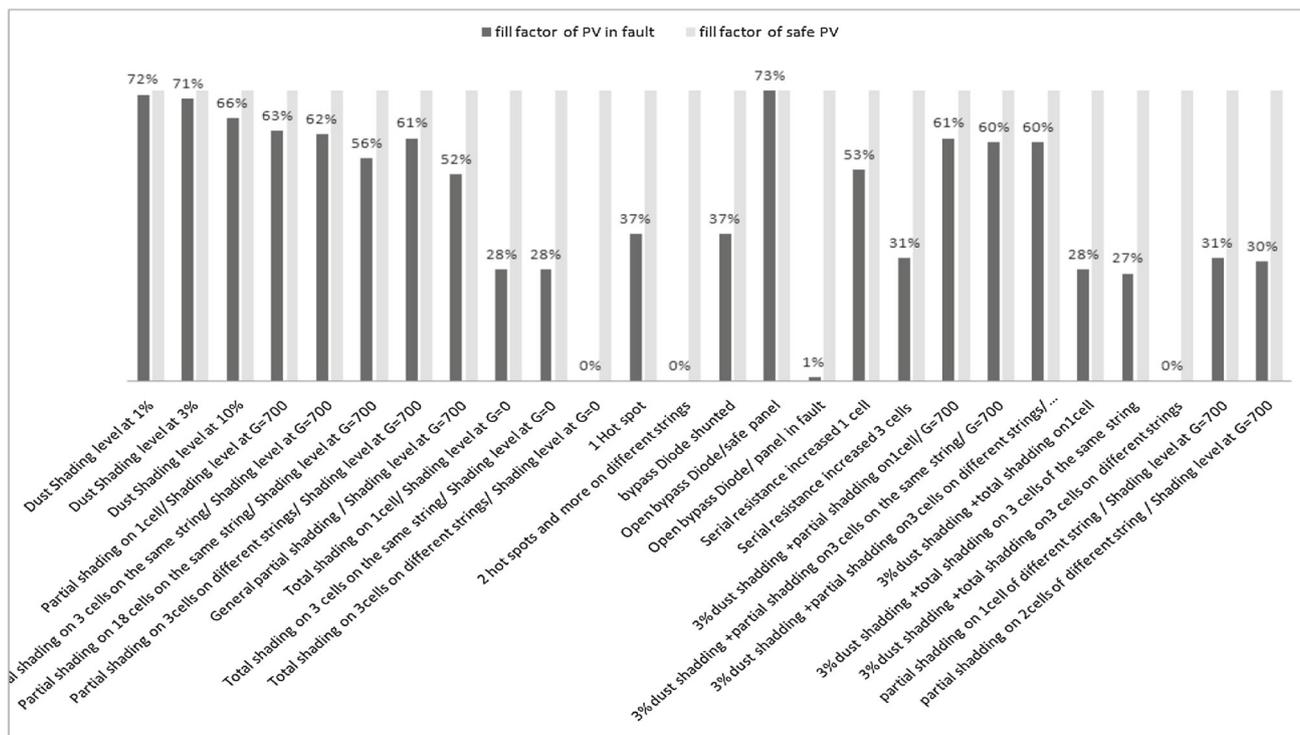


Fig. 5 Fill factor values of a PV in fault compared to values of a safe panel (73%)

Table 4 Errors registered during Simulations

Faults	DI/I	DV/V	DP/P
Dust Shading level at 1%	0.01	0.002	0.01
Dust Shading level at 3%	0.03	0.005	0.029
Dust Shading level at 10%	0.1	0.017	0.097
Partial shading on 1 cell/ Shading level at $G = 700$	0	0.002	0.143
Partial shading on 3 cells on the same string/ Shading level at $G = 700$	0	0.005	0.157
Partial shading on 18 cells on the same string/ Shading level at $G = 700$	0	0.029	0.231
Partial shading on 3 cells on different strings/ Shading level at $G = 700$	0.27	0.007	0.164
General partial shading / Shading level at $G = 700$	0.3	0.057	0.295
Total shading on 1 cell/ Shading level at $G = 0$	0	0.512	0.617
Total shading on 3 cells on the same string	0	0.514	0.619
Total shading on 3 cells on different strings	0.97	0.927	0.997
1 hot spot	0	0.475	0.5
2 hot spots and more on different strings	1	1	1
Bypass Diode shunted	0	0.475	0.5
Open bypass Diode/safe panel	0	0	0
Open bypass Diode/ panel in fault	0.93	0.843	0.987
Serial resistance increased 1 cell	0	0.087	0.281
Serial resistance increased 3 cells	0	0.221	0.559
3% dust shading + partial shading on 1 cell/ $G = 700$	0.03	0.007	0.169
3% dust shading + partial shading on 3 cells on the same string/ $G = 700$	0.03	0.008	0.176
3% dust shading + partial shading on 3 cells on different strings/ $G = 700$	0.29	0.008	0.176
3% dust shading + total shading on 1 cell	0.03	0.514	0.625
3% dust shading + total shading on 3 cells of the same string	0.03	0.516	0.628
3% dust shading + total shading on 3 cells on different strings	0.97	0.927	0.997
Partial shading on 1 cell of different string / Shading level at $G = 700$	0.27	0.476	0.575
Partial shading on 2 cells of different string / Shading level at $G = 700$	0.29	0.479	0.588

4 Electrical Modeling of a Photovoltaic (PV) Panel

A photovoltaic panel is generally formed of a number of photovoltaic cells connected in series [17, 18]. This connection mode has the objective of getting the level of voltage which is practicable by all of our equipment. To attain a practicable

Table 5 Simulated faults signatures

Faults	S1	S2	S3
Dust Shading level at 1%	0	0	0
Dust Shading level at 3%	0	0	0
Dust Shading level at 10%	1	0	1
Partial shading on 1 cell/ Shading level at $G = 700$	0	0	1
Partial shading on 3 cells on the same string/ Shading level at $G = 700$	0	0	1
Partial shading on 18 cells on the same string/ Shading level at $G = 700$	0	1	1
Partial shading on 3 cells on different strings/ Shading level at $G = 700$	1	0	1
General partial shading / Shading level at $G = 700$	1	1	1
Total shading on 1 cell/ Shading level at $G = 0$	0	1	1
Total shading on 3 cells on the same string	0	1	1
Total shading on 3 cells on different strings	1	1	1
1 hot spot	0	1	1
2 hot spots and more on different strings	1	1	1
Bypass Diode shunted	0	1	1
Open bypass Diode/safe panel	0	0	0
Open bypass Diode/ panel in fault	1	1	1
Serial resistance increased 1 cell	0	1	1
Serial resistance increased 3 cells	0	1	1
3% dust shading + partial shading on 1 cell/ $G = 700$	1	0	1
3% dust shading + partial shading on 3 cells on the same string/ $G = 700$	1	0	1
3% dust shading + partial shading on 3 cells on different strings/ $G = 700$	1	0	1
3% dust shading + total shading on 1 cell	1	1	1
3% dust shading + total shading on 3 cells of the same string	1	1	1
3% dust shading + total shading on 3 cells on different strings	1	1	1
Partial shading on 1 cell of different string/ Shading level at $G = 700$	1	1	1
Partial shading on 2 cells of different string/ Shading level at $G = 700$	1	1	1

level of current we assemble the photovoltaic cells in parallel mode [19, 20].

