

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Electronique
Laboratoire des Dispositifs de Communication
et de Conversion Photovoltaïque



Thèse de Doctorat En Electronique

Présentée par **BELHACHAT Faiza**
Magister en Electronique de l'Ecole Nationale Polytechnique

Thème

Contribution à la commande, modélisation et optimisation neuro-floue dans un système photovoltaïque

Soutenue publiquement le 13/12/2016 devant le jury composé de :

M HADDADI Mourad, Pr	Président, ENP
M LARBES Chérif, Pr	Directeur de thèse, ENP
M AIT CHEIKH Mohamed Salah, Pr	Examineur, ENP
M BOUCHAFA Farid, Pr	Examineur, USTHB
M MAHRANE Achour, DR	Examineur, UDES
Mlle HASSAINE Linda, MRA	Examinatrice, CDER

ENP 2016

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Electronique
Laboratoire des Dispositifs de Communication
et de Conversion Photovoltaïque



Thèse de Doctorat En Electronique

Présentée par **BELHACHAT Faiza**
Magister en Electronique de l'Ecole Nationale Polytechnique

Thème

Contribution à la commande, modélisation et optimisation neuro-floue dans un système photovoltaïque

Soutenue publiquement le 13/12/2016 devant le jury composé de :

M HADDADI Mourad, Pr	Président, ENP
M LARBES Chérif, Pr	Directeur de thèse, ENP
M AIT CHEIKH Mohamed Salah, Pr	Examineur, ENP
M BOUCHAFA Farid, Pr	Examineur, USTHB
M MAHRANE Achour, DR	Examineur, UDES
Mlle HASSAINE Linda, MRA	Examinatrice, CDER

ENP 2016

ملخص:

الظل الجزئي أو التوزيع غير الموحد للإضاءة يسبب خسارة كبيرة في الطاقة المولدة ويولد نقاط عظمى محلية متعددة على خصائص المولد الكهروضوئي. في هذا السياق، تصف أطروحة البحث في هذه الوثيقة هدفين متكاملين. من ناحية، فإنها تقترح دراسة خسائر عدم التطابق واقتراح الحلول للحد من الخسائر المرتبطة بتأثير التظليل باستخدام العديد من تكوينات الحقل الكهروضوئي (مخططات الربط)، (S), (P), (SP), (TCT), (BL), (HC) مثل (S), (P), (SP), (TCT), (BL), (HC) في ظل كل ما يمكن من سيناريوهات التظليل. ولهذه الغاية، تم إجراء نمذجة الحقل الكهروضوئي باستخدام نموذج

« Bishop » وذلك باستعمال برنامج « Simulink/SimPower ».

التحليل المفصل لكل التكوينات عبر سيناريوهات متعددة التظليل تظهر أن اختيار التكوين الأمثل والمناسب يعتمد بقوة على سيناريو الظل (نمط التظليل). من ناحية أخرى يوفر هذا العمل المساهمة في التحكم في تتبع نقطة الاستطاعة العظمى العامة من خلال اقتراح طريقة جديدة لتعظيم الاستفادة من نظام الضوئية باعتماد تقنية العصبية غامض الذي يأخذ بعين الاعتبار تعدد النقاط العظمى المحلية في حالة التظليل الجزئي. تشير نتائج المحاكاة إلى فعالية المنهجية الذكية المقترحة في استخراج و تتبع نقطة الاستطاعة العظمى العامة للحقل الكهروضوئي مهما كان مخطط ربطه أو ظروف تشغيله

كلمات مفتاحية: الظل الجزئي، مخططات الربط، تتبع نقطة الاستطاعة العظمى، العصبية غامض

Abstract

Partial shading causes significant power losses in photovoltaic (PV) generators and generates multiple local maxima in the P-V characteristics of this latter. In this context, this thesis has two complementary objectives. First, it proposes to study the mismatch losses due to partial shading and proposes solutions for their reduction. For this purpose, a comprehensive study which considers all the available PV array configurations: Series (S), Parallel (P), Series-Parallel (SP), Total-Cross-Tied (TCT), Bridge-Linked (BL) and Honey-Comb (HC), is carried out under all possible scenarios of shading. The Bishop model of a photovoltaic module which describes best the solar cell behavior is considered in this thesis for modeling the PV arrays and it is implemented using the Simulink and SimPower software. The detailed analysis of each configuration across multiple shading scenarios show that the choice of the most optimal and appropriate configuration strongly depends on the shading pattern.

Second, this thesis proposes a novel neuro-fuzzy based approach for the MPPT control. This approach takes into account the multiplicity of local maxima in the case of partial shading. Simulation results show the effectiveness of the proposed approach in the prediction and the tracking of the global maximum of a PV array regardless of the configuration.

Keywords: Partial shading, PV configurations, MPPT control, neuro-fuzzy control.

Résumé

Un ombrage partiel ou une répartition non uniforme de l'éclairage cause une perte importante de la puissance générée par un générateur photovoltaïque (PV) et engendre de multiples maxima locaux sur les caractéristiques (P-V) de celui-ci. Dans ce contexte, les travaux de thèse décrits dans ce document ont deux objectifs complémentaires. D'une part, ils proposent d'étudier les pertes dues à l'ombrage et de proposer des solutions permettant de réduire celles-ci. Pour cela une étude détaillée qui considère toutes les configurations d'un champ PV disponibles a été effectuée sous tous les scénarios d'ombrage possibles. Les configurations étudiées sont : Série (S), Parallèle (P), Série-Parallèle (SP), Total-Cross-Tied (TCT), Bridge-Linked (BL) et Honey-Comb(HC). La modélisation du champ PV a été réalisée en utilisant le modèle de Bishop sous l'environnement Simulink/SimPower. L'analyse détaillée de chaque configuration à travers les multiples scénarios d'ombrage montrent que le choix de la configuration la plus optimale et appropriée dépend fortement du pattern d'ombrage.

D'autre part, ces travaux de recherche apportent une contribution à la commande MPPT en proposant une nouvelle méthode d'optimisation du système photovoltaïque basée sur l'approche neuro-floue et qui tient compte de la multiplicité des maxima locaux lors de l'occurrence d'un ombrage partiel. Les résultats de simulations montrent l'efficacité de l'approche proposée pour la prédiction et la poursuite du PPMG d'un champ PV quelle que soit sa configuration.

Mots clés : Ombrage partiel, configurations PV, commande MPPT, commande neuro-floue.

Remerciement

Les travaux de thèse menés ont été réalisés au laboratoire LDCCP (Laboratoire de Dispositifs de Communication et de Conversion Photovoltaïques) au sein de l'école nationale polytechnique.

Je tiens à exprimer toute ma gratitude à Monsieur *LARBES Cherif*, Professeur à l'école nationale polytechnique d'Alger, pour avoir assuré la direction de mes travaux de recherche, et pour la qualité de son encadrement. Tout au long de ces années de thèse, il a su m'apporter son expérience et son soutien scientifique pour la réussite de ce travail.

Je tiens à remercier Monsieur *HADDADI Mourad*, professeur à l'ENP, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ma thèse.

Je remercie vivement les membres du jury, Monsieur *AIT CHEIKH Mohamed Salah*, professeur à l'ENP, Monsieur *MAHRANE Achour* directeur de recherche à l'UDES, Monsieur *BOUCHAFA Farid*, Professeur à l'USTHB, et Mademoiselle *HASSAINE Linda*, Maître de recherche au CDER, pour avoir accepté d'examiner mon travail. Je tiens à leur exprimer tous mes reconnaissances pour l'honneur qu'ils m'ont fait en participant à ce jury.

Je remercie tout spécialement mon mari pour son aide, son encouragement et surtout son soutien qui m'a été une grande source de motivation durant les années de mon travail.

Enfin, mes plus profonds remerciements de tout mon cœur vont à mes parents qui ont cru en moi. Tout au long de mon cursus, ils m'ont toujours soutenu, encouragé et aidé. Qu'ils trouvent, dans la réalisation de ce travail, l'aboutissement de leurs efforts ainsi que l'expression de ma plus sincère gratitude.

Table des matières

Liste des abréviations	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale.....	17

Chapitre I : Le comportement des modules PV sous ombrage partiel

I.2. Rappel sur le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	20
I.2.1. L'effet photovoltaïque.....	20
I.2.2. Caractéristique électrique d'une cellule photovoltaïque.....	21
I.2.3. Influence de la température et de l'éclairement.....	22
I.3. Notion de module et de champ PV	25
I.4. Système de protection	26
I.4.1. Diode by-pass.....	26
I.4.2. Diode anti-retour	27
I.5. Cause de mismatch et ombrage partiel	28
I.6. Pertes de production dues à l'ombrage	28
I.7. Modules PV soumis aux ombrages partiels et problématique de la connexion série de cellules PV.....	29
I.8. Fonctionnement à puissance maximale et apparition des maximums locaux.....	32
I.9. Modélisation électrique d'une cellule PV	33
I.9.1. Modèle simple diode.....	33
I.9.2. Modèle double diode.....	34
I.9.3. Modèle de Bishop	36
I.10. Techniques de contrôle et circuit pour l'atténuation des effets d'ombrage partiel dans un champ photovoltaïque	36
I.10.1. Les techniques de poursuite du point de puissance maximale global (GMPPT) pour un champ PV partiellement ombragé	37
I.10.2. Les configurations du champ photovoltaïque	38
I.10.3. Architecture des systèmes photovoltaïques	40
I.10.4. Topologie des circuits convertisseurs	42

I.11.Conclusion 42

Chapitre II: Etude et modélisation des différentes configurations d'un champ photovoltaïque

II.1. Introduction 43

II.2. Modélisation et simulation d'un module photovoltaïque dans des conditions d'ombrage partiel en utilisant le modèle de Bishop 44

II.3. Modélisation, présentation et simulation des différentes configurations PV sous des conditions d'ombrage partiel..... 47

II.3.1. La configuration Parallèle (P)..... 47

II.3.2. La configuration Série (S) 49

II.3.3. La configuration Série-Parallèle (SP)..... 51

II.3.4. La configuration (TCT) 52

II.3.5. La configuration (BL)..... 54

II.3.6. La configuration (HC) 55

II.4.Conclusion 58

Chapitre III: Analyse et évaluation des performances des différentes configurations d'un champ photovoltaïque

III.1. Introduction 60

III.2. Etude et analyse des différentes configurations du champ PV sous différents scénarios d'ombrage..... 60

III.2. 1. Sous conditions d'éclairement uniforme (standards): (1000 W/m², 25°C)..... 61

III.2.2. Sous les conditions d'ombrage partiel 62

III.2.2.1. Scénario (PS-A): 62

III.2.2.2. Scénario (PS-B):..... 63

III.2.2.3. Scénario (PS-C):..... 65

III.2.2.4. Scénario (PS-D): 67

III.2.2.5. Scénario (PS-E): 69

III.2.2.6.Scénario (PS-F): 71

III.2.2.7.Scénario (PS-G)..... 79

III.2.2.8.Scénario (PS-H)..... 84

III.3. Analyse des performances des configurations sous ombrage partiel pour une température de 10°C et 45°C..... 89

III.4. Évaluation des performances et résultats 91

III.5. Conclusion..... 92

Chapitre IV: Application de l'approche neuro-floue à la prédiction et la recherche du point de puissance maximale global d'une configuration d'un champ PV partiellement ombragé

IV.1. Introduction	94
IV.2. Fonctionnement optimal d'un générateur PV et recherche du maximum global	95
IV.3. Développement des commandes MPPT	96
IV.3.1. Commandes MPPT classiques	96
IV.3.2. Commande MPPT pour la recherche d'un maximum global	97
IV.3.3. Aperçu sur les travaux réalisés pour la recherche du maximum global.....	97
IV.4. Concept des systèmes neuro-flous	101
IV.5. Création de la base de données	104
IV.6. Description et structure du prédicteur neuro-flou	105
IV.7. Apprentissage du réseau ANFIS	107
IV.8. Test de l'efficacité du réseau prédicteur ANFIS.....	110
IV.9. Conception d'un contrôleur neuro-flou MPPT pour la recherche du maximum global sous des conditions d'ombrage partiel	113
IV.9.1. Description du système global et fonctionnement	113
IV.9.2. Modélisation du système photovoltaïque proposé	114
IV.9.3. Simulation du système photovoltaïque avec la technique ANFIS-PI MPPT proposée sous des conditions d'ombrage partiel	114
IV.9.3.1. Scénario d'ombrage PS_1	115
IV.9.3.2. Scénario d'ombrage PS_2	118
IV.9.3.3. Scénario d'ombrage PS_3	120
IV.9.3.4. Scénario d'ombrage PS_4	123
IV.9.3.5. Scénario d'ombrage PS_5	125
IV.9.4. Tests de robustesse de la commande ANFIS-PI proposée face à des variations subites de l'éclairement.....	128
IV.9.4.1. Test 1 (T_1):.....	128
IV.9.4.2. Test 2 (T_2):	130
IV.9.4.3. Test 3 (T_3):	132
IV.9.5. Evaluation des performances du contrôleur et discussion	133
IV.10. Application de la technique de contrôle proposée aux différentes configurations de champ (SP, BL et HC).....	135
IV.11. Comparaison de la technique proposée avec d'autres techniques citées dans la littérature	139
IV.12. Application de la commande ANFIS-PI pour d'autres tailles de configurations de champ PV	143
IV.13. Principaux avantages de la méthode proposée.....	143

IV.14. Conclusion	144
Conclusion générale	145
Annexes	149
Bibliographie	180

Liste des abréviations

PV : Photovoltaïque.

GPV : Générateur Photovoltaïque.

I_{cc} : Courant de Court-Circuit.

V_{oc} : Tension de Circuit Ouvert.

I_{opt} : Courant optimal.

V_{opt} : Tension optimal

S: Series.

P: Parallel.

SP: Series-Parallel.

TCT: Total-Cross-Tied.

BL: Bridge-Linked.

HC: Honey-Comb.

PS: Partial Shading.

P_{Max} : Puissance maximale d'un champ PV sous des conditions d'éclairement uniforme.

V_{Max} : Tension maximale d'un champ PV sous des conditions d'éclairement uniforme.

I_{Max} : Courant maximal d'un champ PV sous des conditions d'éclairement uniforme.

P_{MPS} : Puissance maximale d'un champ PV sous des conditions d'ombrage partiel.

V_{MPS} : Tension maximale d'un champ PV sous des conditions d'ombrage partiel.

I_{MPS} : Courant maximal d'un champ PV sous des conditions d'ombrage partiel.

ΔP_L : Pertes de puissance relatives.

PPM: Point de Puissance Maximale.

PPMG: Point de Puissance Maximale Global.

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

GMPPT: Global Maximum Power Point Tracking.

ANFIS: Adaptive Network Based Fuzzy Inference System.

PWM: Pulse Width Modulation (Modulation de largeur d'impulsion).

D : Rapport Cyclique.

Liste des figures

Figure I.1 : Schéma de principe de la conversion photovoltaïque.....	4
Figure I.2: Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.....	5
Figure I.3: Exemple de cellule et de module photovoltaïque en silicium	6
Figure I.4: Caractéristique (I-V) d'un module PV pour différents niveaux d'éclairement et une température de 25°C.....	7
Figure I.5 : Caractéristique (I-V) d'un module PV pour différents niveaux de température et un éclairement de 1000W/m ²	7
Figure I.6 : Caractéristique (P-V) d'un module PV pour différents niveaux d'éclairement et une température constante de 25°C.....	8
Figure I.7 : Caractéristique (P-V) d'un module PV pour différents niveaux de température et un éclairement constant de 1000W/m ²	9
Figure I.8 : Champ photovoltaïque composé de modules branchés en série-parallèle.....	10
Figure I.9: Utilisation de la diode by-pass	11
Figure 1.10 : Exemples d'association sécurisée des modules PV en série parallèle avec leurs diodes de protection (by-pass et anti-retour).....	11
Figure I.11 : Différents types d'ombrage.....	13
Figure I.12: Principe de la connexion de groupements de cellules PV en série dont l'une des cellules est soumise à un ombrage	14
Figure I.13 : Exemple d'une cellule qui a chauffé suite au problème de hot spot	15
Figure.I.14 : Deux modules mis en série avec diodes by-pass dont l'un des modules est ombragé.....	15
Figure.I.15 : Caractéristiques (P-V) des deux modules mis en série avec et sans ombrage partiel.....	16
Figure I.16: Module ombragé avec plusieurs maxima.....	17
Figure.I.17 : Schéma électrique du modèle à une diode d'une cellule PV	17
Figure I.18: Schéma électrique du modèle double diode d'une cellule PV	19
Figure I.19: Schéma électrique du modèle de Bishop d'une cellule PV	20
Figure I.20: Les différents schémas d'interconnexions traditionnels des modules PV	22
Figure I.21: Les différents schémas d'interconnexions alternatifs des modules PV	23
Figure I.22 : Décomposition d'un champ PV reconfigurable	24
Figure I.23: Architectures des systèmes PV.....	25
Figure II.1: Le modèle Simulink/Simpower d'un module PV.....	28
Figure II.2: Modèle Simulink/SimPower d'un système photovoltaïque.....	29
Figure II.3: Les caractéristiques (P-V) d'un module PV sous les conditions standards et d'ombrage partiel.....	30

Figure II.4: Les caractéristiques (I-V) d'un module PV sous les conditions standards et d'ombrage partiel.	31
Figure II.5 : Modèle Simulink/Simpower de la configuration parallèle.	32
Figure II.6: Les caractéristiques (P-V) de la configuration parallèle de champ photovoltaïque de 6x4 sous les conditions uniformes et d'ombrage partiel.	32
Figure II.7: Les caractéristiques (I-V) de la configuration Parallèle de champ photovoltaïque de 6x4 sous les conditions uniformes et d'ombrage partiel.	33
Figure II.8: Le modèle Simulink/SimPower de la configuration Série.....	34
Figure II.9: Les caractéristiques (P-V) de la configuration Série de champ PV de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.	34
Figure II.10: Les caractéristiques (I-V) de la configuration Série de champ PV de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.	35
Figure II.11: Le modèle Simulink/SimPower de la configuration Série-Parallèle.....	35
Figure II.12: Les caractéristiques (P-V) de la configuration série-parallèle de champ PV de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.....	36
Figure II.13: Les caractéristiques (I-V) de la configuration série-parallèle de champ PV de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.....	36
Figure II.14 : Le modèle Simulink/SimPower de la configuration TCT.....	37
Figure II.15: Les caractéristiques (P-V) de la configuration TCT de champ PV de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.....	37
Figure II.16: Les caractéristiques (I-V) de la configuration TCT de champ PV de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.....	38
Figure II.17 : Le modèle Simulink/ SimPower de la configuration BL.	38
Figure II.18: Les caractéristiques (P-V) de la configuration BL de champ de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.....	39
Figure II.19: Les caractéristiques (I-V) de la configuration BL de champ de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.....	39
Figure II.20: Le modèle Simulink/SimPower de la configuration HC.....	40
Figure II.21: Les caractéristiques (P-V) de la configuration HC de champ de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.....	40
Figure II.22: Les caractéristiques (I-V) de la configuration HC de champ 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.....	41
Figure III.1: La puissance obtenue pour les différentes configurations sous les conditions uniformes d'éclairement.	45
Figure III.2: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-A).	47
Figure III.3: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-B).	48
Figure III.4: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour scénario (PS-C).	50