To simulate our PV system, the following characteristics Table 1 of an existing photovoltaic panel in the laboratory are chosen:

Our model can be constructed as follows Fig. 3:

As mentioned before, cells are assembled in serial mode. A protection bypass diode should be inserted for each groups of cells (string), in this case each 18 cells. Also some blocks of measurements delivered by MATLAB have been inserted

Table 6 Table categorization of simulated faults

Isc interval		FF interval		Faults diagnosis
Very small	0 4	0% 3%		Serious failure: several hotspot / grave total shading
Small	4,10 4,35	30% 32%		Partial shading on two strings
Medium	4,36 5,9	25% 39%		Total shading + dust shading (3% and more)
		40% 65%		Partial shading + dust shading (3% and more)
		66% 72%		Dust shading (3% and more)
Big	5,91 5,96	29% 30%		Total shading
		32% 37%		Existence of Hot spot
		38% 53%		Rs increased
		54% 63%		Partial shading

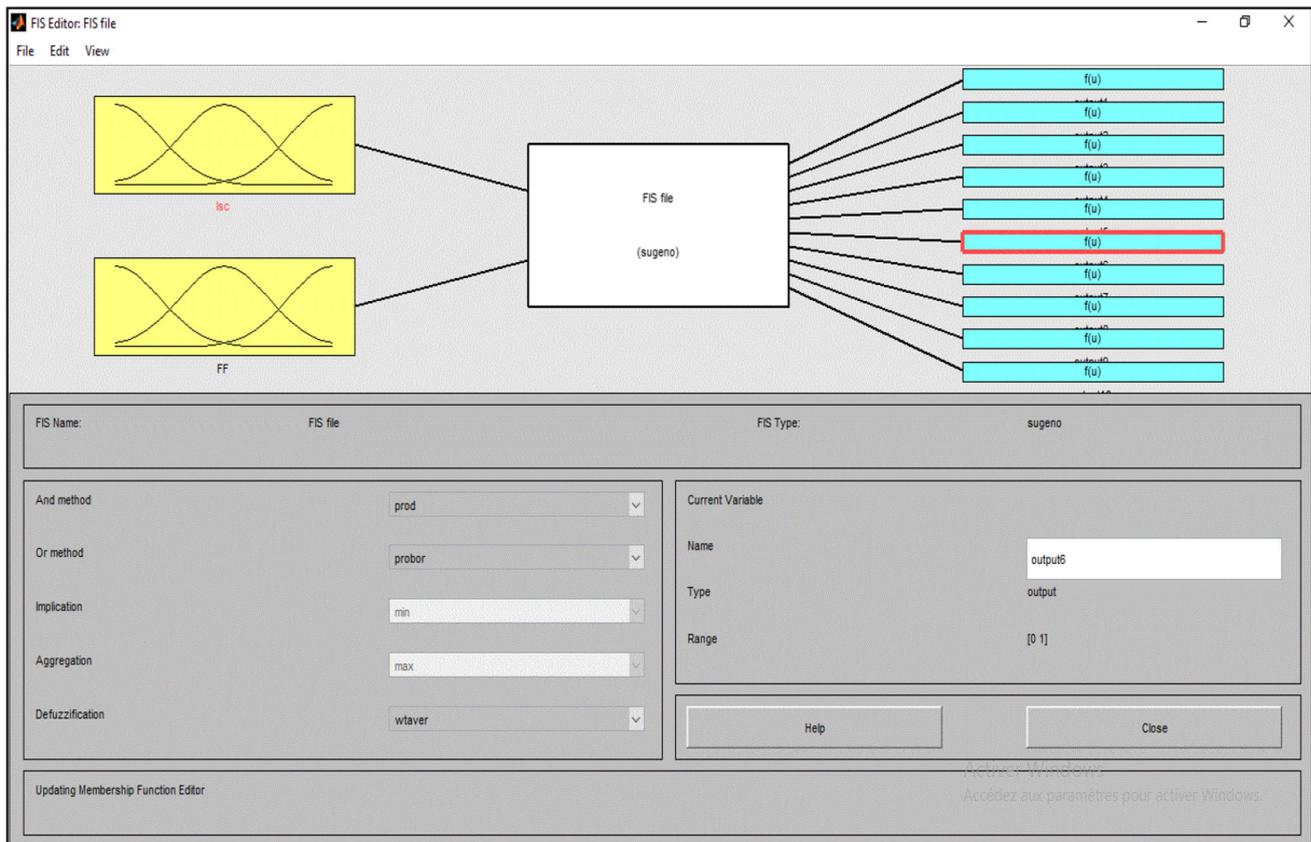


Fig. 6 Proposed FIS file used by FUZZY LOGIC controller to diagnosis faults

in order to visualize the different results of the simulations [21, 22].

5 Fill Factor of a Photovoltaic (PV) Cell

The fill factor is a parameter having a sensitivity superior than that of the open-circuit voltage V_{oc} and that of the short-circuit current I_{sc} , this parameter is generally expressed as a percentage (%), it is defined as the ratio of the maximum

electric power by the product of the short-circuit current I_{sc} and the open-circuit voltage V_{oc} . [23]

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \times I_{sc}} \tag{2}$$

Its importance is especially the determination of the efficiency of the energy conversion of our cell, it describes how the shape of the current–voltage characteristic (IV) is square;

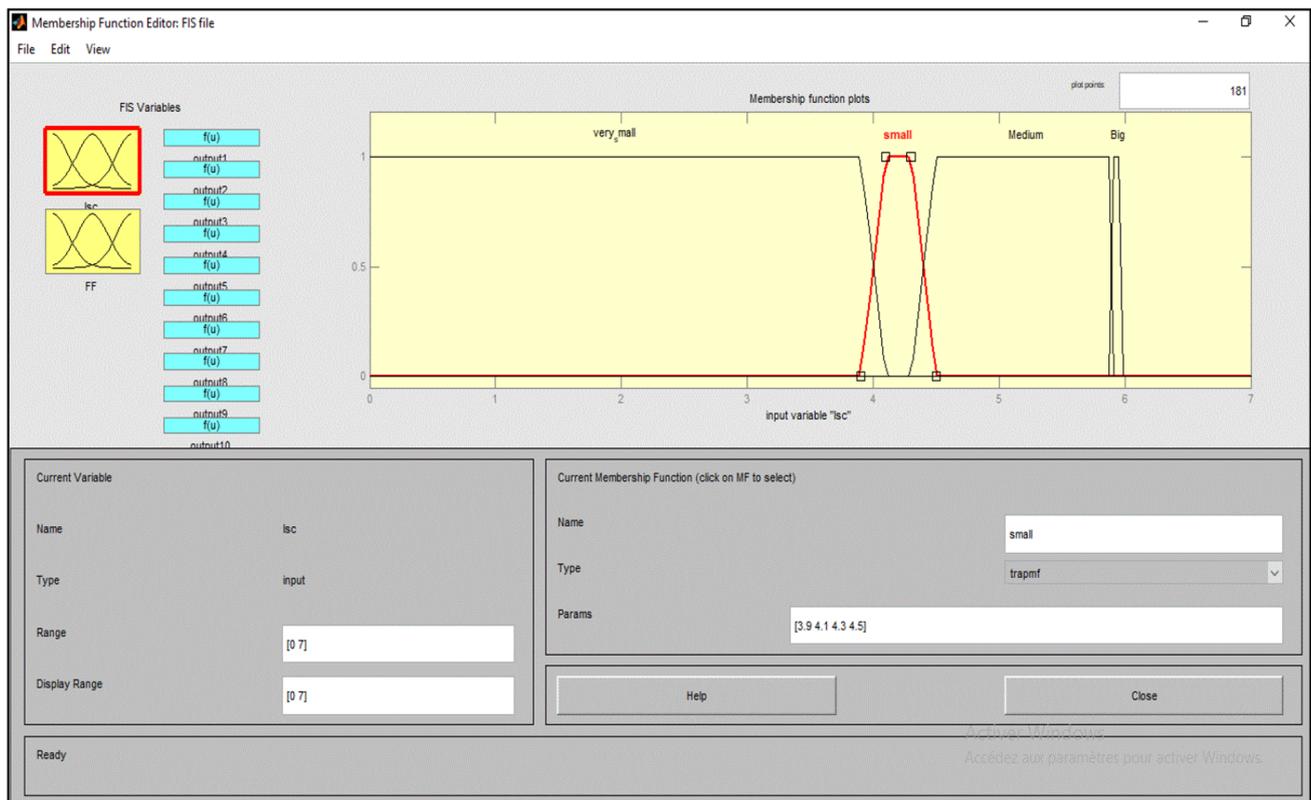


Fig. 7 Proposed Isc Intervals values used by FIS file

more that it is close to the square shape our system convert energy more efficiently.

According to [24], the fill factor can be influenced by three characteristic parameters of the PV cell which are: the serial resistance R_s , the shunt resistance R_{sh} and the technical characteristics of the diode.

The serial resistance R_s is one of the important factors that determine the direction of current flow and limit the load current and consequently the fill factor value FF.

The shunt resistance R_{sh} which represents the current losses in a PV cell, its ideal value is infinite. If the R_{sh} is smaller the leakage current increase and consequently the current flowing to the load is lower which gives us a lower FF.

Also the technical characteristics of the diode determine the curvature of the curve around the point of maximum power and consequently the square shape of this curve and the value of the FF.

6 Chosen Faults of a Photovoltaic (PV) Panel

A PV panel like all equipment may be in malfunctions caused by faults, breakdowns and degradation over time of the equipment characteristics. In this work, we will deal with the most

frequent faults in the domain Table 2. These faults can be divided into two main families: shading faults (for any reason) and that of material faults.

Different degrees of severity are chosen when faults have been simulated, in order to be able to operate on all the sensitivity zones of our photovoltaic installation.

In addition, we tried to combine some faults at the same time to get as close as possible to reality because most of the faults are simultaneous but with different degrees of severity, and the sum of these could exceed the tolerable operating limits.

7 Simulation and Results

7.1 Simulation

The simulation under MATLAB SIMULINK in accordance with the characteristic values of our panel given the following results Table 3:

The I_{sc} short-circuit current and the fill factor values are registered for each simulation case and compared to the safe case as mentioned in Fig. 4 and Fig. 5, respectively:

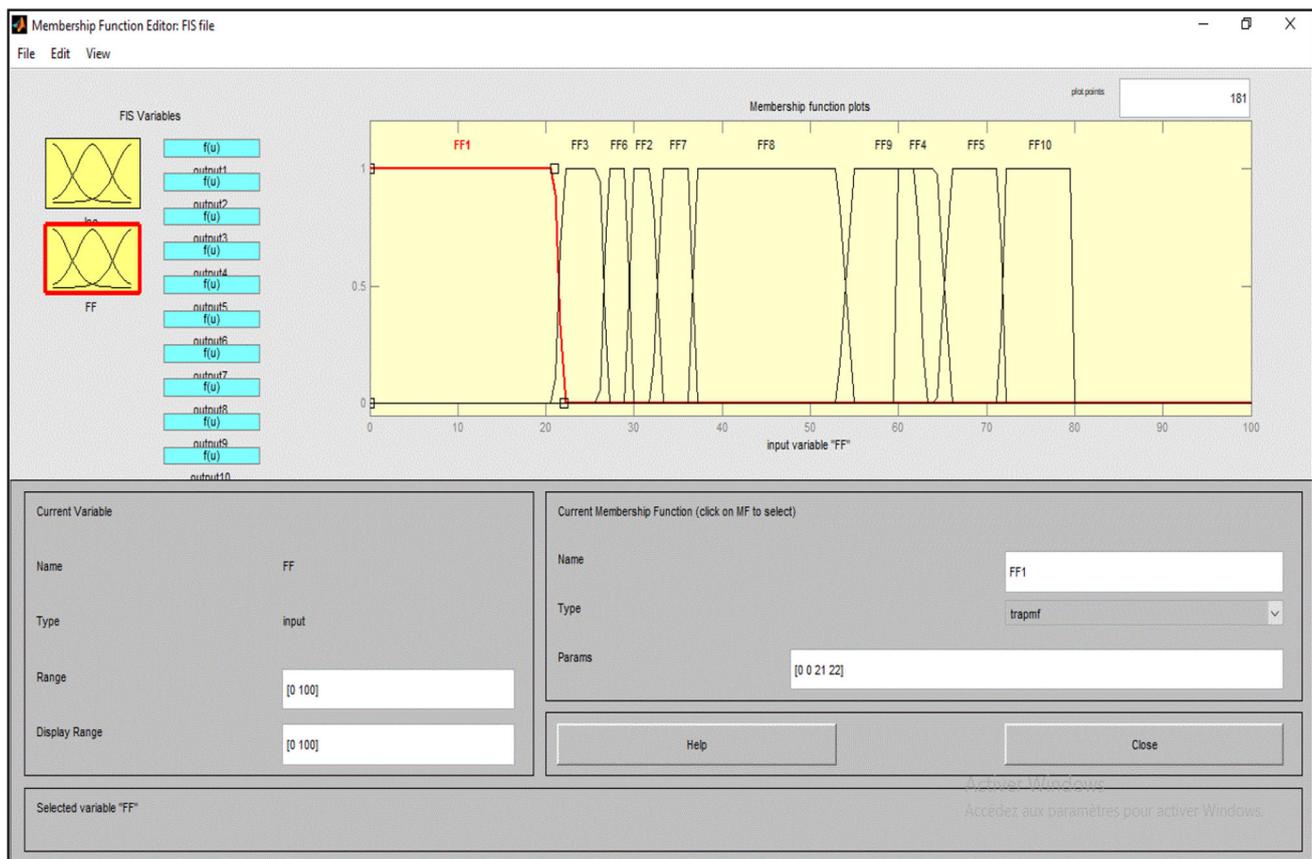


Fig. 8 Proposed FF Intervals values used by FIS file

7.2 Sensitization Thresholds

The results of simulation under MATLAB SIMULINK of these faults showed an offset from the values of a safe panel. To make of these values detectable by our equipment, they should be sufficiently sensitive to the detection thresholds.

The sensitivity thresholds of the measurement equipment of this work are those of our laboratory and are given as follows:

Current sensitivity: 3% Voltage sensitivity: 2% Power sensitivity: 6%

Consequently, our table can be developed as follows Table 4:

7.3 Illustration of the Simulated Faults Signatures

The deviations of the simulation results under MATLAB SIMULINK of these faults compared to the values of a safe panel can be represented in binary form as follows: if the deviation exceeds the sensitization threshold, it is assigned (1) one if not it will be a (0) Zero. Our table will be as exposed in Table 5:

A first observation on the table allows us to distinguish two types of signatures:

- Signatures with only one corresponding fault diagnosis, like (0.0.0, 0.0.1 and 0.1.0). In this case, the fault diagnosis can be read directly.
- Signatures with several corresponding fault diagnostics, (0.1.1, 1.0.1 and 1.1.1). In this case, the illustrations of the fault diagnosis become more complicated. To solve this problem the use artificial intelligence tools is imposed.

In this work we will opt for the use of fuzzy logic, this technique can be useful if the inputs data is well chosen. It is clear that one of the most significant data of a photovoltaic panel can be cited is the short-circuit current I_{sc} . The combination of this data with the fill factor value can solve the problem and differentiate the fault diagnosis under the same signature.

8 Fault Diagnosis Based on the Combination (FF form Factor and I_{sc} Current)

We will categorize our signatures according to their current values registered during simulations in ranges or intervals containing small, medium and big values.