Figure III.5: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour scénario (PS-D).	52
Figure III.6: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-E ₁).	54
Figure III.7: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-E ₂).	55
Figure III.8: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F ₁).	57
Figure III.9: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F ₂).	58
Figure III.10: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F ₃).	59
Figure III.11: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F ₄).	60
Figure III.12: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F ₅).	62
Figure III.13: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F ₆).	63
Figure III.14: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-G ₂).	65
Figure III.15: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-G ₃).	66
Figure III.16: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-G ₄).	67
Figure III.17: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance pour le scénario (PS-H ₁).	69
Figure III.18: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance pour le scénario (PS-H ₂).	70
Figure III.19: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance pour le scénario (PS-H ₃).	72
Figure III.20: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance pour le scénario (PS-H ₄).	73
Figure IV.1: Exemple d'un réseau ANFIS à deux entrées.	86
Figure IV.2: Le Bloc Simulink de la structure du prédicteur (ANFIS).	89
Figure IV.3 : Architecture du modèle ANFIS proposé.	90
Figure IV.4: Structure du modèle ANFIS générée par Matlab.	91
Figure IV.5: Apprentissage du réseau ANFIS.	92
Figure IV.6: L'erreur d'apprentissage en fonction du nombre d'itérations.	92
Figure IV.7: Surface entre les entrées (tension et courant) et la sortie (puissance maximale).	92
Figure IV.8 : Structure du contrôleur MPPT proposé basé sur l'approche ANFIS.	97

Figure IV.9: Modèle Matlab/Simulink du système PV proposé basé sur la méthode ANFIS-PI.	98
Figure IV.10 : Illustration du scénario d'ombrage PS ₁	99
Figure IV.11: Caractéristiques (P-V) de la configuration TCT d'un champ de 4x2 pour le scénario d'ombrage partiel PS ₁	99
Figure IV.12: Caractéristiques (I-V) de la configuration TCT d'un champ de 4x2 pour le scénario d'ombrage partiel PS ₁	100
Figure IV.13: La puissance maximale obtenue par la méthode ANFIS-PI pour le scénario PS ₁ pour la configuration TCT d'un champ de 4x2.....	101
Figure IV.14 : Illustration du scénario d'ombrage PS ₂	102
Figure IV.15: Caractéristiques (P-V) de la configuration TCT d'un champ de 4x2 pour le scénario d'ombrage partiel PS ₂	102
Figure IV.16: Caractéristiques (I-V) de la configuration TCT d'un champ de 4x2 pour le scénario d'ombrage partiel PS ₂	103
Figure IV.17: La puissance maximale obtenue pour le scénario d'ombrage PS ₂	104
Figure IV.18 : Illustration du scénario d'ombrage PS ₃	104
Figure IV.19: Caractéristiques (P-V) de la configuration TCT d'un champ de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS ₃	105
Figure IV.20: Caractéristiques (I-V) de la configuration TCT d'un champ de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS ₃	105
Figure IV.21: La puissance maximale obtenue pour le scénario d'ombrage PS ₃	106
Figure IV.22 : Illustration du scénario d'ombrage PS ₄	107
Figure IV.23: Caractéristiques (P-V) de la configuration TCT d'un champ de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS ₄	107
Figure IV.24: Caractéristiques (I-V) de la configuration TCT d'un champ de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS ₄	108
Figure IV.25: La puissance maximale obtenue pour le scénario d'ombrage PS ₄	109
Figure IV.26 : Illustration du scénario d'ombrage PS ₅	109
Figure IV.27: Caractéristiques (P-V) de la configuration TCT d'un champ de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS ₅	110
Figure IV.28: Caractéristiques (I-V) de la configuration TCT d'un champ de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel PS ₅	110
Figure IV.29: La puissance maximale obtenue pour le scénario d'ombrage PS ₅	111
Figure IV.30: Désignation de l'éclairement dans chaque module PV.	112
Figure IV.31: Scénario de changement de l'éclairement (test 1).	113
Figure IV.32: La réponse du contrôleur ANFIS-PI MPPT face à des variations subites de l'éclairement pour le test 1 (T ₁).	113
Figure IV.33: Scénario de changement de l'éclairement (test 2).	114
Figure IV.34: La réponse du contrôleur ANFIS-PI MPPT face à des variations subites de l'éclairement pour le test 2 (T ₂).	115

Figure IV.35: Scénario de changement de l'éclairement (test 3).	116
Figure IV.36: La réponse du contrôleur ANFIS-PI MPPT face à des variations subites de l'éclairement pour le test 3 (T_3).	116
Figure IV.37 : Les caractéristiques (P-V) de la configuration TCT pour le scénario PS_6	119
Figure IV.38 : Les caractéristiques (P-V) de la configuration HC pour le scénario PS_6	120
Figure IV.39 : Les caractéristiques (P-V) de la configuration BL pour le scénario PS_6	120
Figure IV.40 : Les caractéristiques (P-V) de la configuration SP pour le scénario PS_6	120
Figure IV.41: La puissance de sortie de la configuration TCT pour le scénario PS_6	121
Figure IV.42: La puissance de sortie de la configuration HC pour le scénario PS_6	122
Figure IV.43: La puissance de sortie de la configuration BL pour le scénario PS_6	122
Figure IV.44: La puissance de sortie de la configuration SP pour le scénario PS_6	122
Figure IV.45: Comparaison de la puissance de sortie de la configuration TCT obtenue par les deux contrôleurs pour le scénario PS_5	124

Liste des tableaux

Tableau II.1: Point de puissance maximale du module PV sous des conditions standards et d'ombrage partiel.....	31
Tableau II.2 : Illustration des patterns d'ombrage pour un champ PV de 6x4.....	31
Tableau II.3 : La puissance maximale et les pertes de puissance relatives pour les différentes configurations pour un champ PV de 6x4.....	42
Tableau III.1 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-A) et pour un champ PV de 6x4.	46
Tableau III.2 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-A).....	47
Tableau III.3 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-B) et pour un champ PV de 6x4.	48
Tableau III.4 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-B).....	48
Tableau III.5 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-C) et pour un champ PV de 6x4.	49
Tableau III.6 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-C).....	49
Tableau III.7 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-D) et pour un champ PV de 6x4.	51
Tableau III.8 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-D).....	51
Tableau III.9 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-E ₁) et pour un champ PV de 6x4. ...	53
Tableau III.10 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-E ₁).....	53
Tableau III.11 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-E ₂) et pour un champ PV de 6x4. .	54
Tableau III.12 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-E ₂).....	55
Tableau III.13 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-F ₁) et pour un champ PV de 6x4. .	56
Tableau III.14 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-F ₁) et pour un champ PV de 6x4. .	56
Tableau III.15 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-F ₂) et pour un champ PV de 6x4. .	57
Tableau III.16 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-F ₂).....	57
Tableau III.17 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-F ₃) et pour un champ PV de 6x4. .	58
Tableau III.18 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-F ₃).....	60
Tableau III.19 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-F ₄) et pour un champ PV de 6x4. .	60

Tableau III.20 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-F ₄).....	60
Tableau III.21 : Patterns d’ombrage pour le scénario (PS-F ₅) et pour un champ PV de 6x4..	61
Tableau III.22 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-F ₅).....	61
Tableau III.23 : Patterns d’ombrage pour le scénario (PS-F ₆) et pour un champ PV de 6x4. .	62
Tableau III.24 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-F ₆).....	62
Tableau III.25: Patterns d’ombrage pour le scénario (PS-G ₂) et pour un champ PV de 6x4...	64
Tableau III.26 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-G ₂).	64
Tableau III.27 : Patterns d’ombrage pour le scénario (PS-G ₃) et pour un champ PV de 6x4..	65
Tableau III.28 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-G ₃).	65
Tableau III.29 : Patterns d’ombrage pour le scénario (PS-G ₄) et pour un champ PV de 6x4..	66
Tableau III.30 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-G ₄).	67
Tableau III.31 : Patterns d’ombrage pour le scénario (PS-H ₁) et pour un champ PV de 6x4..	68
Tableau III.32 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-H ₁).	69
Tableau III.33 : Patterns d’ombrage pour le scénario (PS-H ₂) et pour un champ PV de 6x4. .	70
Tableau III.34 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-H ₂).	70
Tableau III.35 : Patterns d’ombrage pour le scénario (PS-H ₃) et pour un champ PV de 6x4.	71
Tableau III.36 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-H ₃).	71
Tableau III.37 : Patterns d’ombrage pour le scénario (PS-H ₄) et pour un champ PV de 6x4..	72
Tableau III.38 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-H ₄).	72
Tableau III.39: Résultats de simulation pour les différentes configurations sous les conditions d’éclairage uniforme pour une température de 10°C et 45°C.....	74
Tableau III.40: Résultats de simulation pour les différentes configurations sous les conditions d’ombrage partiel pour une température de 10°C et 45°C.....	74
Tableau III.41: Résultats de simulation pour les différentes configurations sous les conditions d’ombrage partiel pour le scénario (PS-B) pour une température de 10°C et 45°C.	75
Tableau IV.1 : Règles utilisées pour le réseau ANFIS.....	89
Tableau IV.2 : Spécification du réseau ANFIS utilisé.....	90

Tableau IV.3.a : Illustration d'une partie des sorties simulées et ANFIS pour les différentes tailles de configurations	93
Tableau IV.3.b : Illustration d'une partie des sorties simulées et ANFIS pour les différentes tailles de configurations (suite)	94
Tableau IV.4: Exemple d'un scénario d'ombrage pour un champ PV de 4x2.....	95
Tableau IV.5 : Résultat du prédicteur ANFIS pour un champ PV de 4x2.....	95
Tableau IV.6: Exemple d'un scénario d'ombrage pour un champ PV de 5x3.....	95
Tableau IV.7: Résultat du prédicteur ANFIS pour un champ PV de 5x3.....	95
Tableau IV.8: Exemple d'un scénario d'ombrage pour un champ PV de 4x4.....	96
Tableau IV.9: Résultat du prédicteur ANFIS pour un champ PV de 4x4.....	96
Tableau IV.10 : Les résultats de simulation de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions standards et d'ombrage partiel pour le scénario PS ₁	100
Tableau IV.11 : Les résultats de simulation de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS ₂	103
Tableau IV.12 : Les résultats de simulation de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS ₃	106
Tableau IV.13 : Les résultats de simulation de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS ₄	108
Tableau IV.14 : Les résultats de simulation de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS ₅	111
Tableau IV.15: Evaluation des performances du contrôleur ANFIS-PI MPPT proposé pour la configuration TCT.....	118
Tableau IV.16: Performances de la configuration TCT pour les trois tests (T ₁ , T ₂ et T ₃).....	118
Tableau IV.17: Illustration du scénario d'ombrage PS ₆	119
Tableau IV.18 : Les résultats de simulation des différentes configurations de champ PV pour le scénario d'ombrage PS ₆	121
Tableau IV.19 : Performances des différentes configurations de champ PV pour le scénario PS ₆	123
Tableau IV.20: Comparaison entre la méthode ANFIS proposée et la méthode ANFIS standard présentée in [34].....	124
Tableau IV.21 : Principales caractéristiques de la méthode proposée et d'autres méthodes présentées dans la littérature basée sur la technique ANFIS pour la poursuite du PPM.....	125
Tableau IV.22 : Performances de la méthode proposée et d'autres méthodes présentées dans la littérature.....	126

Introduction générale

La production de l'énergie est le grand défi à relever du 21^{ème} siècle. En effet, les besoins énergétiques des sociétés ne cessent d'augmenter à travers le monde afin d'assurer un mode de vie plus commode aux habitants. Par ailleurs, ces sociétés auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement et satisfaire cette demande en énergie sans cesse croissante.

La production d'électricité à partir d'énergie fossile est polluante sur toute sa filière, fortement émettrice de gaz à effet de serre, à l'origine des changements climatiques et va devoir trouver une solution alternative pour faire face à l'épuisement des ressources fossiles et l'instabilité des prix à l'échelle mondiale afin de répondre aux exigences actuelles.

Les énergies renouvelables sont la solution écologique à la production d'électricité et de chaleur et permettent ainsi de réduire notre dépendance au pétrole. Les énergies renouvelables sont une solution alternative à explorer pour remplacer et/ou compléter les énergies traditionnelles.

De nos jours, les énergies renouvelables deviennent progressivement des énergies à part entière, rivalisant avec les énergies fossiles du point de vue coût et performance de production. Elles sont propres et inépuisables, donc capables de couvrir nos besoins énergétiques à long terme.

L'énergie solaire est une excellente source d'énergie alternative. Elle permet d'exploiter la lumière apportée par les rayons du soleil pour produire de l'électricité ou de la chaleur. Les rayonnements solaires sont captés par des panneaux solaires qui peuvent soit transformer l'énergie en chaleur, soit en chaleur puis en électricité ou enfin directement en électricité.

La conversion de l'énergie solaire en électricité repose sur la découverte de Becquerel sur l'effet photovoltaïque qui permet la conversion directe du rayonnement solaire en électricité par action des photons. L'énergie photovoltaïque est de nos jours l'une des sources intermittentes la plus développée. Plusieurs années de recherche confèrent une importante maturité à la fois aux modules et aux systèmes d'extraction et traitement de son électricité. Cependant, la présence d'ombrage partiel reste encore un véritable problème qui empêche le développement et l'utilisation de son électricité à grande échelle. Alors que plusieurs solutions ont été déjà proposées pour faire face à ce problème, la recherche sur le problème d'ombrage en tant que phénomène complexe reste rudimentaire et il manque encore une

vision globale qui permet à la fois de comprendre le phénomène d'ombrage et d'évaluer les solutions jusqu'à présent proposées.

L'ombrage partiel peut être causé par les nuages, les arbres, les constructions, les cheminées, la neige, la poussière, les fientes d'oiseaux...etc. L'ombrage partiel est la cause majeure des pertes par mismatch et réduit considérablement le rendement des champs photovoltaïques. En plus de la perte importante de la puissance générée, un ombrage partiel ou une répartition non uniforme de l'éclairement engendre de multiples maxima locaux dus à l'utilisation des diodes by-pass. Ces maxima ne sont pas prévus par les concepteurs des algorithmes MPPT classiques et qui se traduit alors par une énergie extraite non optimisée et rend donc difficile la recherche du point de puissance maximale global.

Dans ce contexte, les travaux de thèse décrits dans ce document ont deux objectifs complémentaires. D'une part, ils proposent d'étudier les pertes par mismatch et de proposer des solutions permettant de réduire les pertes associées à l'effet de l'ombrage en utilisant les différentes configurations de champs photovoltaïques (schémas d'interconnexion). L'étude détaillée et l'analyse de toutes les configurations disponibles (traditionnelles et alternatives) à travers plusieurs scénarios d'ombrage vont être effectuées dans le but d'évaluer les performances de chaque configuration afin de choisir la plus optimale et qui fournit les meilleures performances. A cet effet, la modélisation du champ photovoltaïque a été réalisée en utilisant le modèle de Bishop qui décrit le comportement des cellules PV à des tensions négatives en utilisant l'environnement Matlab/Simulink.

D'autre part, ces travaux de recherche apportent une contribution à la commande MPPT basée sur l'approche ANFIS en présence de l'ombrage partiel, qui induit dans les caractéristiques des sources photovoltaïques une multiplicité de maxima locaux de puissance ce qui peut provoquer une baisse considérable de la production. Les algorithmes MPPT classiques d'optimisation des sources photovoltaïques sont conceptuellement dédiés à la recherche d'un point de puissance maximale dans les cas où l'éclairement est uniforme. Il est donc nécessaire d'utiliser des algorithmes qui tiennent compte de la multiplicité des maxima locaux lors de l'occurrence de tels aléas. L'avantage de l'introduction d'une telle approche intelligente, neuro-floue, permet principalement d'assurer un fonctionnement optimal du système photovoltaïque par l'identification et la détection du maximum global, comme elle permet de trouver ce point quels que soient le type ou la taille de la configuration.

Les travaux menés ont été effectués au sein du Laboratoire de Dispositifs de Communication et de Conversion Photovoltaïques et sont présentés dans quatre chapitres introduits ci-après.

Le premier chapitre introduit le comportement électrique de l'énergie solaire photovoltaïque dans des conditions d'ombrage partiel. Dans un premier temps nous allons exposer quelques généralités liées aux phénomènes d'ombrages partiels et leur impact sur la production photovoltaïque: protection des systèmes PV, les causes de mismatch et ombrage, le fonctionnement à puissance maximale et apparition de plusieurs maxima et les phénomènes contraignants la production d'un générateur solaire. Dans un second temps, nous nous intéresserons aux méthodes de réduction des pertes de puissance en particulier la configuration du champ PV et les méthodes MPPT destinées à la recherche du maximum global

Le deuxième chapitre sera consacré à l'étude et la modélisation des différentes configurations du champ photovoltaïque à savoir les configurations traditionnelles (Série, Parallèle et Série-Parallèle) et additionnelles (Total-Cross-Tied, Bridge-Linked et Honey-Comb) en se basant sur le modèle de Bishop qui est le mieux adapté pour décrire le comportement de la cellule photovoltaïque.

L'objectif principal du troisième chapitre est d'analyser les différentes configurations du champ photovoltaïque puis de comparer et d'évaluer leurs performances à travers plusieurs scénarios d'ombrage qui pourraient se produire dans la réalité dans le but de choisir la configuration optimale, qui donne les meilleures performances, c'est-à-dire celle qui permet de minimiser les pertes dues à l'ombrage partiel et fournir ainsi la puissance maximale aux systèmes photovoltaïques.

Dans le quatrième chapitre nous nous intéresserons à l'optimisation du fonctionnement d'un champ PV en présence de l'ombrage partiel imposé aux différents groupements de modules photovoltaïques. Une nouvelle approche pour l'exploitation optimale d'un générateur photovoltaïque sera proposée. Pour cela nous avons pensé à introduire l'approche neuro-floue ANFIS qui est capable de prédire la puissance maximale de toutes les configurations considérées. Les résultats de simulations seront également présentés en montrant les bonnes performances de cette méthode de commande intelligente dans les cas les plus défavorables de fonctionnement où le contrôle par d'autres méthodes en présence de plusieurs maxima se trouve non efficace, ce qui va être vérifié à travers plusieurs simulations. Plusieurs scénarios d'ombrage sont effectués pour tester les performances de l'approche présentée et montrer l'efficacité d'une telle approche à prédire et rechercher le maximum global.

Enfin, une conclusion générale est proposée à la fin de cette thèse résumant les principaux résultats et proposant quelques perspectives et pistes d'études complémentaires à nos travaux.

Chapitre I : Le comportement des modules PV sous ombrage partiel

I.1. Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter une étude sur le comportement électrique des modules photovoltaïques dans des conditions d'ombrage partiel. Dans une première partie, nous allons exposer quelques notions liées au phénomène de l'ombrage : le comportement des modules PV soumis à l'ombrage partiel, problématique de la connexion série et protection des modules photovoltaïques. Dans la seconde partie, nous nous intéresserons aux principales méthodes de réduction des pertes par mismatch, notamment la réduction des pertes par la modification des interconnexions du champ photovoltaïque (les différentes configurations traditionnelles et alternatives existantes utilisées dans les installations photovoltaïques) et les commandes MPPT pour la recherche du point de puissance maximale global (PPMG).

I.2. Rappel sur le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Une cellule PV est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique [1].

I.2.1. L'effet photovoltaïque

Le fonctionnement de la cellule PV est basé sur un phénomène physique appelé l'effet photovoltaïque [1]. La figure I.1 illustre le schéma de principe de la conversion photovoltaïque.

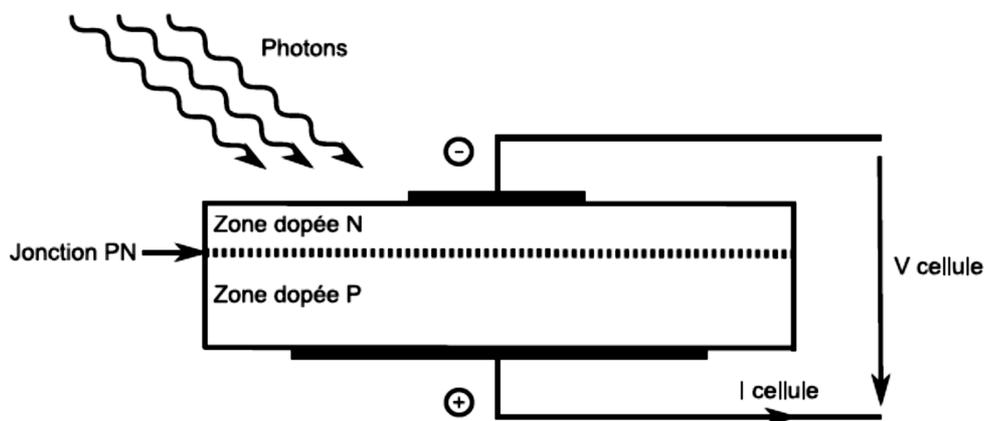


Figure I.1 : Schéma de principe de la conversion photovoltaïque.

Une cellule PV est réalisée à partir d'un matériau semi-conducteur. Sa réalisation est similaire à une diode classique. La cellule est composée de deux différentes couches. La couche supérieure est dopée N et la couche inférieure est dopée P créant ainsi une jonction PN. Cette jonction PN crée une barrière de potentiel. Lorsque les grains de lumière (les photons) heurtent la surface de ce matériau, ils transfèrent leur énergie aux atomes de la matière. Ce gain d'énergie libère des électrons de ces atomes, créant des trous et des électrons. Ceci engendre donc une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel crée un champ E qui draine les porteurs libres vers les contacts métalliques des régions P et N. Il en résulte alors un courant électrique et une différence de potentiel dans la cellule PV [1] [6]. (Pour plus de détail voir [11-18]).

I.2.2. Caractéristique électrique d'une cellule photovoltaïque

Comme mentionné ci-dessus, la cellule PV est l'élément de base permettant la conversion des photons issus de la lumière en électron. Sa caractéristique courant-tension ressemble à celle d'une diode Shockley et peut fonctionner dans trois quadrants: source de puissance (zone I), charge de surintensité (zone II), et charge à contre-courant (zone IV) comme le montre la figure I.2.

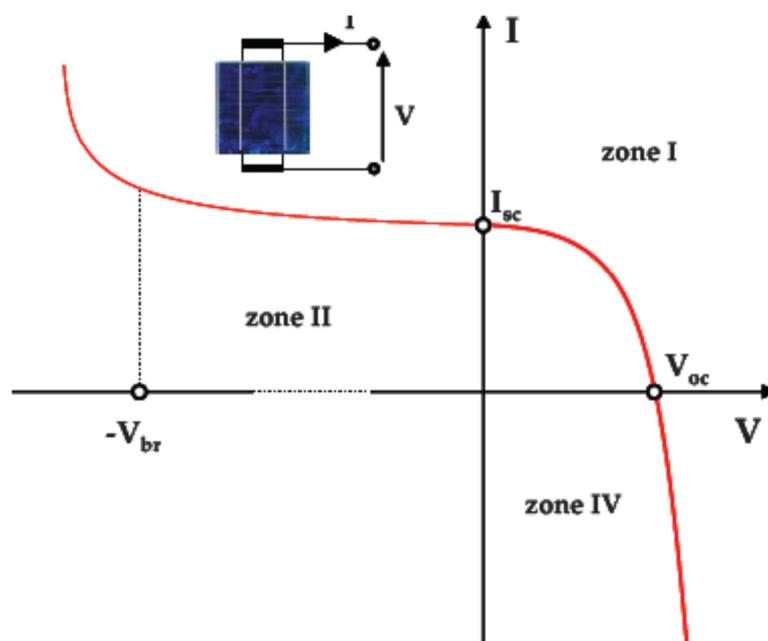


Figure I.2: Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.

En fonctionnement nominal, les cellules PV sont utilisées pour produire de l'énergie avec une tension de circuit ouvert (V_{co}) d'environ 0.6V pour les technologies cristallines et des courants de court-circuit (I_{cc}) de plusieurs ampères suivant le nombre et la surface des cellules et leur technologie. La cellule PV peut aussi fonctionner en charge de surintensité ou à contre-courant ce qui peut la détruire irrémédiablement [2] [6] [10].

Afin d'éviter ces modes de fonctionnement des protections sont utilisées: diodes by-pass et protection contre-courant. Les diodes bypass permettent d'éviter qu'un courant de surintensité circule à travers les cellules en lui proposant un chemin alternatif. Pour éviter le fonctionnement de la cellule en contre-courant, des fusibles ou diode sont implantées en entrée d'un string de cellules (Voir paragraphe I.4).

La figure I.3 illustre un exemple de cellule PV et de module en silicium [5].

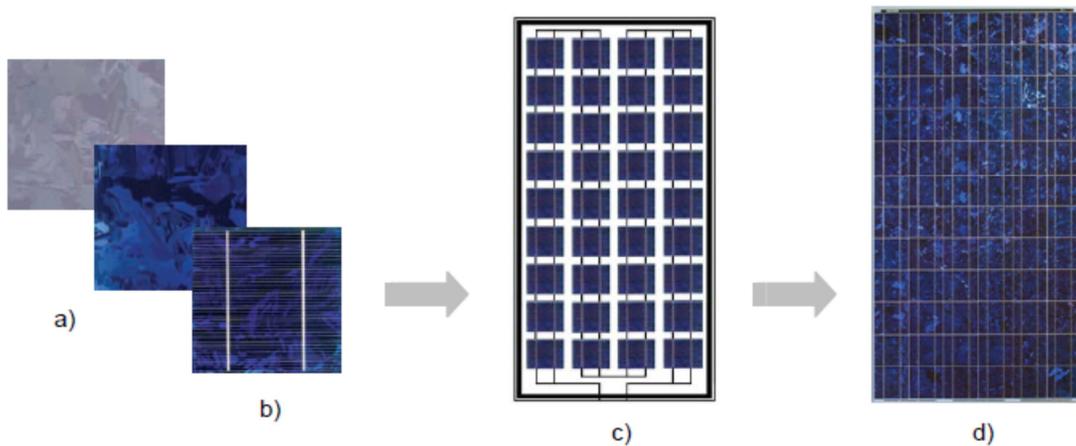


Figure I.3: Exemple de cellule et de module photovoltaïque en silicium [5].

- a) Plaquettes sans connectique, b) Cellule PV élémentaire, c) Module photovoltaïque, d) Module PV poly-cristallin commercial.

I.2.3. Influence de la température et de l'éclairement

La caractéristique d'une cellule PV (ou d'un générateur PV) est directement dépendante de l'éclairement et de la température [1].

La figure I.4 montre les caractéristiques courant-tension (I-V) d'un module photovoltaïque pour différents niveaux d'éclairements à une température donnée de 25°C.

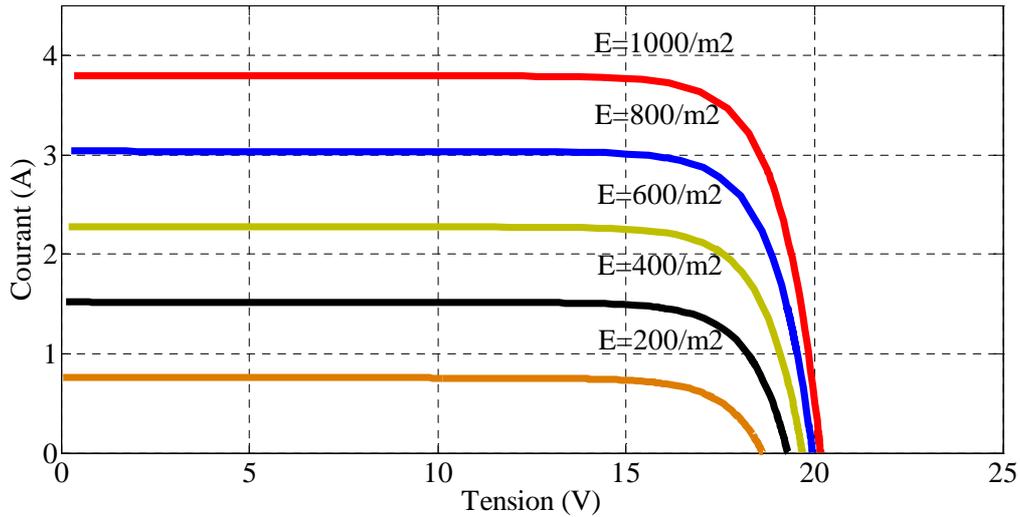


Figure I.4: Caractéristique (I-V) d'un module PV pour différents niveaux d'éclairement et une température de 25°C.

Nous remarquons qu'à température constante donnée ici à 25°C :

- ✓ Le courant de court-circuit (I_{cc}) varie proportionnellement à l'éclairement.
- ✓ La tension à vide (V_{co}) varie peu avec l'éclairement. Elle peut être considérée comme une constante pour une installation donnée. Les influences de ces paramètres se traduisent donc par des variations de la caractéristique utile du générateur photovoltaïque avec les conditions d'éclairement.

La température a également une influence sur la caractéristique d'un générateur PV. La figure I.5 présente la variation des caractéristiques (I-V) d'un module PV pour différents niveaux de température à un éclairement donné de 1000W/m².

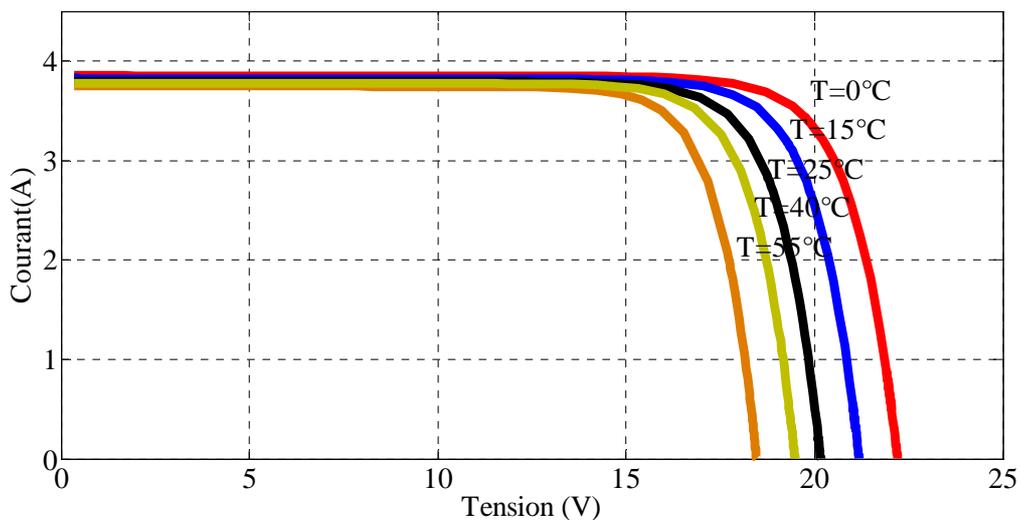


Figure I.5 : Caractéristique (I-V) d'un module PV pour différents niveaux de température et un éclairement de 1000W/m².

Nous remarquons qu'à éclairement constant donné ici par 1000W/m^2 :

- ✓ La tension à vide (V_{co}) décroît avec la température. Plus la température est élevée plus V_{co} est faible,
- ✓ Le courant de court-circuit (I_{cc}) augmente légèrement avec la température. Cette hausse est nettement moins importante que la baisse de tension. L'influence de la température sur (I_{cc}) peut être négligée dans la majorité des cas.

La température et l'éclairement sont donc les deux principaux paramètres qui modifient la caractéristique d'un générateur PV. Ces deux paramètres devront donc être étudiés avec soin lors de la mise en place d'une installation PV [6].

Les figures I.6 et I.7 représentent respectivement l'influence de l'ensoleillement et de la température sur la caractéristique (P-V) d'un module PV.

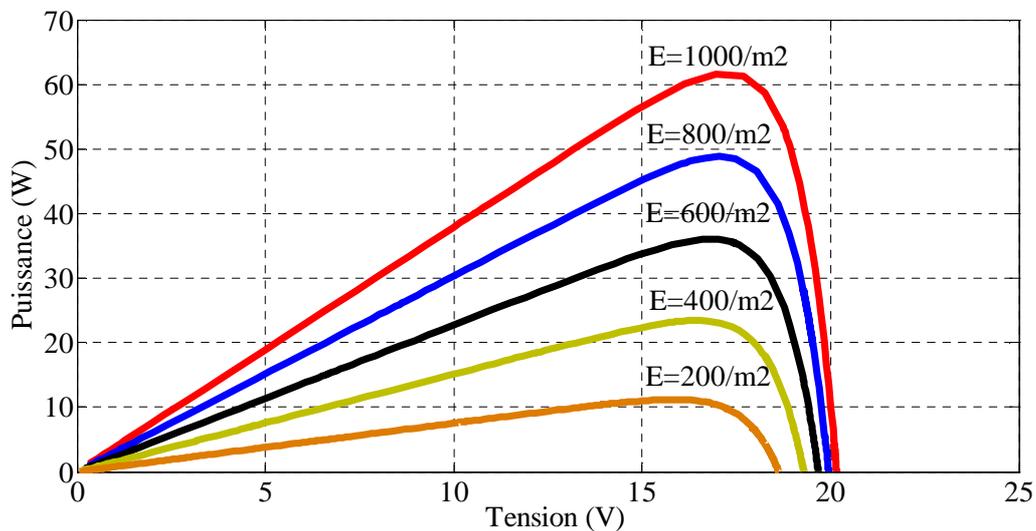


Figure I.6 : Caractéristique (P-V) d'un module PV pour différents niveaux d'éclairement et une température constante de 25°C.

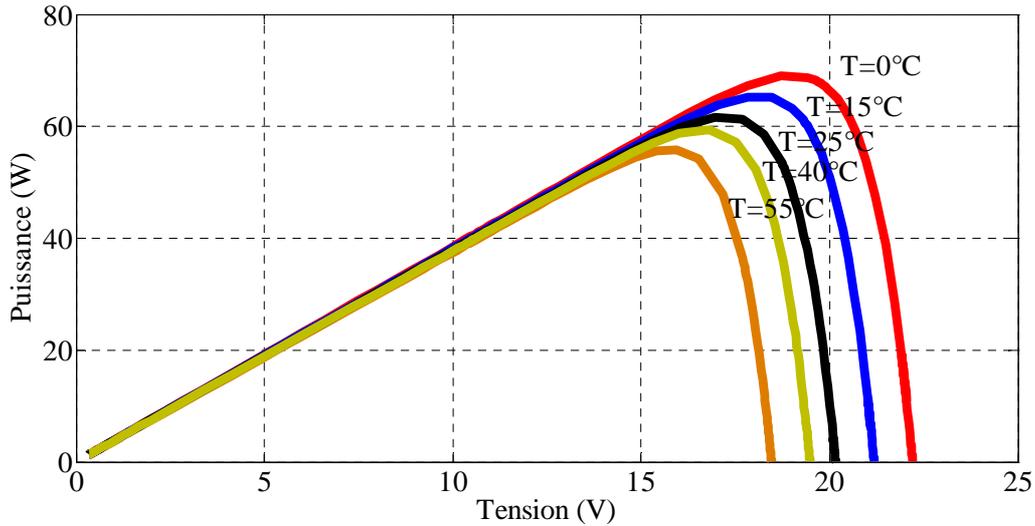


Figure I.7 : Caractéristique (P-V) d'un module PV pour différents niveaux de température et un éclairement constant de 1000W/m^2 .