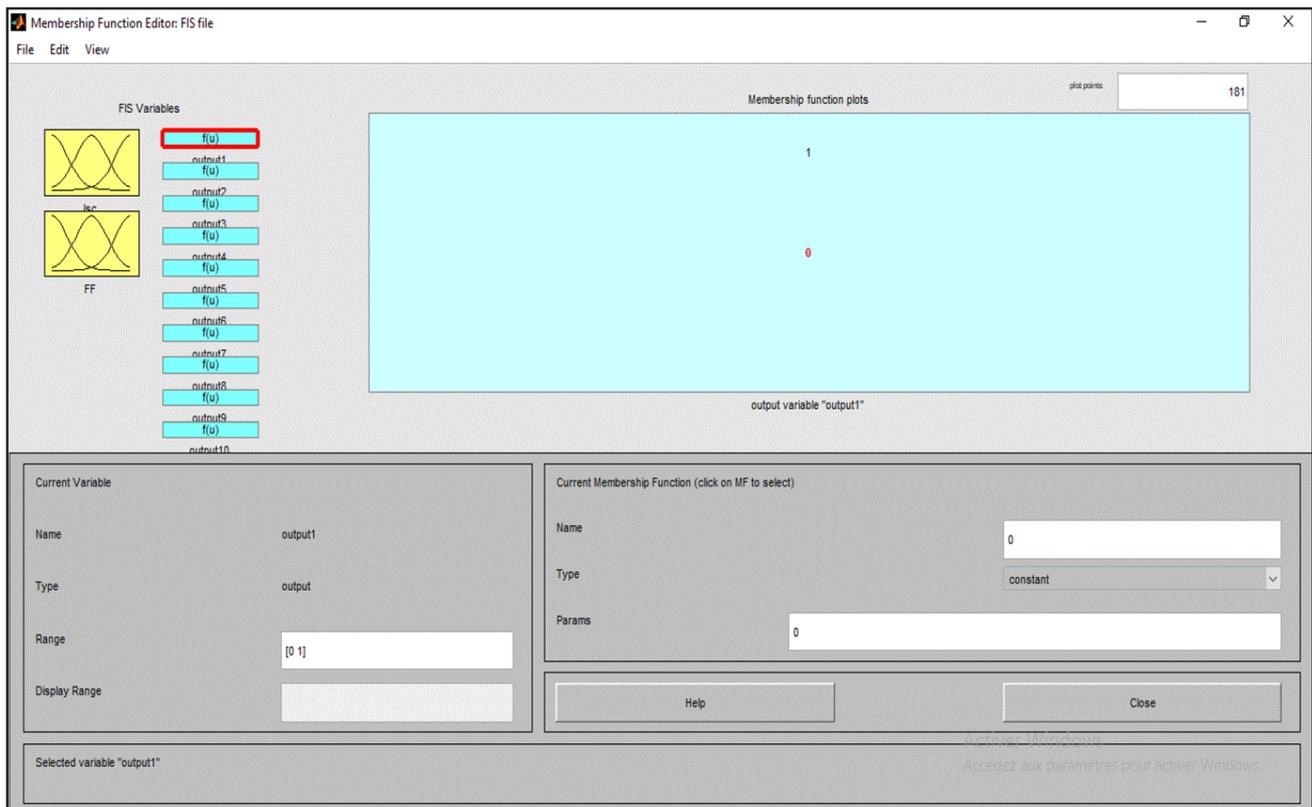


Fig. 9 Output values used by FIS file

Also for each one of the I_{sc} current intervals we can distinguish different values of the fill factor FF; these values can also be categorized in sub-intervals as shown in Table 6.

Satisfying the condition of appurtenance to the two intervals of the current and that of the fill factor FF can be translated in fault diagnosis using fuzzy logic tools as shown in Figs. 6, 7, 8 and 9.

It should be noted that the main objective of this work is the diagnosis of faults without too much detail about the level of severity of the fault in order to simplify as much as possible the exploitation of the results, therefore we see useful to collect the faults according to their nature as follows:

9 Results and Discussions

9.1 Simulation Results

A comparison of the I–V characteristic was made during the different simulations of our model under defect constraints compared to its safe state the results are shown in the following figures (Figs. 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 and 17).

10 Results and Discussions:

The operating conditions are 1000 W/m^2 for solar irradiance and $25 \text{ }^\circ\text{C}$ for ambient temperature. In these operating conditions and with a safe panel; the maximum panel power found is equal to 97.45 W ; the open-circuit voltage is 22.4 V ; the short-circuit current is 5.947 A and the limit fill factor is 73% .

The amplitudes of the symptoms resulting from the different faults are shown in Table 3. Using our equipments sensitivity threshold, the table of fault's signatures of our PV system can be illustrated.

The arrangement of these signatures (26 Signatures) showed the existence of Signatures having only one corresponding fault diagnosis (0.0.0, 0.0.1 and 0.1.0), in this case, the fault diagnosis can be read directly, while there are Signatures with several corresponding fault diagnoses, (0.1.1, 1.0.1 and 1.1.1). In order to differentiate between the signatures having several fault diagnoses, we continued to class our data in a deeper way based on the recorded values of I_{sc} , in this step the values of I_{sc} are categorized as follows:

- Very small value [0–4 A].
- Small value [4.01–4.35 A].
- Medium value [4.36–4.90 A].

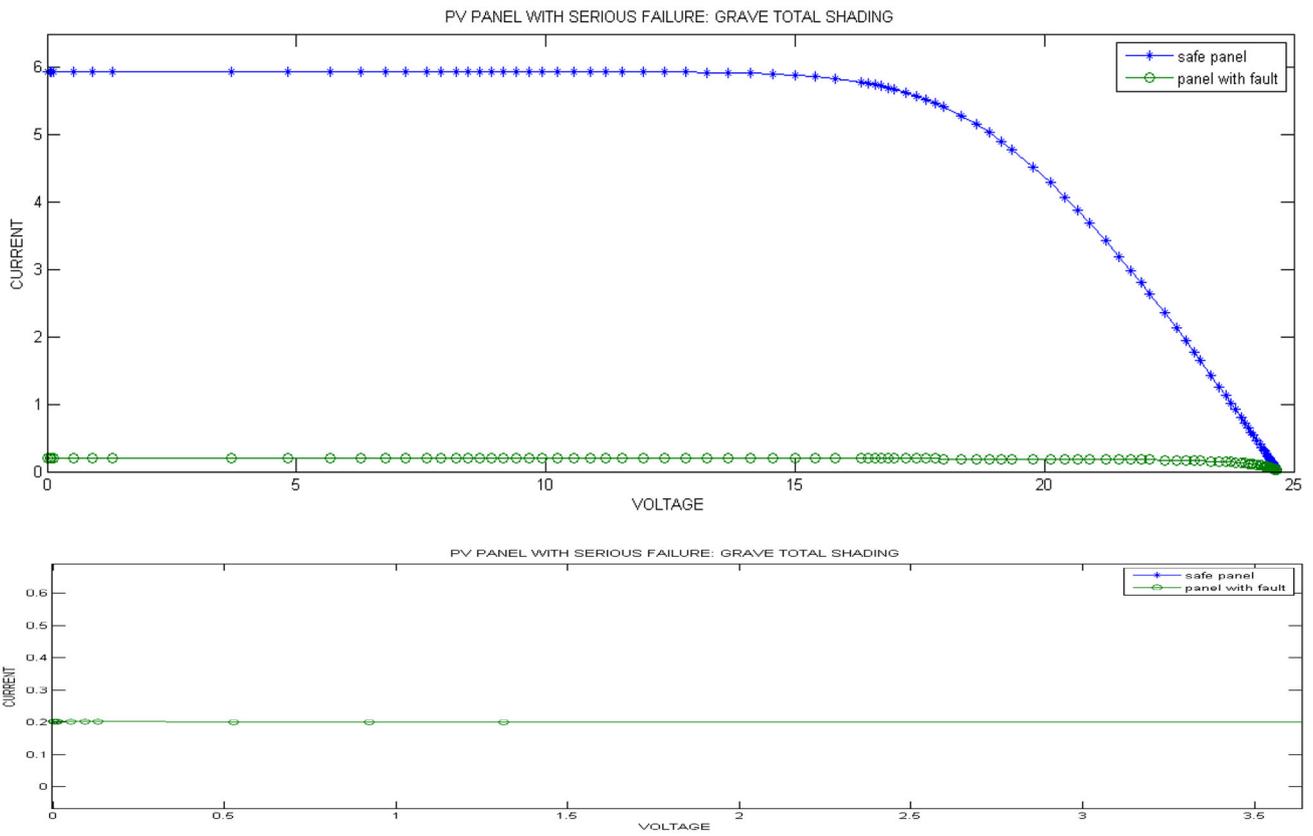


Fig. 10 I-V Characteristic of a PV in fault: serious failure. Compared to characteristic of a safe panel

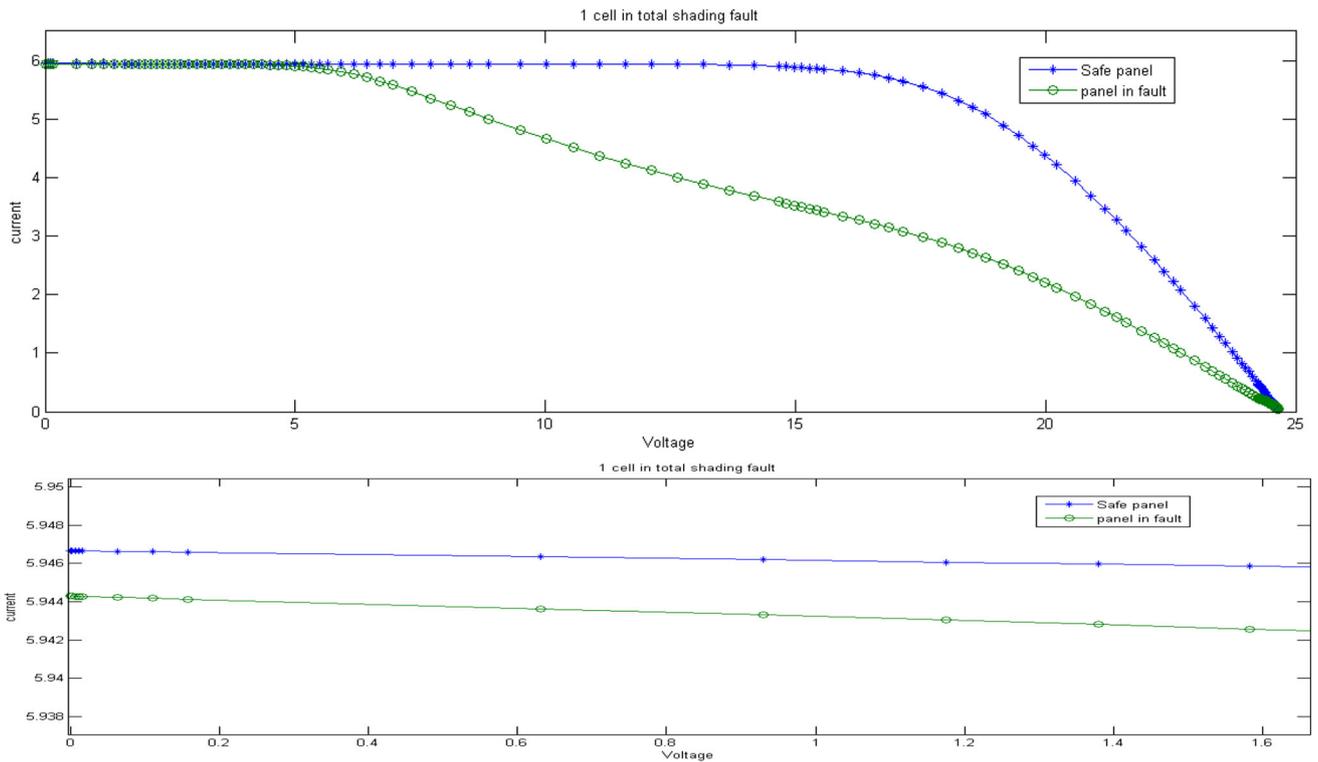


Fig. 11 I-V Characteristic of a PV in fault: Total shading. Compared to characteristic of a safe panel

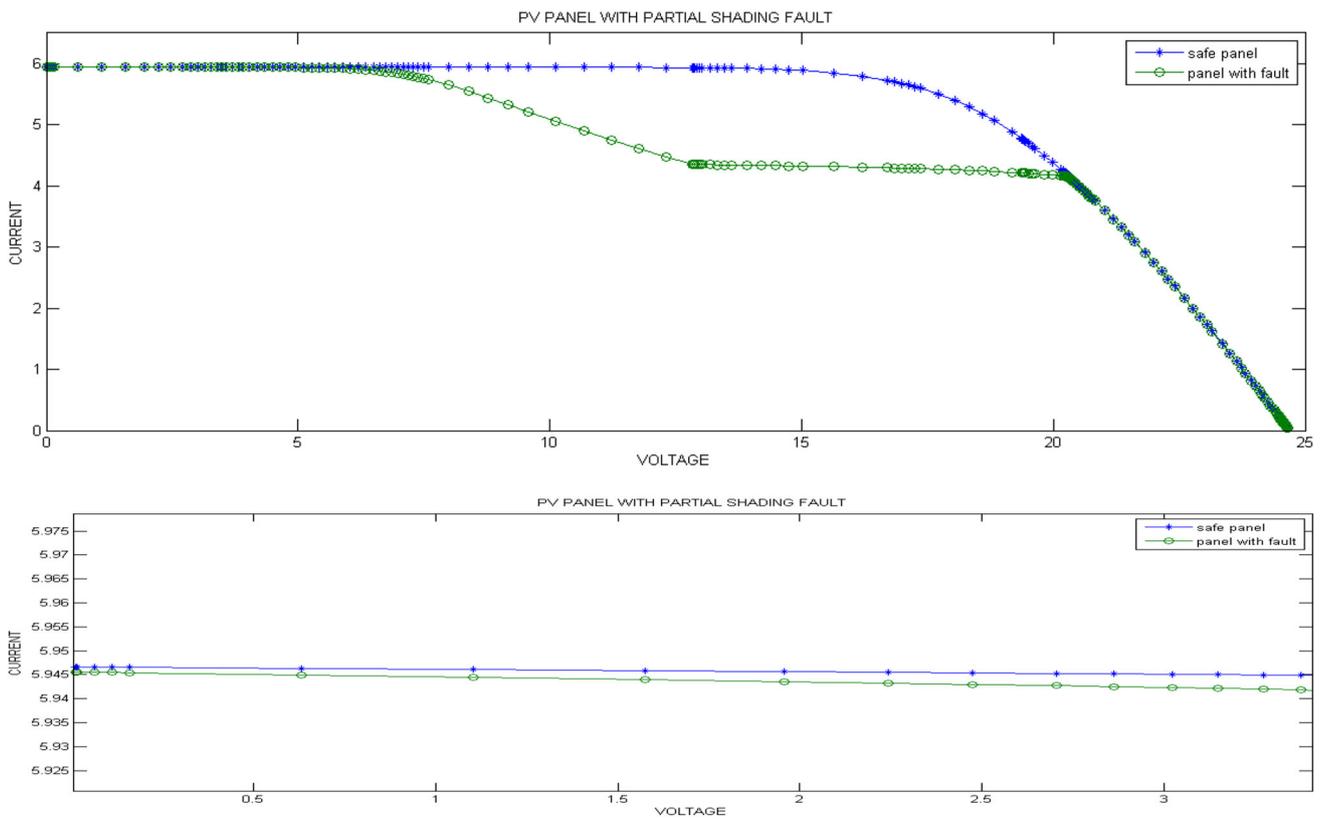


Fig. 12 I-V Characteristic of a PV in fault: Partial shading. Compared to characteristic of a safe panel

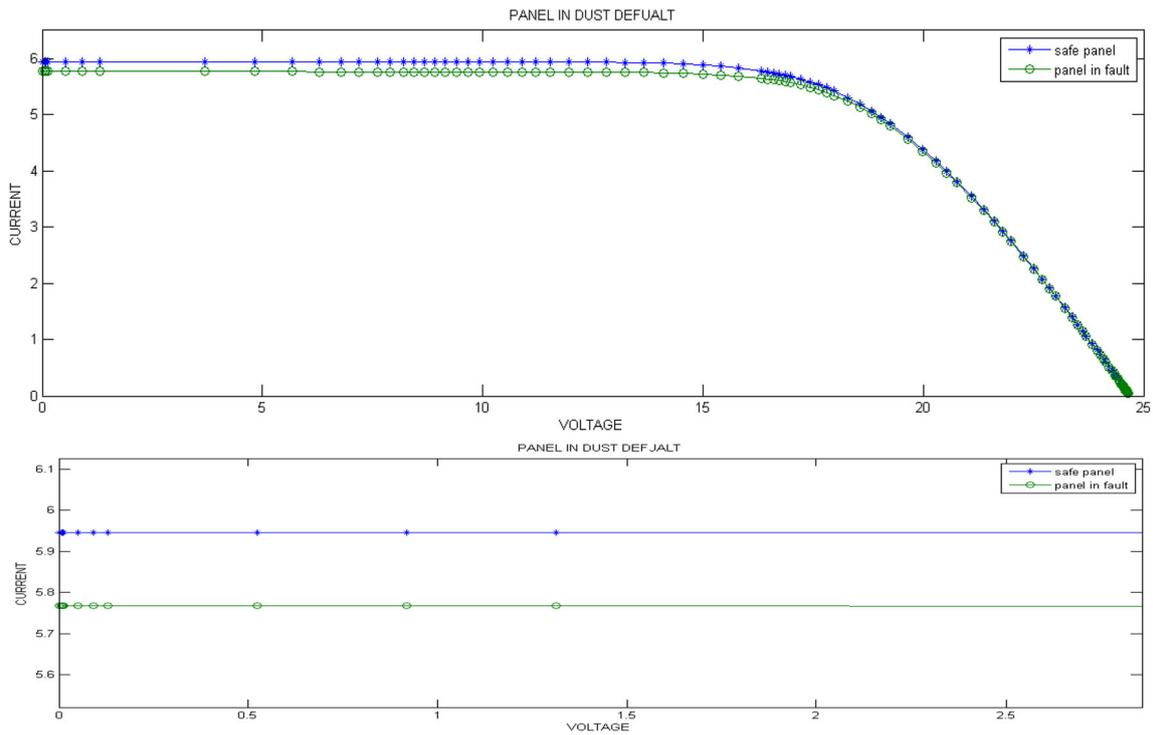


Fig. 13 I-V Characteristic of a PV in fault: Dust shading. Compared to characteristic of a safe panel