I.3. Notion de module et de champ PV

La tension et le courant, donc la puissance, d'une cellule ne sont pas adaptés aux applications courantes, il est donc nécessaire d'associer plusieurs cellules. De plus, les cellules photovoltaïques sont fragiles et sensibles à l'environnement extérieur, elles sont donc munies d'une protection mécanique, l'encapsulation. Pour toutes ces raisons, les cellules sont assemblées en modules photovoltaïques [3].

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

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire de regrouper les modules en série et en parallèle. Ce groupement forme un champ photovoltaïque [3].

La figure I.8 montre un schéma d'un champ photovoltaïque composé de modules branchés en série-parallèle [7].

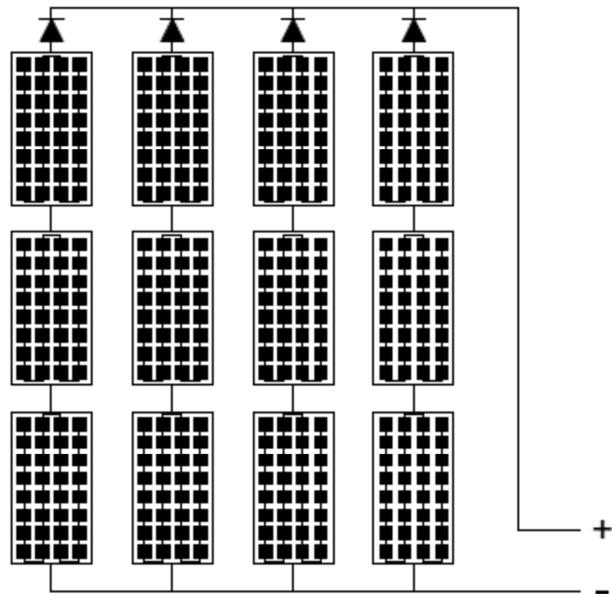


Figure I.8 : Champ photovoltaïque composé de modules branchés en série-parallèle.

Il existe plusieurs configurations possibles pour interconnecter les modules dans un champ photovoltaïque: Série, Parallèle, Série-Parallèle, Total Cross Tied, Bridge-Linked et Honey-Comb [23]. Nous discuterons cette partie dans la section I.10.2.

I.4. Système de protection

Pour garantir la durée de vie d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules PV afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de cellules en série et de modules en parallèle [4]. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles :

I.4.1. Diode by-pass

La diode by-pass est connectée en antiparallèle avec un groupe de cellules pour protéger les cellules les plus faibles contre la polarisation inverse [3-5] [9] [10] [21].

Les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds (hot spot) et la destruction des cellules mal éclairées [5] [13]. La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur, par la perte d'une partie de la production d'énergie et par la présence de maximums locaux de puissance.

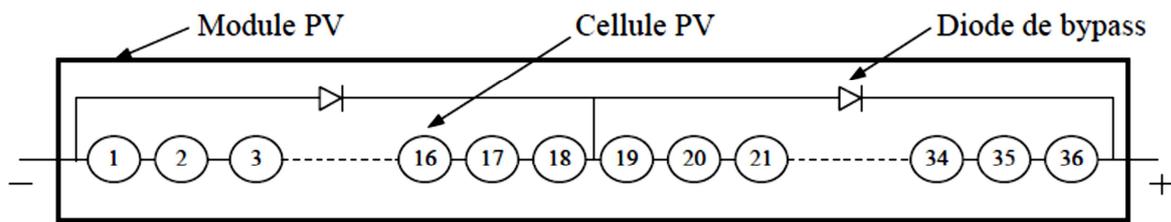


Figure I.9: Utilisation de la diode by-pass [3].

I.4.2. Diode anti-retour

La tension produite par chaque string peut être différente. Lors de la mise en parallèle de ces strings pour former un champ, le string avec la tension la plus faible peut absorber un courant inverse provenant des autres strings. Cela conduit donc à une baisse de production et les modules du string traversés par le courant inverse pourraient être également susceptibles de la défaillance [3]. Pour éviter ces courants inverses, une diode anti-retour est placée au bout de chaque string (Figure I.10).

La diode anti-retour empêche un courant négatif dans les générateurs photovoltaïques. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit [4] [5] [13] [21].

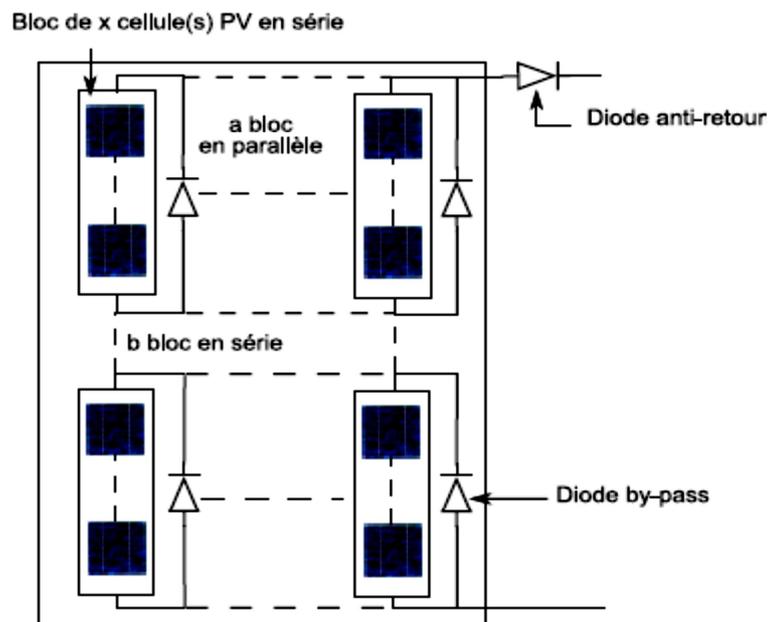


Figure 1.10 : Exemples d'association sécurisée des modules PV en série parallèle avec leurs diodes de protection (by-pass et anti-retour).

I.5.Cause de mismatch et ombrage partiel

Le retour d'expérience de la filière solaire, montre que les contraintes technologiques et météorologiques se traduisent par une incapacité des installations photovoltaïques à extraire la totalité de la puissance disponible au sein des cellules [2].

La différence entre la puissance maximale du champ PV et la somme des puissances maximales de chaque module est appelée perte par mismatch. Les pertes par mismatch sont essentiellement provoquées par la dispersion des caractéristiques électriques des modules du champ PV. En effet, le plus souvent, les modules composant un champ n'ont pas exactement le même comportement électrique à cause de leurs propriétés intrinsèques ou bien de leur environnement de fonctionnement. Ceci provoque des pertes par couplage. Les propriétés intrinsèques des modules peuvent être différentes pour plusieurs raisons : tolérances des fabricants de modules PV, dégradation lumineuses ou physiques des cellules au cours de leur vie et détérioration de la cellule lors de son fonctionnement (effet hot spot). L'autre cause principale de mismatch est celle causée par l'environnement du champ et plus particulièrement la distribution de l'éclairement et de la température. La caractéristique courant-tension des modules PV varie avec l'éclairement et la température comme le montre les figures I.6 et I.7. Si les modules du champ PV reçoivent un éclairement identique et fonctionnent à la même température, alors le mismatch environnemental n'aura pas lieu. En pratique, des ombres sont souvent projetées sur le champ à un moment de la journée, elles pourraient être provoquées par la poussière, les nuages, les arbres, bâtiments ou autres objets aux alentours. Les causes du mismatch peuvent donc être classifiées en deux catégories : celles causées par la dispersion des propriétés électrique intrinsèques et celles causées par l'environnement de fonctionnement des modules [2].

Les pertes par mismatch causées par l'environnement sont prédominantes sur celles des propriétés intrinsèques des modules, particulièrement lorsque ceux-ci sont connectés en série. Pour cette raison, la suite de l'étude se concentrera sur l'influence de l'ombrage partiel d'un champ sur sa production.

I.6. Pertes de production dues à l'ombrage

Nous avons vu dans le paragraphe précédent que l'ombrage partiel est un problème contraignant pour l'exploitation des champs photovoltaïques. En effet, le module photovoltaïque réagit de manière très sensible aux phénomènes d'ombrages. Le rendement baisse fortement au-delà d'un certain pourcentage de la surface ombragée [19].

Le facteur d'impact de l'ombrage (*Shade Impact Factor* "SIF") peut être calculé comme suit :

$$SIF = \left(1 - \frac{P_{shade}}{P_{sys}}\right) \frac{A_{sys}}{A_{shade}} \quad (I.1)$$

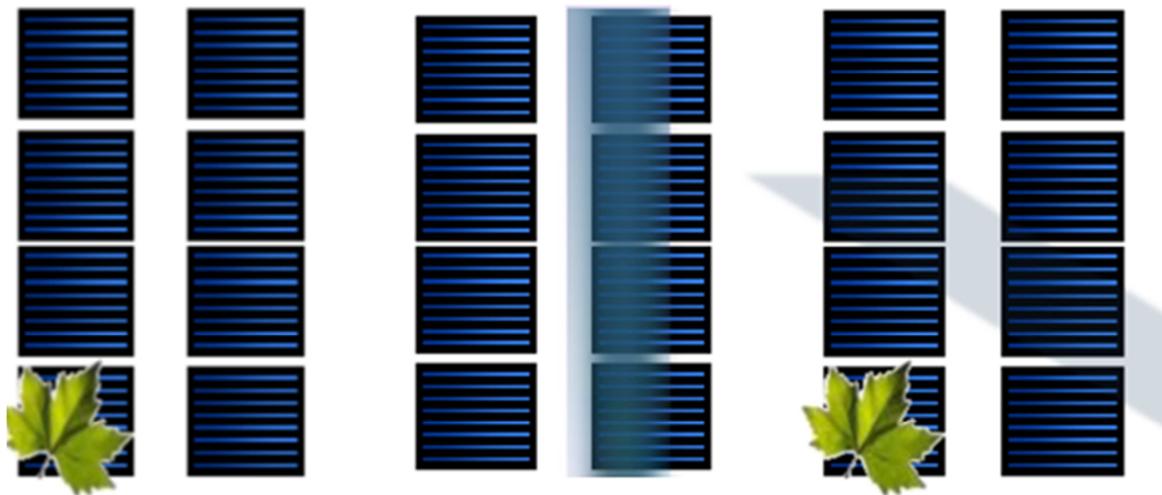
Ou :

A_{sys} et A_{shade} représentent respectivement la surface totale du champ photovoltaïque et la surface ombragée.

P_{sys} et P_{shade} sont respectivement la puissance nominale et la puissance extraite sous l'effet d'ombrage.

L'ombrage influe de manière fondamentale sur la production globale d'un système photovoltaïque [8] [23] [25-28] [41].

La figure I.11 illustre trois configurations pour un module composé de deux chaînes. Dans le premier cas, figure I.11.a, une défaillance est apportée à une cellule et est représentée par une feuille localisée. Dans le cas de la figure I.11.b, un poteau représente l'ombrage d'une chaîne et finalement, en figure I.11.c, est représenté l'ombrage mixte provoqué par un obstacle éloigné et une feuille.



a) Ombrage partiel localisé b) Ombrage porté homogène c) Ombrage mixte.

Figure I.11 : Différents types d'ombrage.

I.7. Modules PV soumis aux ombrages partiels et problématique de la connexion série de cellules PV

Dans des conditions d'ensoleillement optimales, les cellules solaires auront une tension optimale (V_{opt}) comprise entre 0.5V et 0.7V. De ce fait, les modules photovoltaïques sont le

plus souvent constitués de cellules connectées en série dans le but d'augmenter la tension globale du module et de faciliter l'exploitation de la puissance. Ainsi les tensions des cellules vont s'ajouter et le courant traversant les cellules sera identique. Dans le même principe, même si cette configuration est rarement utilisée à l'échelle des cellules, il est possible de les connecter en parallèle pour accroître le courant [20].

Ces types d'association peuvent être effectués avec des groupements de cellules sans qu'il y ait de difficultés d'associations. Il est toutefois recommandé d'avoir des cellules de caractéristiques électriques très proches pour éviter toute disparité et des pertes de performances.

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

Une occultation d'une cellule engendre dans ces conditions une perte importante de puissance. Lorsque la différence de courant entre les cellules saines et la cellule occultée est importante, la tension aux bornes de la cellule devient négative et passe en fonctionnement récepteur.

Il faut alors tenir compte de la caractéristique inverse de la cellule et de sa zone d'avalanche. La figure I.12 montre l'association de trois cellules dont une est ombragée. On peut voir que pour un courant donné, la cellule ombragée va voir sa tension devenir négative et s'approcher de la tension de claquage V_b [21].

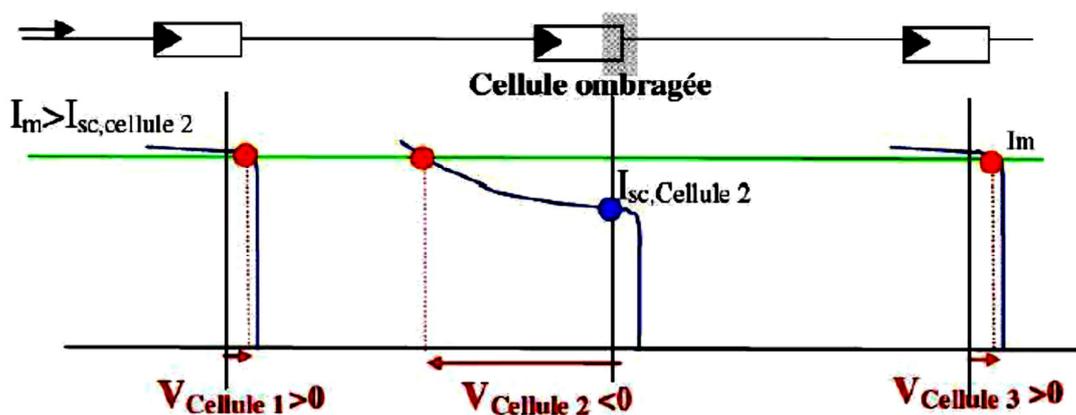


Figure I.12: Principe de la connexion de groupements de cellules PV en série dont l'une des cellules est soumise à un ombrage [21].

La cellule photovoltaïque dans son cadran récepteur va chauffer et devra dissiper l'excédent de température. Ce qui peut aboutir à la détérioration de la cellule. Ce phénomène, est appelé hot spot (point chaud) (Figure I.13). Dans le cas où le courant débité par les cellules saines permet de polariser la cellule à une tension supérieure en valeur absolue à V_b , il y aura claquage de la jonction [20]. La figure I.13 montre un exemple d'une cellule qui a chauffé suite au problème de hot spot.

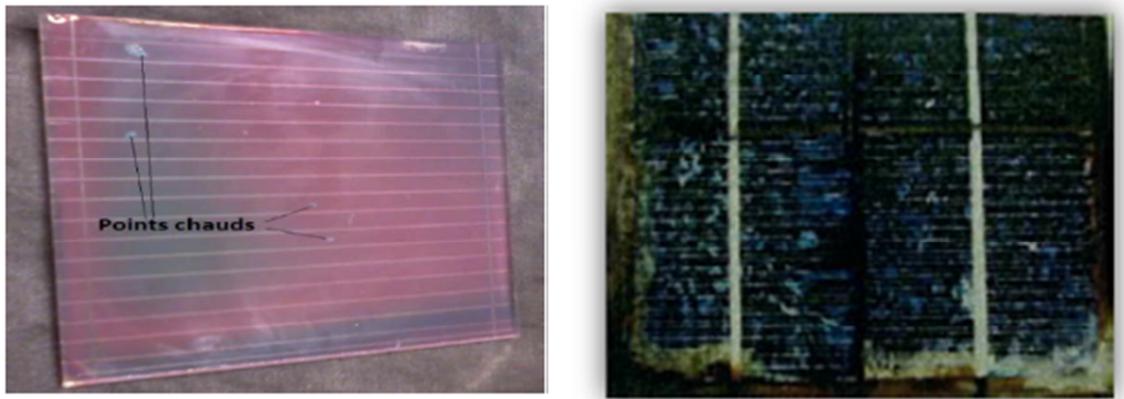


Figure I.13 : Exemple d'une cellule qui a chauffé suite au problème de hot spot [8].

La longueur des chaînes de cellules dans un module photovoltaïque est définie par le cas critique, c'est-à-dire le cas où une cellule est dans l'obscurité et que l'ensemble des autres cellules se décharge dans celle-ci. Nous retrouvons des chaînes de cellules pour les modules silicium d'environ 20 cellules pour une tension V_b autour de -20V. Pour pouvoir augmenter la tension et donc le nombre de cellules mises en série, une diode de protection appelée diode by-pass est mise en antiparallèle sur chaque chaîne permettant de court-circuiter la chaîne ombragée si sa tension à ses bornes devient négative [20].

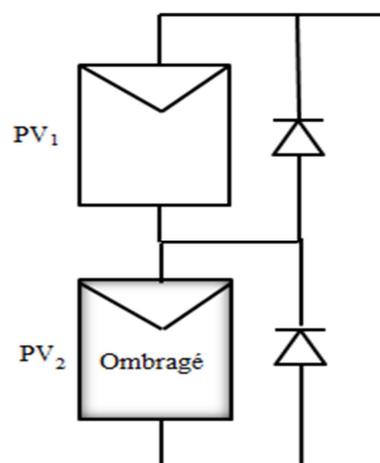


Figure I.14 : Deux modules mis en série avec diodes by-pass dont l'un des modules est ombragé.