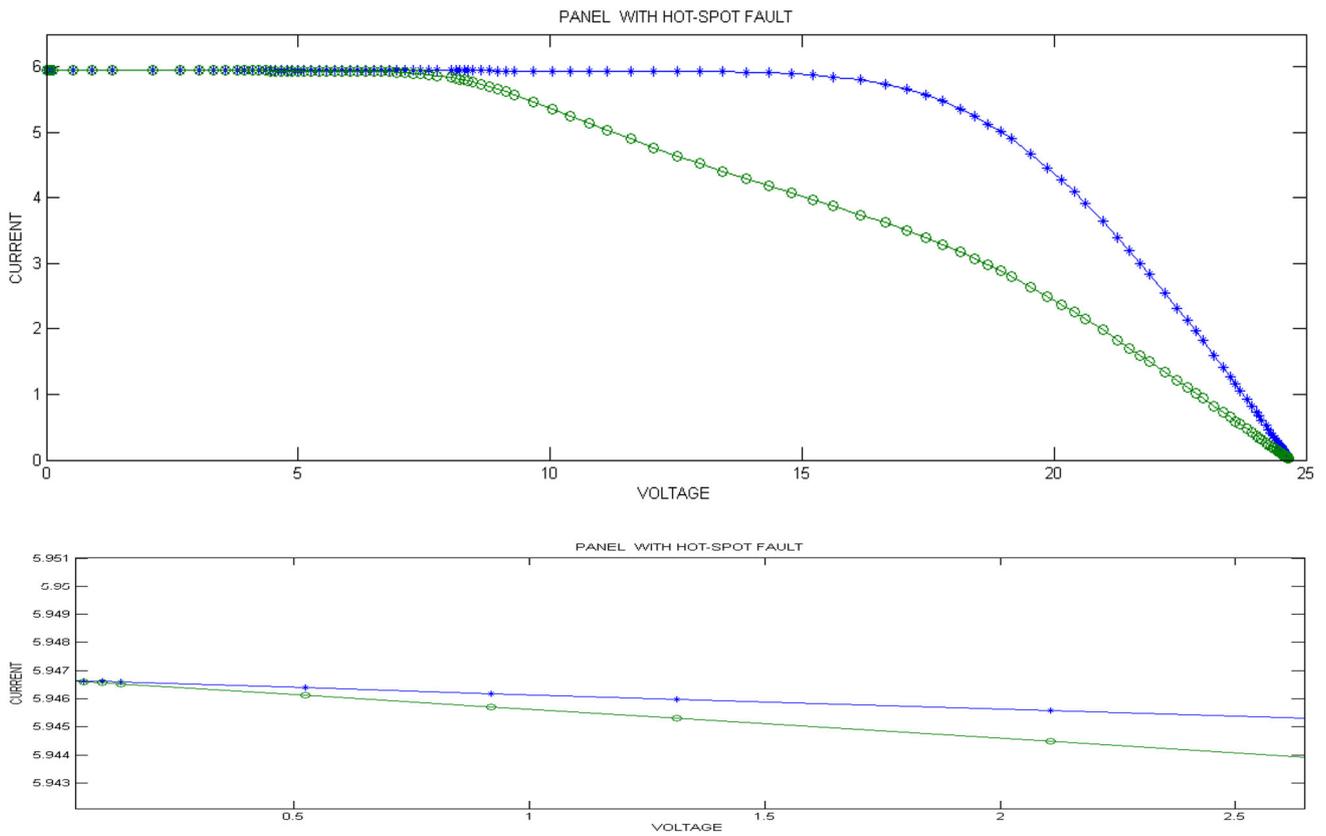


Fig. 14 I-V Characteristic of a PV in fault: Hot-Spot. Compared to characteristic of a safe panel

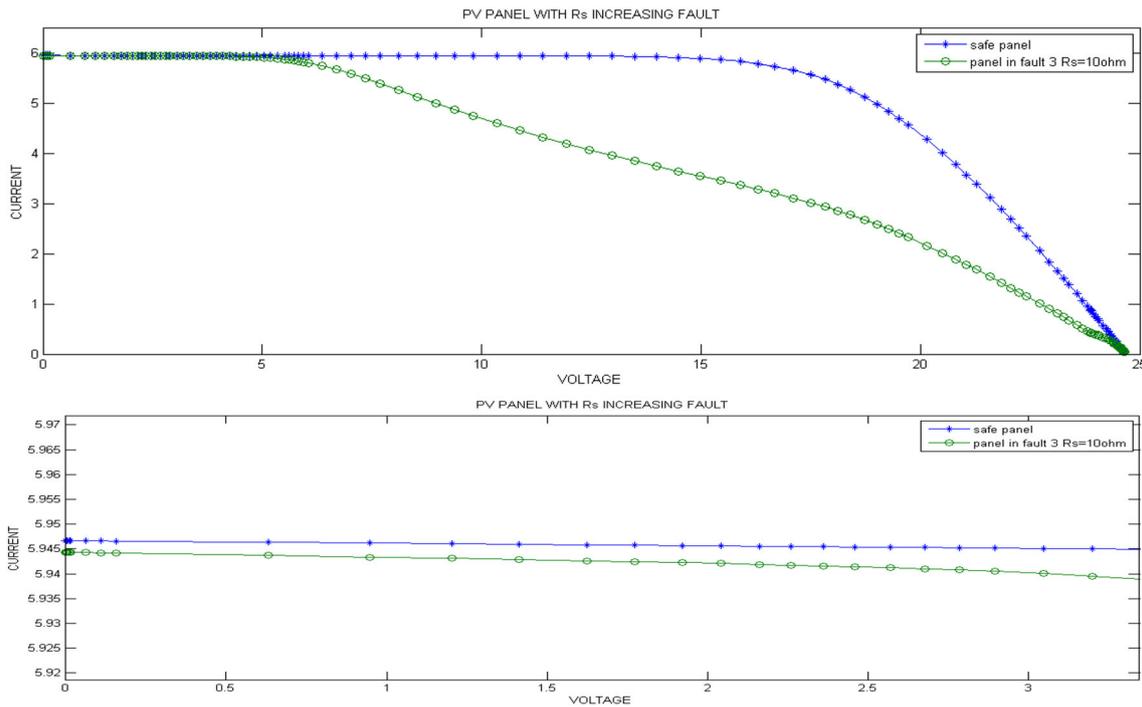


Fig. 15 I-V Characteristic of a PV in fault: Serial resistance increased. Compared to characteristic of a safe panel

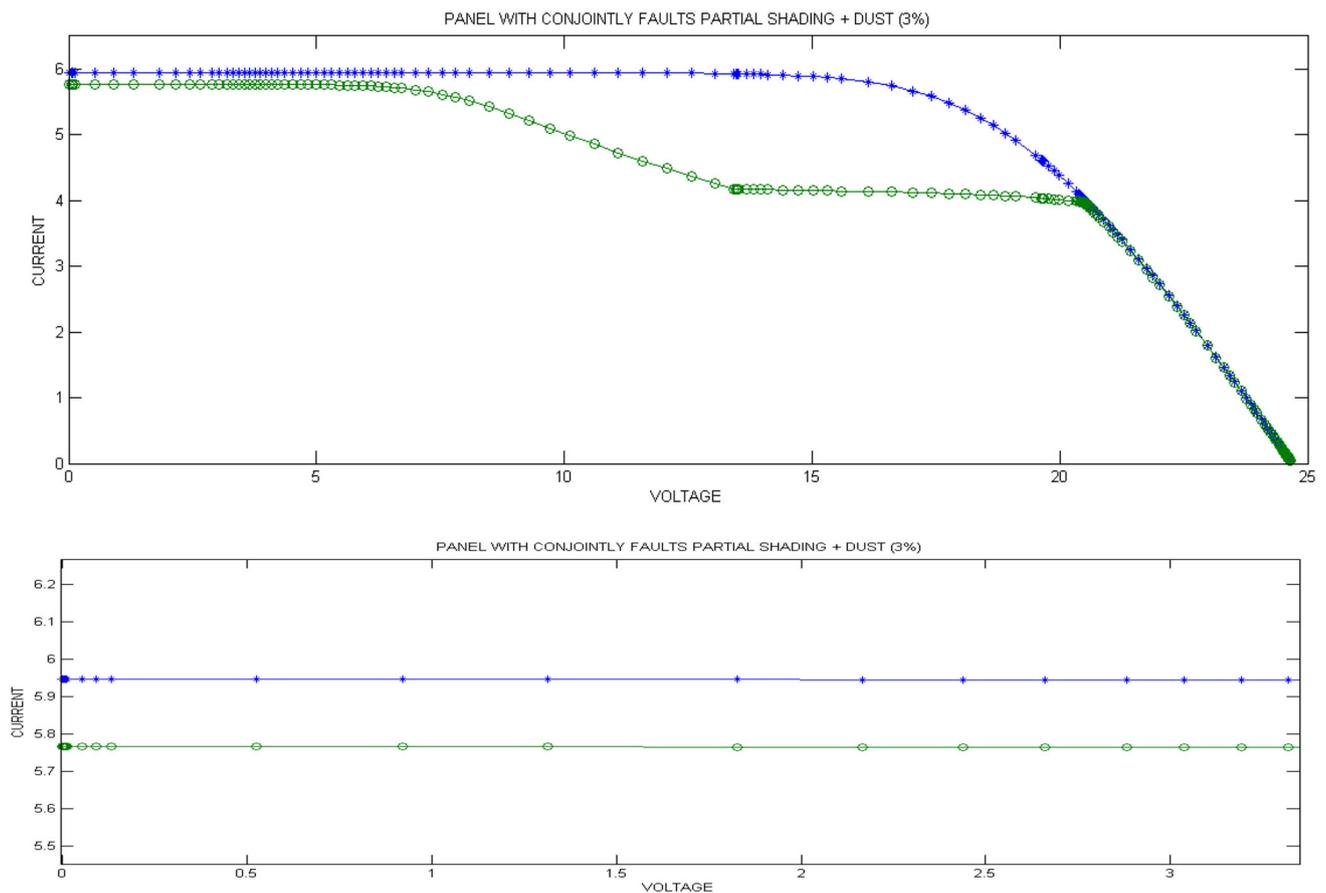


Fig. 16 I-V Characteristic of a PV in fault: Partial shading + Dust (3%), compared to Characteristic of a safe panel

- Big value [4.91 A and above].

For the first category that of very small values of short-circuit current, and when the values of I_{sc} tend toward zero, it can be translated as a serious failure on our system which prevents it from continuing to functioning, for example the existence of several hot spots on different string or that of a serious total shading. This diagnosis is confirmed by the very low values of the fill factor FF that did not exceed the limits of 3% during the various simulations on our model. In this case, the fault diagnosis on our panel requires a physical inspection.

The second category is that of small short-circuit current values, and when the I_{sc} values are between [4.01 and 4.35 A] it means that a serious failure on our system exists but it will not prevent it from continuing to operate. In practice, we encounter this case in the serious partial shading defect, which affects the whole of our panel, or at least which affects cells in different strings. This diagnosis is characterized by a limited fill factor value of around 32% during the various simulations on our model.

The Third category, that of medium short-circuit current values, is when the I_{sc} values are between [4.36 and 5.90 A],

it is a category which includes a set of fault diagnosis and in which the importance of finding another way to differentiate these defects, so the FF fill factor is proposed to do. The fill factor values recorded for the different simulations on our model for this case are spread between 25 and 72% and can be interpreted as follows (Table 7):

For the fill factor interval between [66–72%] we see that the decrease in the I_{sc} and FF values is minor and is generally caused by the effect of small partial shading which affects the whole of our panel. In practice, similar shading can only be caused by dust which becomes more and more troublesome by the accumulation effect. The threshold for detecting shading by our system according to its sensitivity is 3%, the value for which we can consider that the fault will become annoying.

On the interval of fill factor values between [40–65%], the decrease in the values of I_{sc} and those of FF will become more detectable on our model but still corresponds to the partial shading fault on the panel in varying degrees from simple dust shading to 30% shading on all cells.

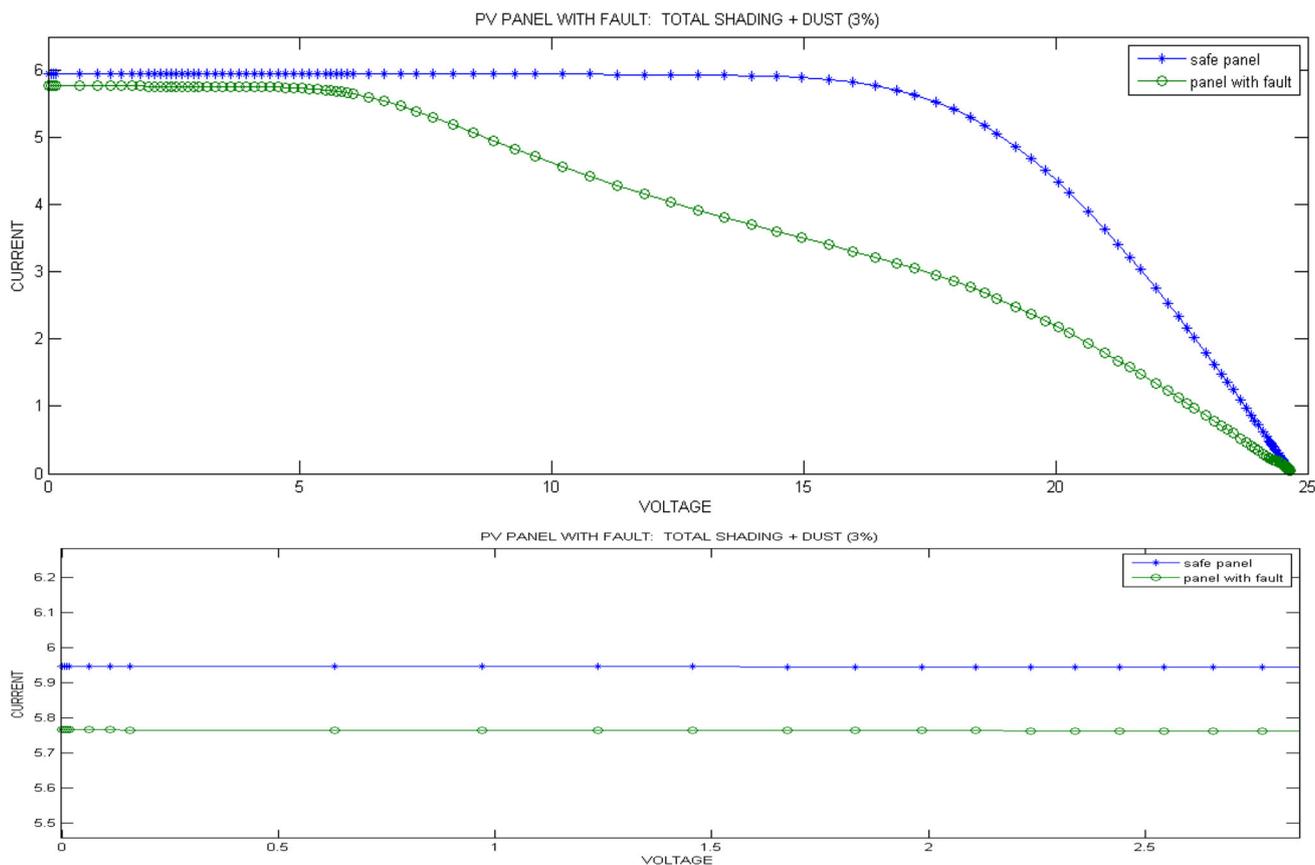


Fig. 17 I–V Characteristic of a PV in fault: Total shading + Dust (3%), compared to Characteristic of a safe panel

While for the interval values between [25–39%] the drop in the values of I_{sc} and FF will be more serious and corresponds to a more severe fault, which is the total shading of part of our panel.