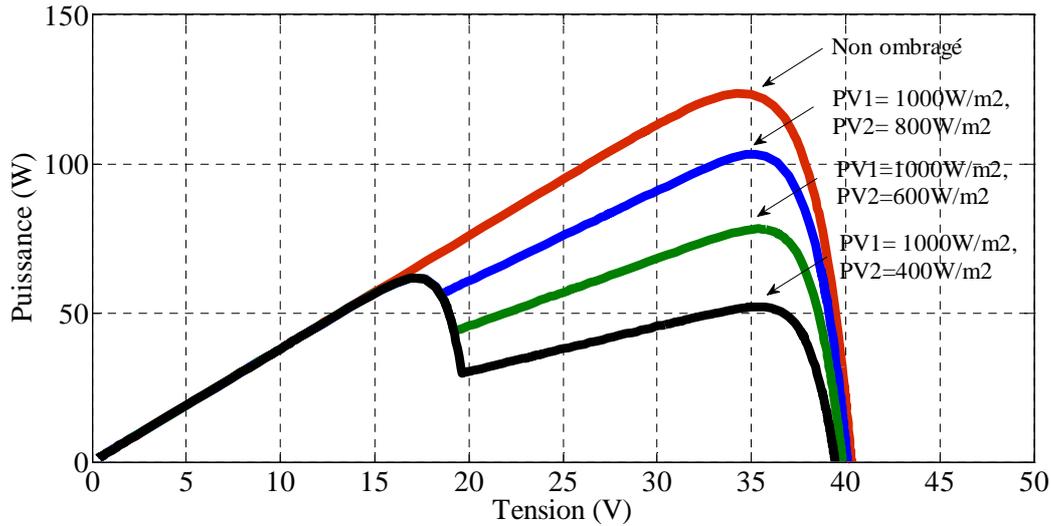


Figure I.15 : Caractéristiques (P-V) de deux modules mis en série avec et sans ombrage partiel.

La figure I.15 montre la caractéristique (P-V) de deux modules mis en série et dont un est ombragé. L'effet de la diode by-pass va se traduire par une discontinuité de la caractéristique (P-V) et fait apparaître dans le cas d'ombrage partiel, plusieurs maximums de puissance. A faible tension (fort courant), le module défaillant qui ne peut pas fournir le courant nécessaire, est totalement déconnecté. A forte tension (faible courant), le courant de la chaîne est limité par la cellule la plus faible. Dans le premier cas, le module défaillant ne produit pas d'énergie, dans le second cas le module défaillant limite l'énergie des modules non-ombragés.

I.8. Fonctionnement à puissance maximale et apparition des maximums locaux

Lors de l'enclenchement des dispositifs de sécurité, des irrégularités typiques apparaissent dans les caractéristiques (P-V) du générateur photovoltaïque (Figure I.16). Cette figure reflète l'ampleur du déficit en puissance que peut provoquer un ombrage ainsi que la possibilité d'apparition de plusieurs maxima locaux de puissance. Face à de tels cas de figure, les algorithmes MPPT classiques sont automatiquement mis en échec. En effet, ils sont conceptuellement dédiés à la recherche d'un maximum de puissance pour des conditions d'éclairage uniformes [5] [6]. Pour faire face à ce problème, de nombreux travaux ont été menés pour adapter les algorithmes MPPT à ce cas de figure (Voir Chapitre IV).

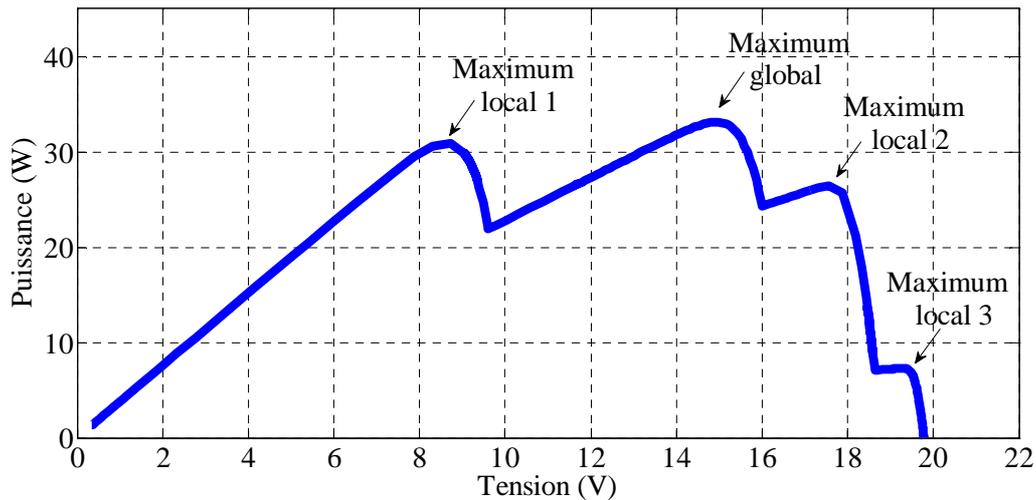


Figure I.16: Module ombragé avec plusieurs maxima.

I.9. Modélisation électrique d'une cellule PV

Nous présentons dans cette partie les modèles existants afin de choisir le mieux adapté dans le cas de l'ombrage partiel.

I.9.1. Modèle simple diode

Le modèle électrique le plus communément utilisé par la communauté travaillant sur le photovoltaïque est le « modèle à une diode » (Figure I.14). Il permet de représenter l'éclairement et la conversion PV par une source de courant parfaite (I_{ph}), une diode additionnelle qui représente le comportement de la cellule PV, une résistance mise en parallèle (R_p) modélise les divers courants de fuite et une résistance mise en série (R_s) modélise la qualité des contacts et les pertes dans les pistes/connectiques/câbles [20].

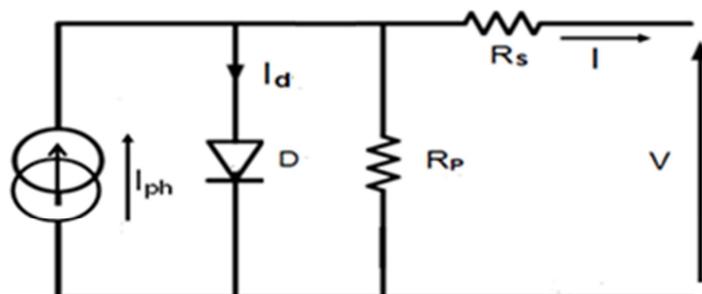


Figure I.17 : Schéma électrique du modèle à une diode d'une cellule PV.

Ce modèle équivalent électrique décrit des phénomènes statiques se produisant dans une cellule PV soumise à la lumière. Il est équivalent à l'équation suivante :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{V+R_s I}{nV_t} \right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_p} \quad (I.2)$$

Où :

I: Courant de sortie [A].

V : Tension de sortie [V].

I_{ph} : Photo-courant [A].

I_s : Courant de saturation de la diode [A].

R_s : Résistance série liée aux pertes ohmiques de la connectique [Ω].

R_p : Résistance parallèle liée aux pertes engendrées par des courants de fuites [Ω].

n : Coefficient d'idéalité de la diode.

$V_t = kT/q$: Potentiel thermodynamique..

q : Charge d'un électron [1.602×10^{-19} C].

k : Constante de Boltzmann [1.602×10^{-23} J/K].

T : Température [K].

Ce modèle est simple à utiliser et à implémenter. Il permet de générer une caractéristique (I-V) ou (P-V) pour mettre au point un étage de conversion et sa commande MPPT mais il ne tient pas compte des constantes de temps liées à la durée de vie des charges générées à l'effet photovoltaïque, ni il représente le comportement d'une cellule en récepteur [20].

I.9.2. Modèle double diode

Le modèle dit double diode présenté sur la figure I.18 permet de représenter plus fidèlement la courbure de la zone non linéaire. Dans le modèle précédent, « modèle simple diode », la prise en compte du facteur d'idéalité n ne peut se faire que par une valeur fixe. En réalité, ce facteur est fonction de la tension aux bornes de la cellule due aux recombinaisons à la jonction. L'ajout d'une diode en parallèle avec la première permet alors de tenir compte de la variation de ce phénomène [21].

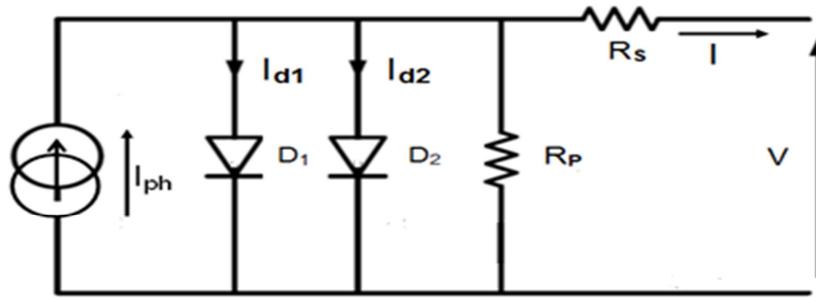


Figure I.18: Schéma électrique du modèle double diode d'une cellule PV.

L'équation équivalente décrivant le comportement statique de la cellule solaire peut alors s'écrire :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{n_1 V_t}\right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{n_2 V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_p} \quad (\text{I.3})$$

Avec :

n_1, n_2 : les facteurs d'idéalités.

I_{s1}, I_{s2} : les courants de saturation.

Le courant de saturation I_{s1} dépend du coefficient de diffusion et de la durée de vie des porteurs de charge photo-générés hors de la zone de charge d'espace. La seconde diode décrit la recombinaison des porteurs de charge dans la zone de charge d'espace. Le courant de saturation I_{s2} augmente avec la densité de porteurs de charge et le taux de recombinaison.

$$I_{s1} = C_{01} T^3 \left[\exp\left(-\frac{E_{gap}}{kT}\right) \right] \quad (\text{I.4})$$

$$I_{s2} = C_{02} T^5 \left[\exp\left(-\frac{E_{gap}}{2kT}\right) \right] \quad (\text{I.5})$$

Avec :

C_{01}, C_{02} : les coefficients thermiques.

E_{gap} : la tension de Gap [eV].

Les deux modèles décrits ci-dessus utilisés fréquemment pour représenter le comportement d'une cellule photovoltaïque nous permettent de bien modéliser son comportement lorsque celle-ci est en fonctionnement générateur d'énergie. Cependant, dans plusieurs cas de dysfonctionnement, ces modèles ne sont pas suffisants pour représenter les phénomènes physiques mis en jeu et leurs interactions, en particulier ceux que nous cherchons à étudier dans le cadre de notre travail de thèse lié aux effets d'ombrages. Pour augmenter le nombre de

phénomènes physiques mis en jeu et de nouveaux modes de fonctionnement comme des comportements résistifs, nous devons donc avoir des modèles aptes à faire apparaître dans l'équation (I.3), la tension de claquage (breakdown) de la jonction PN constituant la cellule PV [20].

I.9.3. Modèle de Bishop

Pour étudier les effets d'ombrages sur la caractéristique électrique des cellules solaires, nous devons prendre en compte l'ensemble de sa caractéristique, quel que soit son mode de fonctionnement. La prise en compte des phénomènes désignés sous le terme « effet bishop » fait apparaître la tension de claquage dans l'expression de la caractéristique (I-V) d'une cellule photovoltaïque. A partir de l'équation (I.6), nous pouvons à la fois décrire le fonctionnement en mode générateur d'une cellule et le fonctionnement en mode récepteur jusqu'au phénomène de claquage [20].

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{m_1 V_t}\right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{m_2 V_t}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V+R_s I}{R_p}\right) \left[1 + a \left(1 - \frac{V+R_s I}{V_b}\right)^{-n} \right] \quad (I.6)$$

Avec :

V_b : est la tension de claquage.

a et n : sont des constantes.

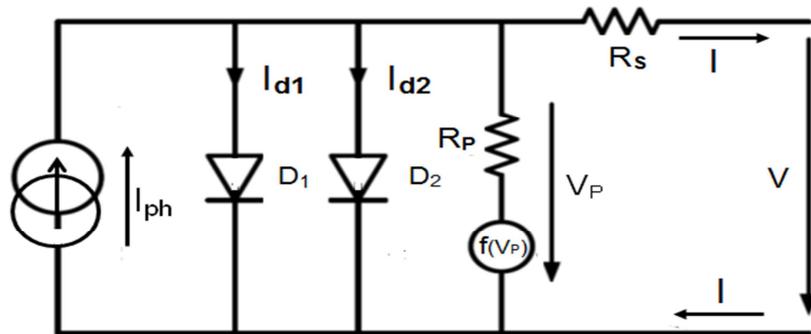


Figure I.19: Schéma électrique du modèle de Bishop d'une cellule PV.

I.10. Techniques de contrôle et circuit pour l'atténuation des effets d'ombrage partiel dans un champ photovoltaïque

L'ombrage partiel dans les champs photovoltaïques (PV) rend les techniques classiques de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) inefficaces. L'efficacité réduite des champs photovoltaïques ombragés est un obstacle important pour le développement rapide

des systèmes d'énergie solaire. Ainsi, réduire l'inadéquation de la puissance de sortie et les effets d'ombrage partiel est une tâche primordiale. Extraire la puissance maximale des champs photovoltaïques partiellement ombragés a été largement étudiée dans la littérature [42].

Les solutions proposées peuvent être classées en quatre groupes principaux. Le premier groupe comprend les techniques MPPT modifiées qui détectent correctement le point de puissance maximale global (PPMG). La deuxième catégorie comprend différentes configurations de champs par l'interconnexion des modules PV. La troisième catégorie comprend les différentes architectures de systèmes PV. La quatrième catégorie comprend les différentes topologies de convertisseurs.

La configuration du champ PV concerne les interconnexions des modules PV individuels et qui sont généralement soit Série (S), Parallèle (P), Série-Parallèle (SP), Total-Cross-Tied (TCT), Bridge-Linked (BL) et Honey-Comb (HC).

L'architecture du système PV décrit comment les convertisseurs de l'électronique de puissance sont reliés aux configurations des modules PV. Une architecture qui a un MPPT et / ou convertisseur au niveau du module peut souvent récolter plus d'énergie qu'un onduleur au niveau chaîne ou au niveau champ.

La topologie de circuit des convertisseurs de l'électronique de puissance peut être modifiée pour améliorer encore la puissance de sortie des systèmes PV dans le cas d'ombrage partiel et fournir un MPPT au niveau du module.

Dans ce qui suit les différentes approches de chaque catégorie proposée seront présentées et une brève discussion de leurs caractéristiques sera fournie [42].

I.10.1. Les techniques de poursuite du point de puissance maximale global (GMPPT) pour un champ PV partiellement ombragé

Sous des conditions de fonctionnement uniforme, la courbe caractéristique d'un champ PV présente un seul maximum de puissance qui peut être suivi en utilisant l'une des techniques conventionnelles. Une comparaison des techniques MPPT pour le fonctionnement normal du système PV est présentée dans [39]. Cependant, lorsque de multiples maxima de puissance existent, par exemple comme dans le cas d'un champ PV partiellement ombragé, ces techniques MPPT classiques ne fonctionnent pas bien [30]. Les multiples maxima se produisent en raison des diodes by-pass, qui sont utilisées pour éviter les points chauds formés lorsque des cellules dans un module ou des modules dans une chaîne, reçoivent moins d'irradiation que les autres. Ainsi, il est impératif d'utiliser des techniques MPPT qui suivent

de façon fiable l'unique maximum global de puissance présent dans un champ ombragé et par conséquent une maximisation de la puissance produite [23].

Récemment, les différentes techniques MPPT qui abordent la condition d'ombrage partiel ont été largement présentées dans la littérature [42]. Elles comprennent à titre d'exemple, la méthode de contrôle dite « Extremum Seeking Control (ESC) » [64], la méthode de recherche Cuckoo « Cuckoo Search (CS) » [65], la méthode d'optimisation par colonie de fourmis « Ant Colony Optimisation (ACO) » [66], l'algorithme de l'évolution différentielle « Differential Evolution Algorithm (DE) » [67] [91], l'optimisation par essaims de particules « Particle Swarm Optimisation (PSO) » [71], algorithme de recherche de Fibonacci [72], la méthode de recherche de Segmentation, [73] et les algorithmes intelligents [62] [78] [79] [81] [83] [89] [94]....etc. Ces exemples seront également abordés dans la chapitre IV.

I.10.2. Les configurations du champ photovoltaïque

Des recherches portant sur l'influence de l'ombrage sur la production de champs solaires ont suscité l'intérêt de reconfigurer le câblage des cellules solaires en vue de réduire les pertes par mismatch au sein d'un module. L'application de cette solution au champ PV, en considérant des modules et non plus des cellules, a mené à la première solution consistant à ajouter des connexions supplémentaires entre les modules de strings adjacents [2] [19].

Trois schémas de connexions alternatifs (BL, TCT et HC présentés sur la figure I.21) ont été proposés pour être comparés aux schémas de connexions traditionnels (S, P et SP présentés sur la figure I.20).

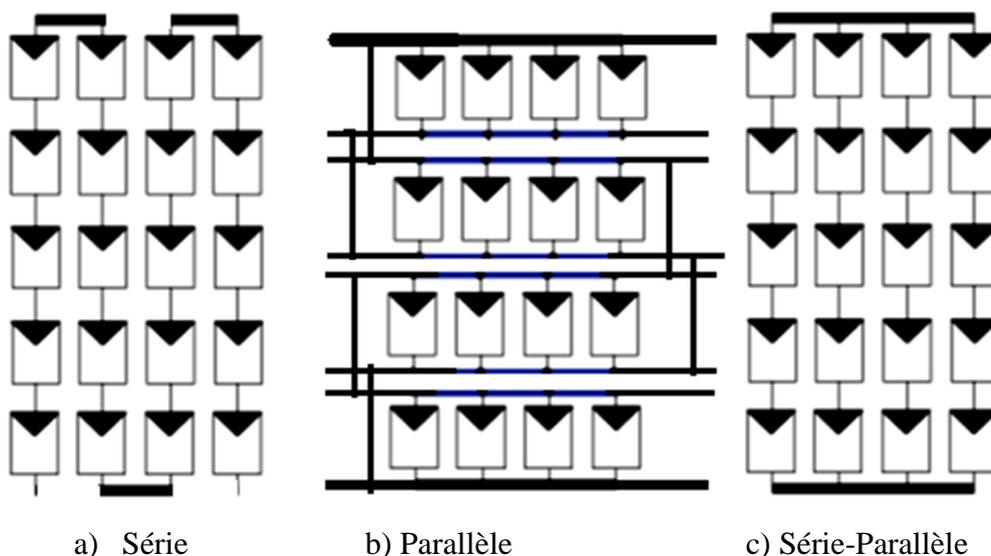


Figure I.20: Les différents schémas d'interconnexions traditionnels des modules PV.