The category of big I_{sc} values, in which short-circuit current values superior than 4.91 A contains a set of fault diagnosis and it is always the fill factor which can separate the faults. The fill factor values registered for the different simulations on our model for this case are extend between 29 and 63% and can be interpreted as follows (Table 8):

In the case where the I_{sc} values are big but the fill factor is in lower limits of 30% the corresponding default is total shading on at least one of the cells of a string of our panel. In the event that total shading affects more than one string, the performance of our panel will be practically zero.

If the value of I_{sc} is always maintained at the maximum, but the fill factor is between [32–37%]. It can illustrate that our system operates but with a serious fault, which is the hotspot on one or more of the cells on the same string, also if the cells affected by the hot spot, faults are on different strings our panel will not work, and could be considered as a short-circuit installation.

Another fault has been simulated; which is the increase in the serial resistance of our model, caused by corrosion for example that can affect our PV system. The recorded fill factor values are between [38–53%] while the current I_{sc} is practically maintained at the maximum value.

For the fill factor interval between [54–63%] and during the different simulations, it can be understood that the drop in the values of I_{sc} and FF is mainly caused by the effect of the partial shading which affects a few cells of our PV panel, the simulated shading values are generally of the order of 700 w/m^2 .

11 Conclusion

This work was focused on the diagnosis of faults those can occur on a photovoltaic panel via an artificial intelligence technique.

Using Fuzzy logic tools to treat the new combined input data, the short-circuit current and the fill factor, allowed as to develop an algorithm which can discriminate all the faults considered. The choice of these two criteria is justified by their importance.

Table 7 Table categorization based on FF of medium Isc simulated faults

Isc interval			FF interval		Faults
Medium	4,36	5,9	25%	39%	Total shading + dust shading (3% and more)
			40%	65%	Partial shading + dust shading (3% and more)
			66%	72%	Dust shading (3% and more)

Table 8 Table categorization based on FF of big Isc simulated faults

Isc interval		FF interval		Faults	
Big	5,91	5,96	29%	30%	Total shading
			32%	37%	Existence of Hot spot
			38%	53%	Rs increased
			54%	63%	Partial shading

The simple faults diagnosis algorithm quoted above was established and confirmed through the various simulations carried out under MATLAB SIMULINK.

The proposed artificial intelligence method is a robust tool to diagnose different and even simultaneous faults. The proposed model shown the algorithm capability to distinguish the majority of possible defects, and may be the subject of practical confirmation in a future work.

References

- Mellit, A.; Tina, G.M.; Kalogirou, S.A.: Fault detection and diagnosis methods for photovoltaic systems: a review'. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **91**, 1–17 (2018)
- Alam, M.K.; Khan, F.; Johnson, J.; Flicker, J.: A comprehensive review of catastrophic faults in PV arrays: types, detection, and mitigation techniques. *IEEE J. Photovolt.* **5**(3), 982–997 (2015)
- Belaout, A.; Krim, F.; Mellit, A.; Talbi, B.; Arabi, A.: Multiclass adaptive neuro-fuzzy classifier and feature selection techniques for photovoltaic array fault detection and classification. *Renew. Energy* **127**, 548–558 (2018)
- Chine, W.; Mellit, A.; Lughi, V.; Malek, A.; Sulligoi, G.; Pavan, A.M.: A novel fault diagnosis technique for photovoltaic systems based on artificial neural networks. *Renew. Energy* **90**, 501–512 (2016)
- Deng, S.; Zhang, Z.; Ju, C.; Dong, J.; Xia, Z.; Yan, X.; Xu, T.; Xing, G.: Research on hot spot risk for high efficiency solar module. *Energy Procedia* **130**, 77–86 (2017)
- Vieira, R.G.; de Araújo, F.M.U.; Dhimish, M.; Guerra, M.I.S.: A comprehensive review on bypass diode application on photovoltaic modules. *Energies* **13**(10), 2472 (2020)
- Solheima, H.J.; Fjæra, H.G.; Sørheima, E.A.; Foss, S.E.: Measurement and simulation of hot spots in solar cells. *Energy Procedia* **38**, 183–189 (2013)
- Simon, M.; Meyer, E.L.: Detection and analysis of hot-spot formation in solar cells. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* **94**, 106–113 (2010)
- Lorenzo, E.; Moretón, R.; Luque, I.: Dust effects on PV array performance: in-field observations with non-uniform patterns. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* **22**, 666–670 (2014)
- Adinoyi, M.J.; Said, S.A.: Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules. *Renew. Energy* **60**, 633–636 (2013)
- Colli, A.: Failure mode and effect analysis for photovoltaic systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **50**, 804–809 (2015)
- Tina, G.M.; Cosentino, F.; Ventura, C.: Monitoring and diagnostics of photovoltaic power plants. In: Sayigh, A. (Ed.) *Renewable Energy in the Service of Mankind*, Vol. II, pp. 505–516. Springer, Cham (2016)
- Triki-Lahiani, A.; Abdelghani, A.B.-B.; Slama-Belkhdja, I.: Fault detection and monitoring systems for photovoltaic installations: a review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **82**, 2680–2692 (2017)
- Daliento, S.; Guerriero, P.; Pavan, A.M.; Mellit, A.; Moeini, R.; Tricoli, P.: Monitoring, diagnosis, and power forecasting for photovoltaic fields: a review. *Int. J. Photoenergy* (2017)
- Wang, W.; Liu, A.C.F.; Chung, H.S.H.; Lau, R.W.H.; Zhang, J.; Lo, A.W.L.: Fault diagnosis of photovoltaic panels using dynamic current–voltage characteristics. *IEEE Trans. Power Electron.* **31**, 1588–1599 (2016)
- Belaout, A.: Magister thesis, "Etude et diagnostic des défauts fréquents aux systèmes photovoltaïques (PV) par emploi de la caractéristique courant-tension", university SETIF 1, SETIF (2014)
- Kumar, N. M.; Chopra, S. S.; de Oliveira, A. K. V.; Ahmed H.; Vaezi, S.; Madukanya, U. E.; Castanon, J. M.: *Solar PV module technologies*. Photovolt. Solar Energy Convers. (2020)
- Khatib, T.; Elmenreich, W.: *Modeling of photovoltaic systems using matlab*. Wiley, London (2016)
- Duflou, J.R.; Peeters, J.R.; Altamirano, D.; Bracquene, E.; Dewulf, W.: Demanufacturing photovoltaic panels: comparison of end-of-life treatment strategies for improved resource recovery. *CIRP Annals Manuf. Technol.* **67**(1), 29–32 (2018)
- Das, A.K.: 'An explicit J-V model of a solar cell for simple fill factor calculation'. *Sol. Energy* **85**(9), 1906 (2011)

21. Köntges, M.; Kurtz, S.; Jahn, U.; Berger, K.; Kato, K.; Friesen, T.: et al. Review of failures of photovoltaic modules. IEA PVPS Task (2014).
22. Rezgui, W.; Mouss, H.; Mouss, N.; Mouss, D.; Benbouzid, M.; Amirat, Y.: Photovoltaic module simultaneous open-and short-circuit faults modeling and detection using the I–V characteristic. In: Proceedings of the 24th IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE). p. 855–60. (2015)
23. Gupta, D.; Mukhopadhyay, S.; Narayan, K.S.: Fill factor in organic solar cells. *Solar Energy Mater. Solar Cells* **94**, 1309–1313 (2010)
24. Qi, B.; Wang, J.: Fill factor in organic solar cells. *Phys. Chem. Chem. Phys.* **15**(23), 8972–8982 (2013)

Springer Nature or its licensor (e.g. a society or other partner) holds exclusive rights to this article under a publishing agreement with the author(s) or other rightsholder(s); author self-archiving of the accepted manuscript version of this article is solely governed by the terms of such publishing agreement and applicable law.