Les deux configurations Série (Figure I.20.a) et Parallèle (Figure I.20.b) sont des configurations de base pour l'interconnexion des modules PV. Le couplage en série des modules permet d'augmenter la tension du champ PV. Dans la connexion parallèle le courant global est la somme de tous les courants. La connexion Série-Parallèle (SP) est la plus utilisée et est obtenue par la mise en série des modules PV pour former un string ou branche afin d'atteindre la tension nécessaire requise. Ces strings sont alors connectés en parallèle afin d'augmenter le courant de sortie total, comme le montre la figure I.20.c.

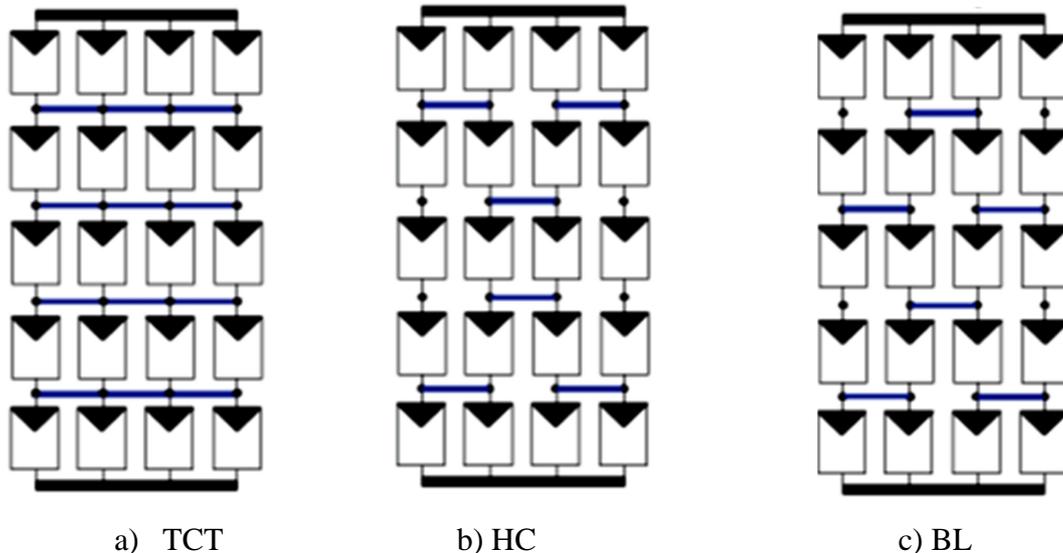


Figure I.21: Les différents schémas d'interconnexions alternatifs des modules PV.

Dans la configuration TCT (Figure I.21.a), les modules sont d'abord liés en parallèle pour former des groupes de connexion-parallèle ; ces derniers seront ensuite connectés en série. Donc dans ce type de couplage les modules PV sont totalement connectés. Les deux configurations HC et BL sont présentées sur la figure I.21.b et I.21.c. Elles réduisent le nombre de connexions entre les modules de strings adjacents de moitié environ, par rapport à la configuration TCT, ce qui réduit considérablement la quantité et la durée de câblage du champ PV.

Plusieurs chercheurs ont étudié l'effet de l'ombrage partiel sur les performances des différentes configurations de champs PV [25] [49] [51] [56-58] [61] [69].

❖ Les champs PV reconfigurables

Les champs PV reconfigurables sont une autre solution viable pour compenser la perte de puissance due à la condition d'ombrage partiel. Par exemple, un champ PV reconfigurable avec la configuration TCT est présenté dans [43]. Le système photovoltaïque se compose

d'une partie fixe et un petit banc d'adaptation des modules PV utilisé pour la compensation de l'énergie, comme représenté sur la figure I.22. Une fois que l'ombrage est détecté, une matrice de commutation reconfigure les modules PV. Les modules ombragés dans la partie fixe sont compensés par les modules dans le banc d'adaptation. Ainsi, le système PV produit une puissance constante, même lorsqu'il est ombragé.

L'équipement d'un champ PV connecté en TCT de taille 3×3 (trois modules PV dans chaque rangée et trois modules PV dans chaque colonne) avec une partie adaptative de 3×3 peut augmenter le PPM de 60%. Par conséquent, le champ PV reconfigurable montre une plus grande amélioration du PPM par rapport à la configuration TCT et BL. Cependant, le champ PV reconfigurable n'est pas rentable, par rapport aux configurations TCT et BL, en raison de l'exigence d'un système de contrôle complexe et des modules PV supplémentaires. Un autre inconvénient majeur du champ PV reconfigurable est sa performance dans des conditions d'ombrage sévères: avec un faible nombre de cellules dans le banc d'adaptation, il n'est pas pratique pour compenser toutes les cellules ombragées. Un grand banc d'adaptation augmente d'une manière significative les coûts d'installation et nécessite un algorithme de contrôle complexe [42].

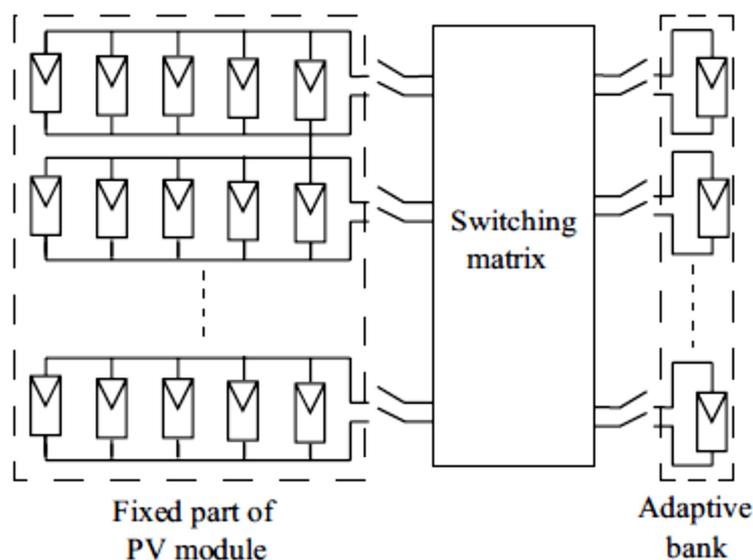


Figure I.22 : Décomposition d'un champ PV reconfigurable [42].

I.10.3. Architecture des systèmes photovoltaïques

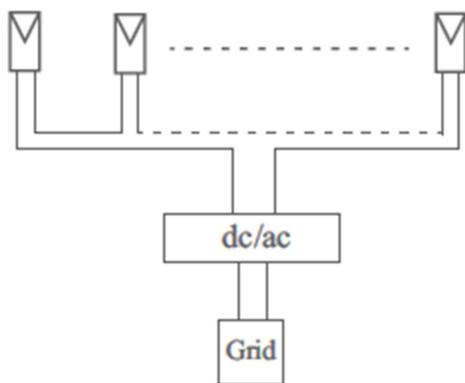
L'architecture centralisée, les micro-convertisseurs connectés en série, les micro-convertisseurs connectés en parallèle, et micro-onduleurs sont les architectures de base pour les systèmes PV connectés au réseau, comme représenté sur la figure I.23.

L'architecture la plus classique est l'architecture centralisée, représentée sur la figure I.23.a, dans lequel le PPM global des modules PV individuels ne peut pas être suivi. Donc, cette architecture est plus vulnérable à l'ombrage et les pertes par mismatch.

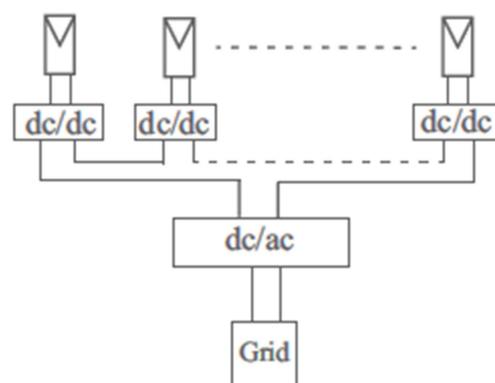
Dans l'architecture micro-convertisseur connectés en série, représenté sur la figure I.23.b, des convertisseurs DC-DC sont utilisés pour suivre le PPM des modules individuels. La sortie des convertisseurs connectés en série est introduite dans un onduleur central.

Dans le micro-convertisseur connecté en parallèle, représenté sur la figure I.23.c, les modules sont reliés à l'onduleur central en utilisant des convertisseurs DC-DC individuels.

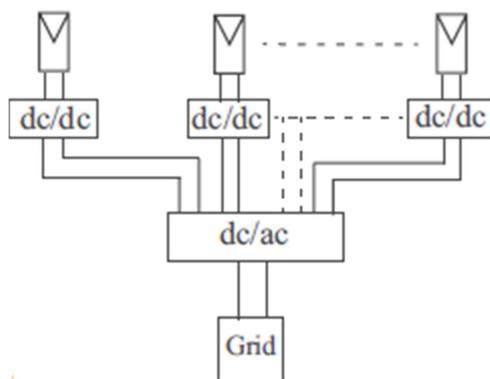
Alternativement, l'architecture de micro-onduleur, représentée la figure I.23.d, élimine l'onduleur central et permet un MPPT pour des modules individuels. A l'exception de l'architecture centrale, les autres architectures permettent un MPPT au niveau du module et sont adaptés pour les conditions d'ombrage partiel [42].



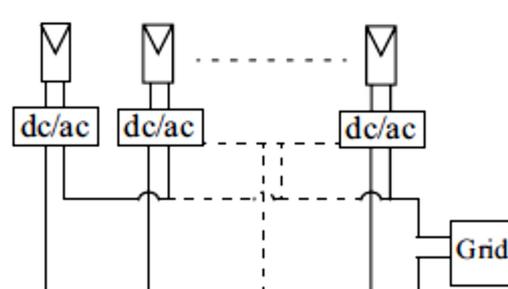
(a) Centralisée.



(b) Micro-convertisseur connecté en série.



(c) Micro-convertisseur connecté en parallèle.



(d) Micro-onduleur.

Figure I.23: Architectures des systèmes PV.

I.10.4. Topologie des circuits convertisseurs

Plusieurs topologies de convertisseurs existent permettant de réduire ainsi les pertes dues à l'effet d'ombrage partiel, parmi ces topologies de circuits on peut citer : Les convertisseurs multi-niveaux (Multilevel Diode Clamped Converters), les circuits d'injection de la tension (Voltage Injection), les circuits de génération de contrôle « Generation Control Circuits (GCC)», convertisseurs intégrés aux modules « Module Integrated Converters MIC» et les convertisseurs à entrées multiples (Multiple Input Converters). Le principe de fonctionnement ainsi que les avantages et les inconvénients de chaque topologie de circuits convertisseurs sont présentés dans [42] [90].

I.11. Conclusion

Toutes les informations recueillies dans ce chapitre permettent de mener à bien nos travaux en vue d'améliorer les performances des systèmes PV quelles que soient leurs conditions d'utilisation. Nous avons pu mettre en avant la problématique de la thèse en introduisant de nombreux problèmes qui réduisent aujourd'hui l'extraction de la puissance maximale produite par un générateur photovoltaïque allant des pertes de production à des défaillances définitives. Comme nous l'avons montré, la caractéristique électrique du module PV va présenter de multiples pics ce qui rend difficile la recherche du point de puissance maximale.

L'ombrage impacte de manière fondamentale sur la production globale d'un système photovoltaïque. La modification du schéma de câblage d'un champ PV permet de réduire les pertes par mismatch ce qui augmente la puissance fournie à la charge (DC ou AC).

Chapitre II: Etude et modélisation des différentes configurations d'un champ photovoltaïque

II.1. Introduction

L'ombrage partiel est la cause majeure des pertes par mismatch qui peuvent réduire considérablement le rendement des champs photovoltaïques. L'ombrage partiel peut être causé par les nuages, les arbres, les constructions, les cheminées, la neige, la poussière, les fientes d'oiseaux etc.....

La présence de l'ombre sur les panneaux photovoltaïques cause des masques qui bloquent toute ou une partie du rayonnement direct du soleil, ainsi il y a une perte de l'énergie reçue par les cellules. De plus, quand une cellule est ombragée ; elle devient équivalente à une résistance qui consomme l'énergie produite par les cellules voisines. L'énergie absorbée est transformée en chaleur ce qui augmente la température de la cellule et l'endommagement. Ceci est connu sous l'effet de hot spot ou « point chaud ». Ce problème peut être résolu en utilisant les diodes de dérivation by-pass. De même, l'ombrage partiel d'un module unique dans une série de modules limitera la puissance de l'ensemble du générateur photovoltaïque.

L'effet d'ombrage et son impact sur les performances des modules PV ont été largement étudiés [48] [52] [53] [60].

La configuration des champs PV qui est considérée dans le présent chapitre est l'une des solutions qui permet de réduire considérablement les pertes par mismatch. Elle est basée sur les interconnexions des modules PV et qui consiste principalement dans les configurations suivantes: la configuration Série (S), Parallèle (P), Série-Parallèle (SP), Total-Cross-Tied (TCT), Bridge-Linked (BL) et Honey-Comb (HC).

Plusieurs modèles peuvent être utilisés pour l'étude et l'analyse de l'effet de l'ombrage sur les performances des différentes configurations d'un champ PV, afin de réduire les pertes et trouver la meilleure configuration qui fournit les meilleures performances.

Dans ce chapitre, toutes les configurations seront modélisées et simulées sous l'environnement Simulink/SimPower en utilisant le modèle de Bishop qui décrit mieux le comportement électrique de la cellule photovoltaïque à des fortes tensions négatives ; les

caractéristiques puissances tension (P-V) et courant tension (I-V) de toutes les configurations sous les conditions standards et d'ombrages partiels seront ainsi présentées.

II.2. Modélisation et simulation d'un module photovoltaïque dans des conditions d'ombrage partiel en utilisant le modèle de Bishop

Comme nous l'avons déjà expliqué dans le premier chapitre, les cellules ombragées dans un module PV peuvent être entraînées dans la région de tension négative. S'il n'y a pas de diodes de dérivation (by-pass) pour la protection des cellules, un claquage de la diode peut se produire lors de fortes tensions négatives. Ce claquage n'est pas pris en compte dans le modèle à deux diodes [50] [53]; par conséquent, le modèle de Bishop qui comprend un terme d'extension qui décrit le claquage de la diode à fortes tensions négatives est utilisé [45].

Le circuit équivalent de ce modèle est donné sur la figure I.19 et le comportement électrique de la cellule solaire sur toute la plage de tension peut être décrit par l'équation (I.6).

Le modèle du générateur photovoltaïque présenté est implémenté dans l'environnement Simulink/SimPower.

La figure II.1 montre le modèle Simulink/SimPower d'un module PV.

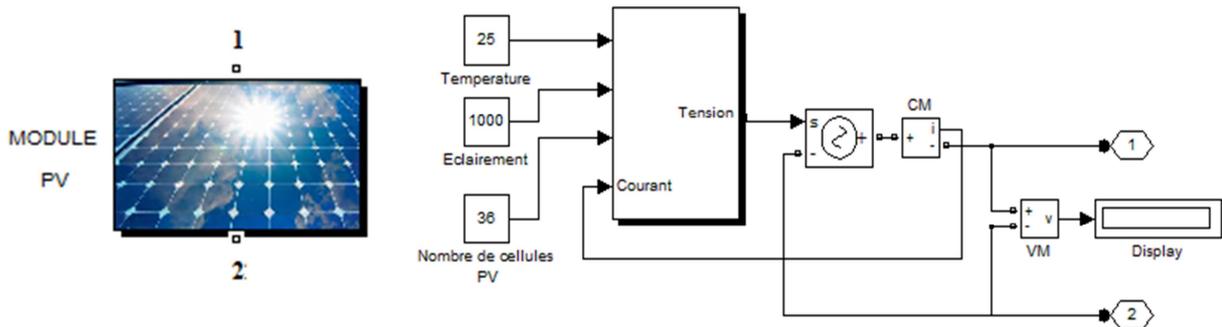


Figure II.1: Le modèle Simulink/ SimPower d'un module PV.

La figure II.2 montre le bloc Simulink/SimPower d'un système photovoltaïque typique (stand-alone) qui est constitué des éléments suivants : un module PV, un contrôleur MPPT, un convertisseur DC-DC (Boost) et une batterie.

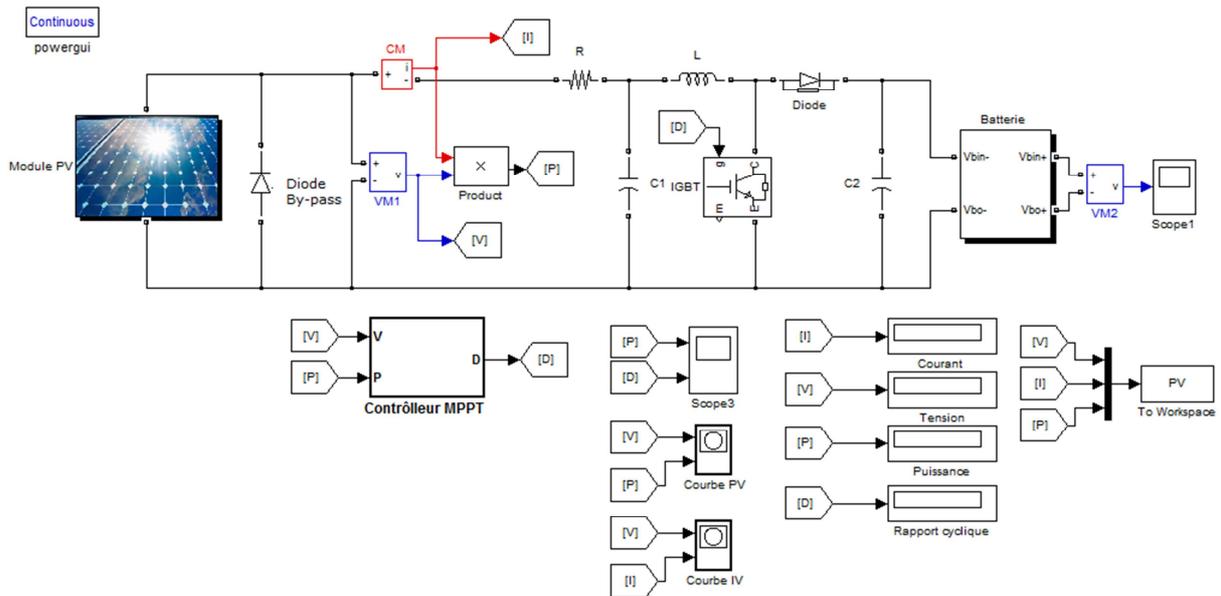


Figure II.2 : Modèle Simulink/SimPower d'un système photovoltaïque.

Comme exemple de simulation, les figures II.3 et II.4 montrent respectivement les caractéristiques puissance-tension (P-V) et courant-tension (I-V) d'un module photovoltaïque constitué de 36 cellules obtenues avec Simulink/SimPower utilisant le modèle décrit ci-dessus. La simulation a été réalisée dans les conditions standards c'est à dire sans ombrage (à 25°C et 1000W/m²) et sous des conditions d'ombrage partiel à 25°C et différents niveaux d'éclairement : 18 cellules sont exposées à un éclairement de 1000 W/m², 12 cellules sont exposées à 800 W/m², 4 cellules sont exposées à 600 W/m² et 2 cellules sont exposées à un éclairement de 200 W/m². Les paramètres de la cellule solaire utilisés dans cette simulation sont [59]:

$$m_1 = 1, I_{s1} = 1.26 * 10^{-9} \text{ A}, m_2 = 2, I_{s2} = 2.53 * 10^{-6} \text{ A}, R_s = 1\text{m}\Omega, R_p = 1 \text{ k } \Omega; I_{ph} = 3.798\text{A}.$$

Les termes de Bishop : $V_b = -15\text{V}$, $a = 2 * 10^{-3}$, $n = 3$.

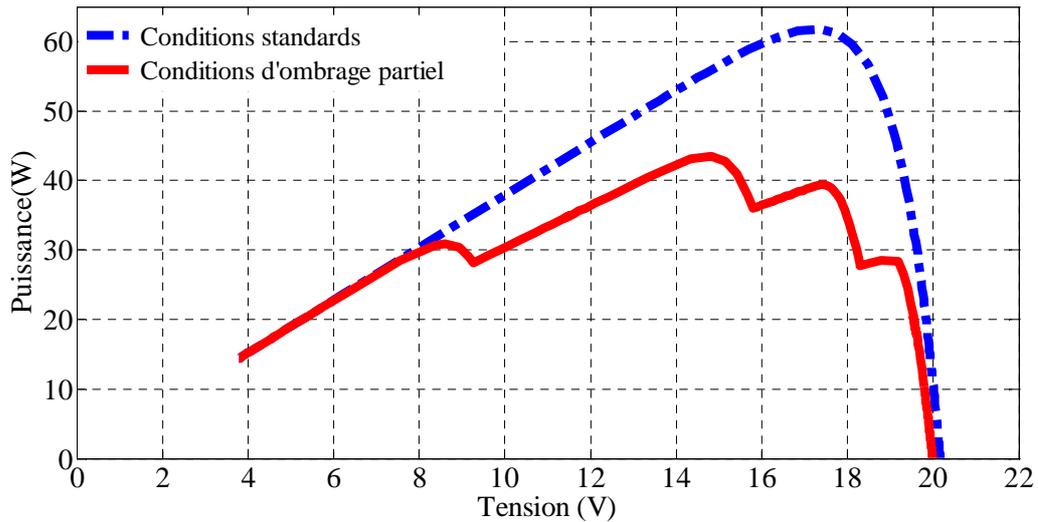


Figure II.3: Les caractéristiques (P-V) d'un module PV sous les conditions standards et d'ombrage partiel.

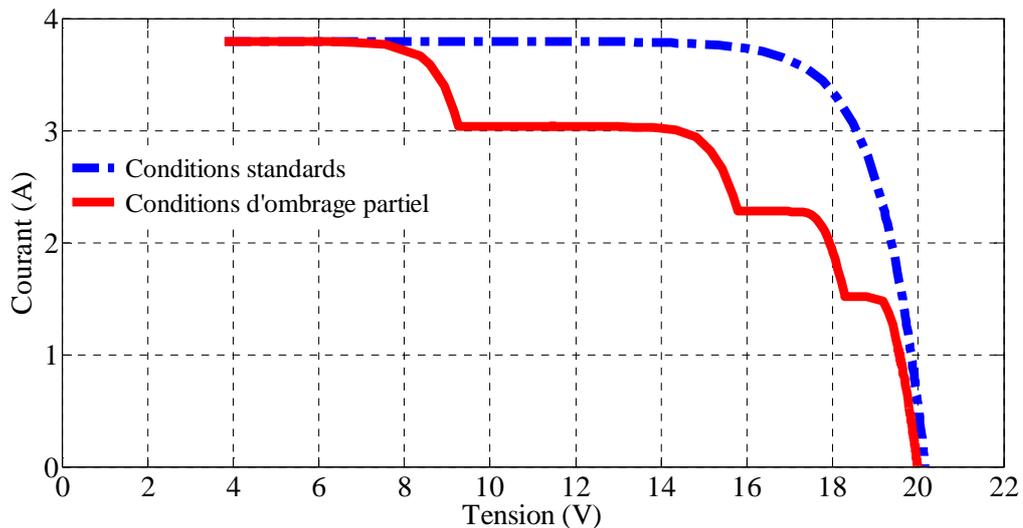


Figure II.4: Les caractéristiques (I-V) d'un module PV sous les conditions standards et d'ombrage partiel.

Dans des conditions d'ombrage partiel, la caractéristique puissance tension (P-V) présente de multiples pics et la puissance de sortie maximale est environ 43.51W. Le tableau II.1 donne la puissance maximale, la tension et le courant du module dans des conditions standards et d'ombrage partiel.

Tableau II.1: Point de puissance maximale du module PV sous des conditions standards et d'ombrage partiel.

Conditions de fonctionnement	Point de puissance maximale		
	P _{Max} (W)	V _{Max} (V)	I _{Max} (A)
Conditions standards	61.76	17.38	3.55
Ombrage partiel	43.51	14.81	2.94

II.3. Modélisation, présentation et simulation des différentes configurations PV sous des conditions d'ombrage partiel

Le but de cette partie est la modélisation et la présentation de toutes les configurations du champ PV utilisées. Pour toutes les simulations effectuées sur les différentes configurations, nous avons utilisé 24 modules PV et chaque module est constitué de 36 cellules connectées en série et protégées par des diodes by-pass montées en anti parallèles. La température a été fixée à 25°C et les niveaux d'éclairement des patterns d'ombrage sont illustrés sur le tableau II.2.

Dans ce travail, pour toutes les simulations effectuées sur les différentes configurations de champ PV sous différents scénarios d'ombrage, le mot « pattern d'ombrage » va désigner les différentes valeurs du niveau d'éclairement reçus par chaque module PV dans une configuration.

Les mots « Row » et « String» désigneront respectivement la disposition des modules PV dans une configuration en ligne et colonne. Les patterns d'ombrage sont donnés en (W/m²).

Tableau II.2 : Illustration des patterns d'ombrage pour un champ PV de 6x4.

	String1	String 2	String 3	String 4
Row 1	800	200	400	1000
Row 2	800	200	1000	1000
Row 3	800	1000	1000	1000
Row 4	1000	1000	1000	1000
Row 5	1000	1000	1000	1000
Row 6	1000	1000	1000	1000

II.3.1. La configuration Parallèle (P) (*Parallel configuration*)

Le modèle Simulink/SimPower de la configuration parallèle du champ photovoltaïque est représenté sur la figure II.5. Les caractéristiques (P-V) et (I-V) sous les conditions uniformes

et d'ombrage partiel de cette configuration sont présentées respectivement par les figures II.6 et II.7.

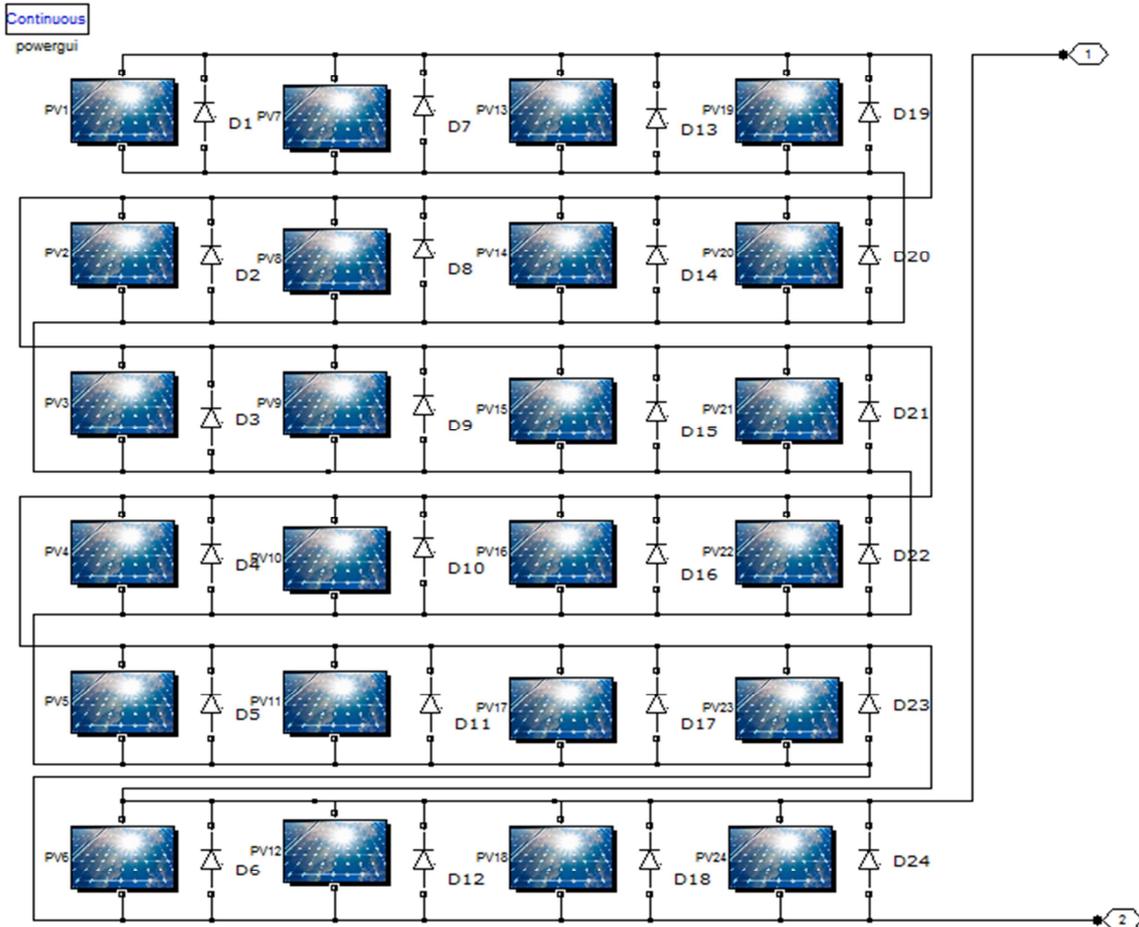


Figure II.5 : Modèle Simulink/SimPower de la configuration parallèle.

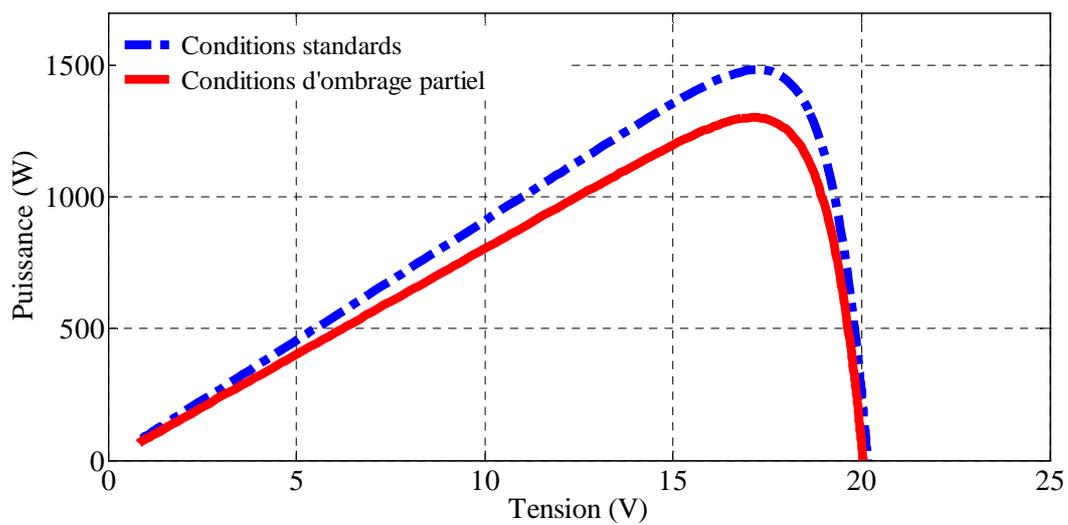


Figure II.6: Les caractéristiques (P-V) de la configuration parallèle de champ PV de 6x4 sous les conditions uniformes et d'ombrage partiel.

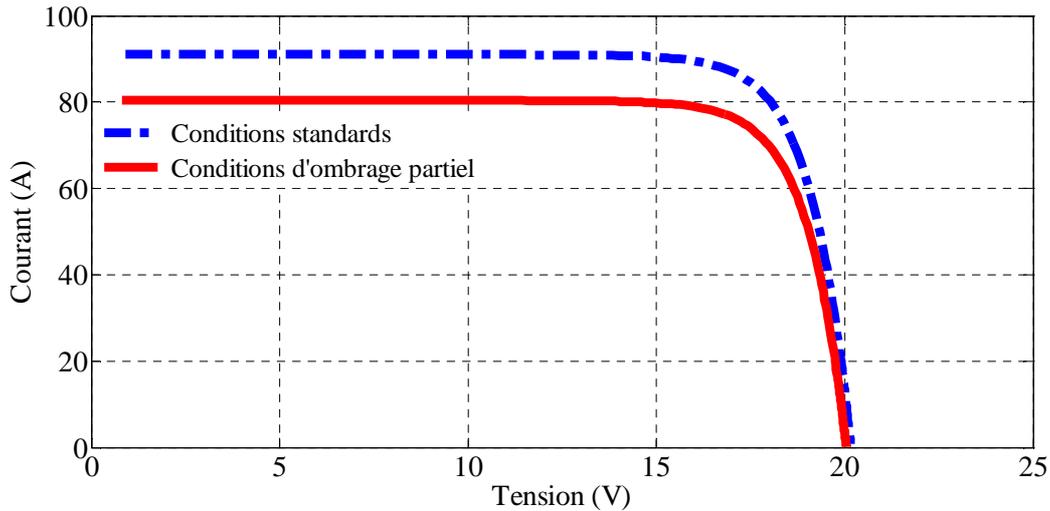


Figure II.7: Les caractéristiques (I-V) de la configuration Parallèle de champ PV de 6x4 sous les conditions uniformes et d'ombrage partiel.

Nous remarquons que les caractéristiques obtenues présentent un pic unique, même dans des conditions d'ombrage partiel et la présence des diodes by-pass dans le cas parallèle n'a pas un grand effet sur la forme des caractéristiques (absence des maximums locaux).

II.3.2. La configuration Série (S) (*Series configuration*)

Le modèle Simulink/SimPower de la configuration série pour 24 modules est représentée sur la figure II.8. Les caractéristiques (P-V) et (I-V) sous les conditions uniformes et d'ombrage partiel de cette configuration sont présentées respectivement sur les figures II.9 et II.10.

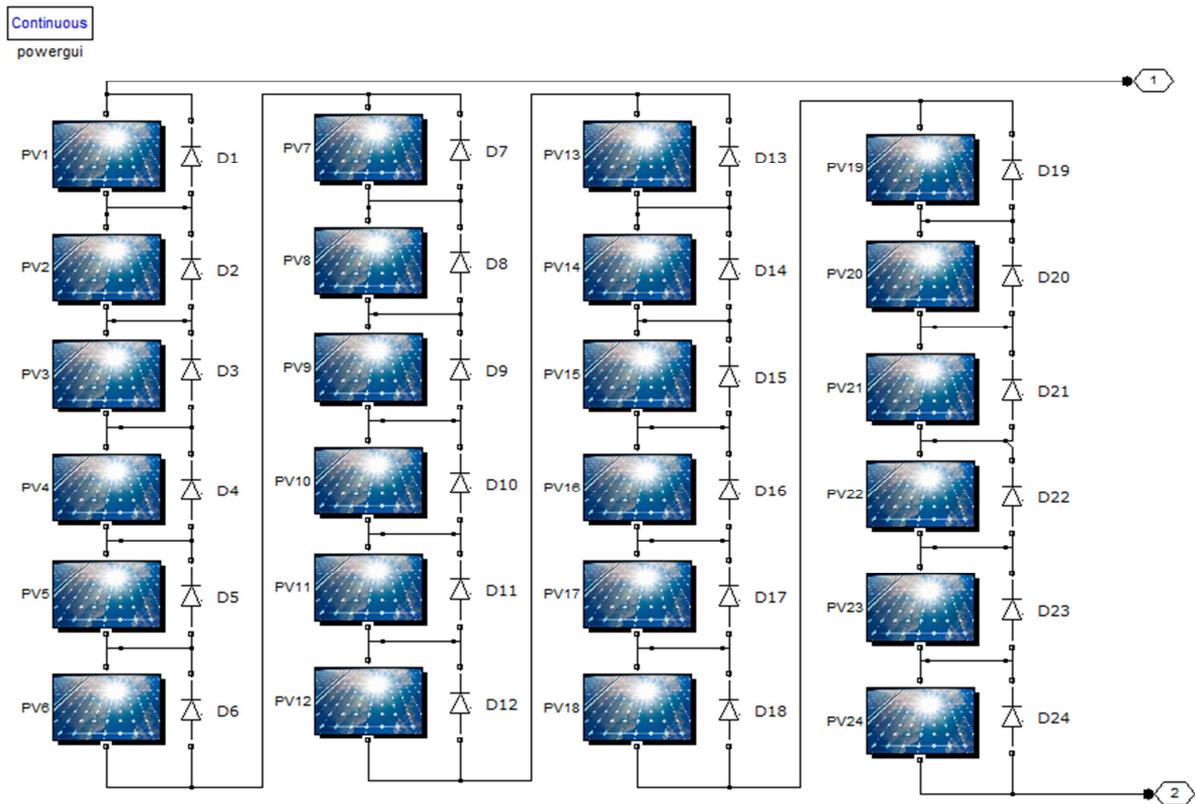


Figure II.8: Le modèle Simulink/SimPower de la configuration Série.

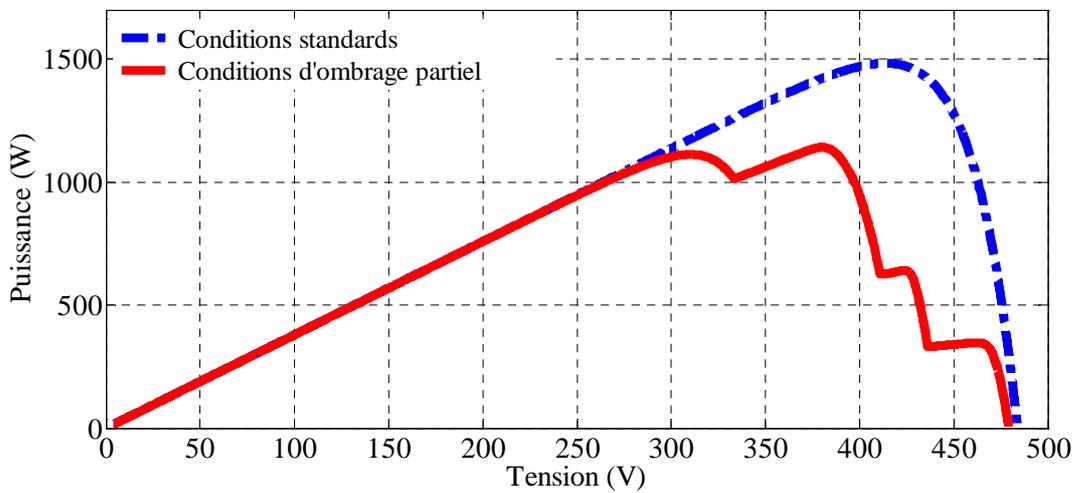


Figure II.9: Les caractéristiques (P-V) de la configuration Série de champ PV de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.

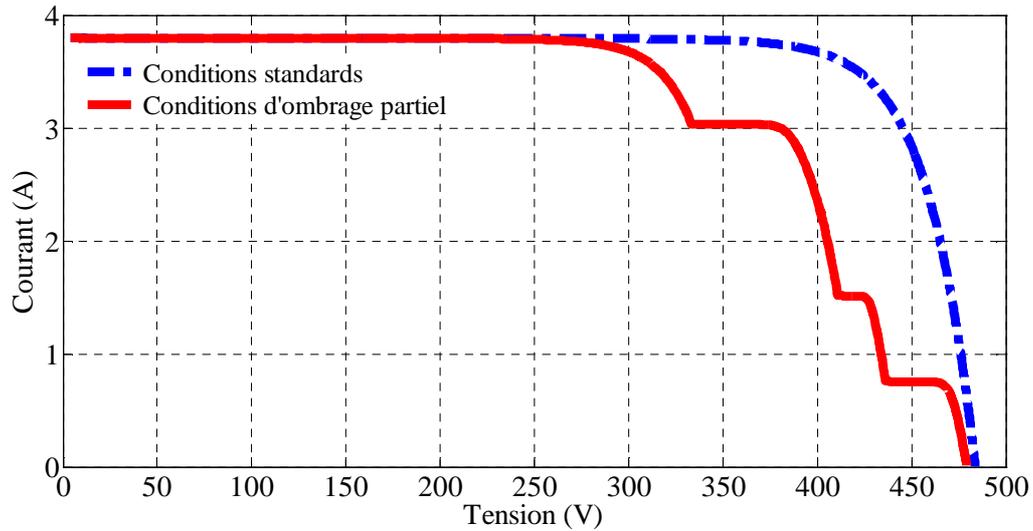


Figure II.10: Les caractéristiques (I-V) de la configuration Série de champ PV de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.

II.3.3. La configuration Série-Parallèle (SP) (*Series-Parallel configuration*)

Le modèle Simulink/SimPower pour la configuration Série-Parallèle est montré sur la figure II.11. Le champ photovoltaïque possède quatre strings parallèles et chaque string contient six modules connectés en série. Les caractéristiques (P-V) et (I-V) sous les conditions uniformes et d'ombrage partiel pour la configuration Série-Parallèle sont présentées respectivement sur les figures II.12 et II.13.

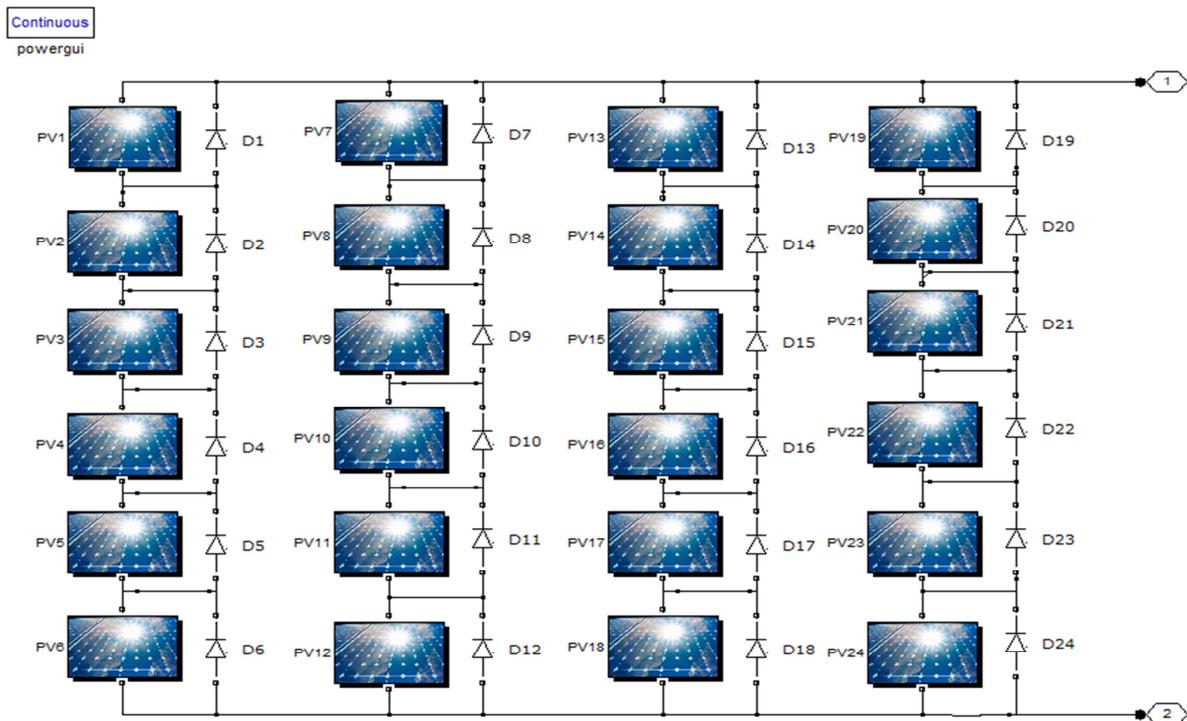


Figure II.11: Le modèle Simulink/SimPower de la configuration Série-Parallèle.

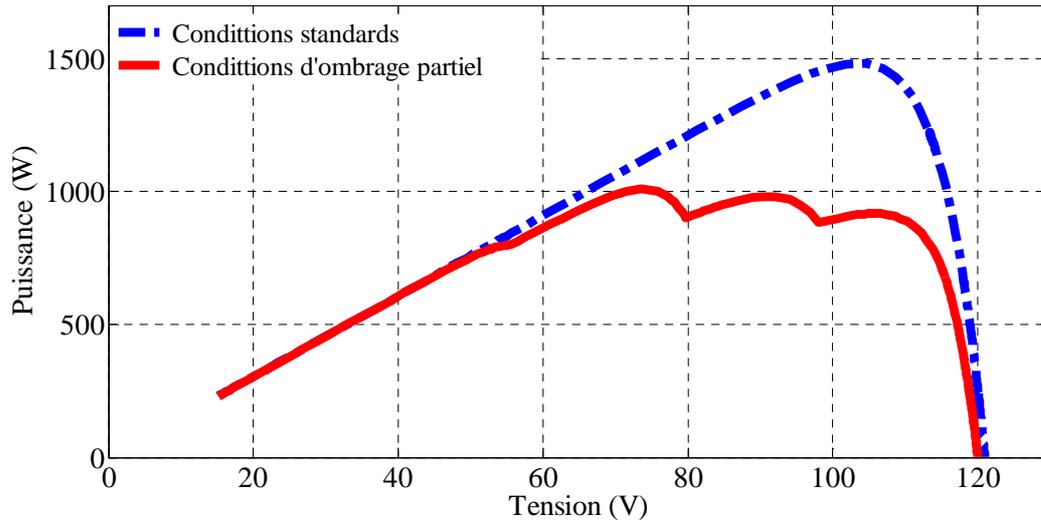


Figure II.12: Les caractéristiques (P-V) de la configuration série-parallèle de champ PV de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.

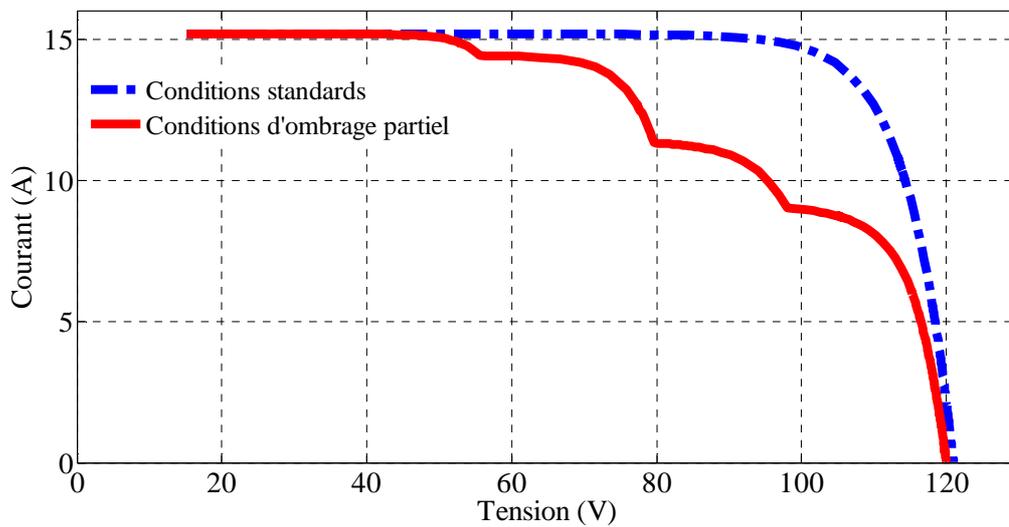


Figure II.13: Les caractéristiques (I-V) de la configuration série-parallèle de champ PV de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.

II.3.4. La configuration TCT (*Total Cross Tied configuration*)

La figure II.14 montre l'architecture de la configuration TCT où chaque module PV est relié à son module PV adjacent. Tous les modules photovoltaïques sont ensuite totalement connectés. Les caractéristiques (P-V) et (I-V) sous les conditions uniformes et d'ombrage partiel de la configuration TCT sont présentées respectivement sur les figures II.15 et II.16.

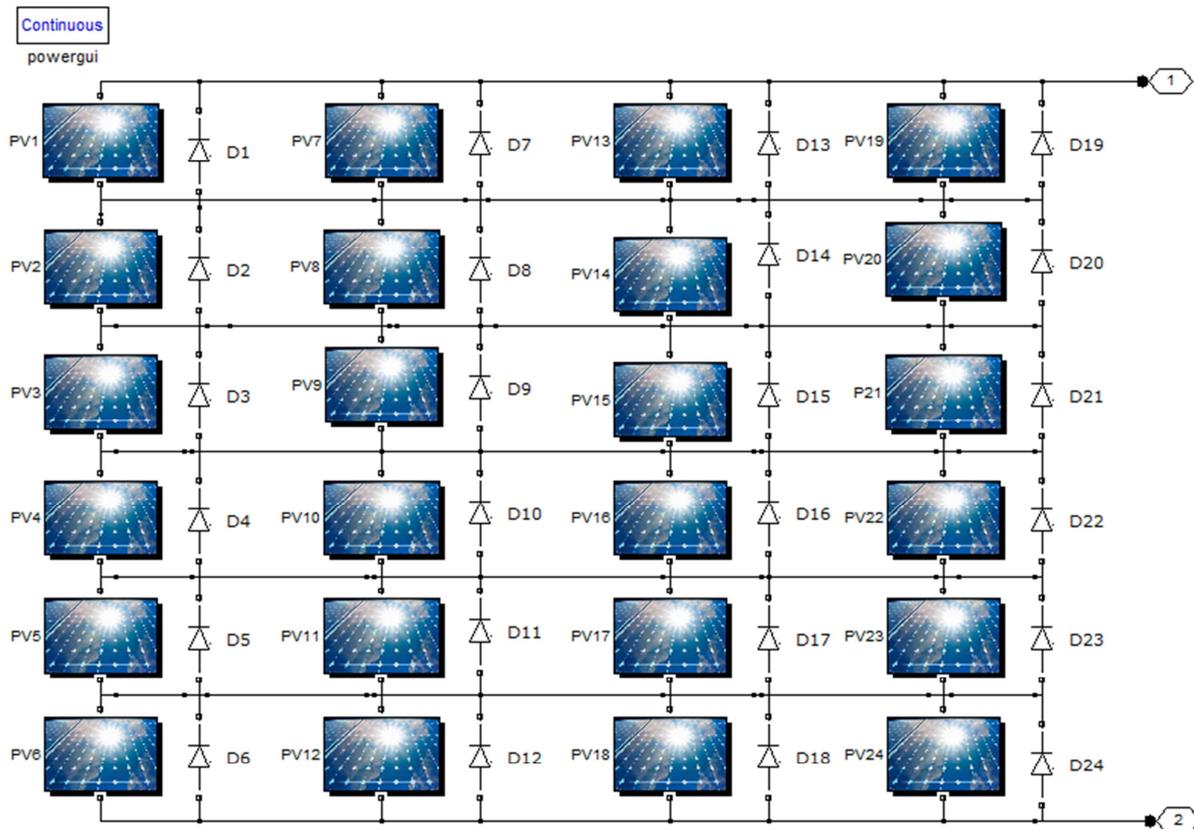


Figure II.14 : Le modèle Simulink/SimPower de la configuration TCT.

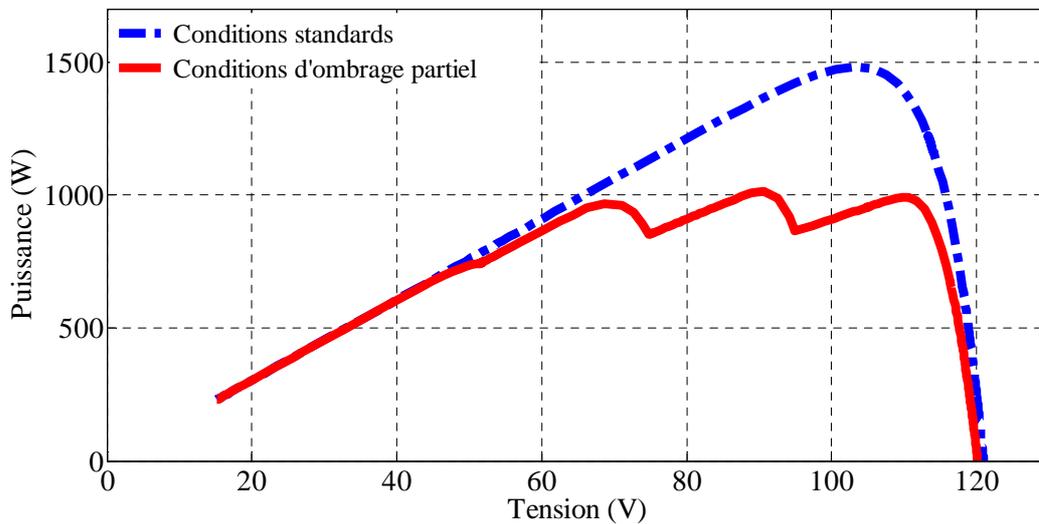


Figure II.15: Les caractéristiques (P-V) de la configuration TCT de champ PV de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.

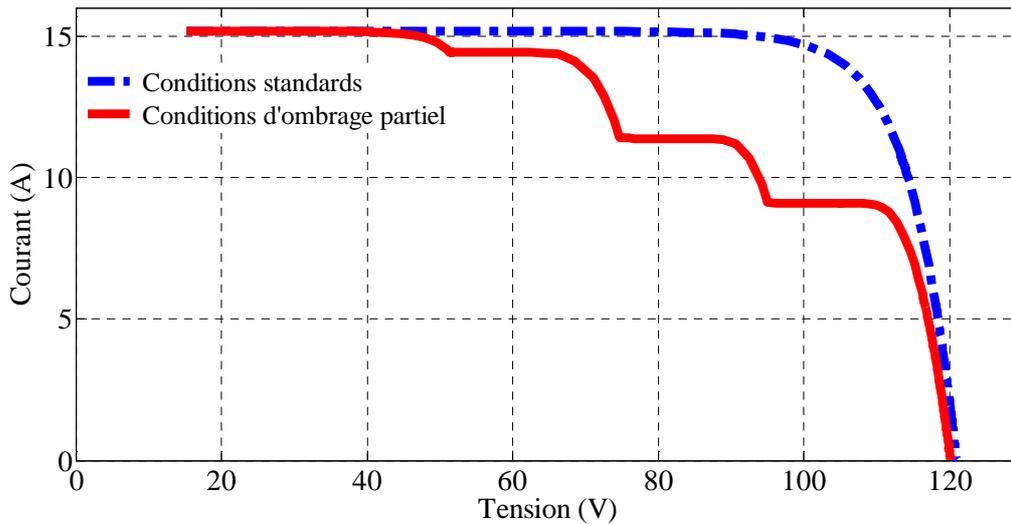


Figure II.16: Les caractéristiques (I-V) pour la configuration TCT de champ de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.

II.3.5. La configuration BL (*Bridge Linked configuration*)

La figure II.17 montre le modèle de la configuration BL. Les caractéristiques (P-V) et (I-V) sous les conditions uniforme et d'ombrage partiel pour la configuration BL sont présentées respectivement sur les figures II.18 et II.19.

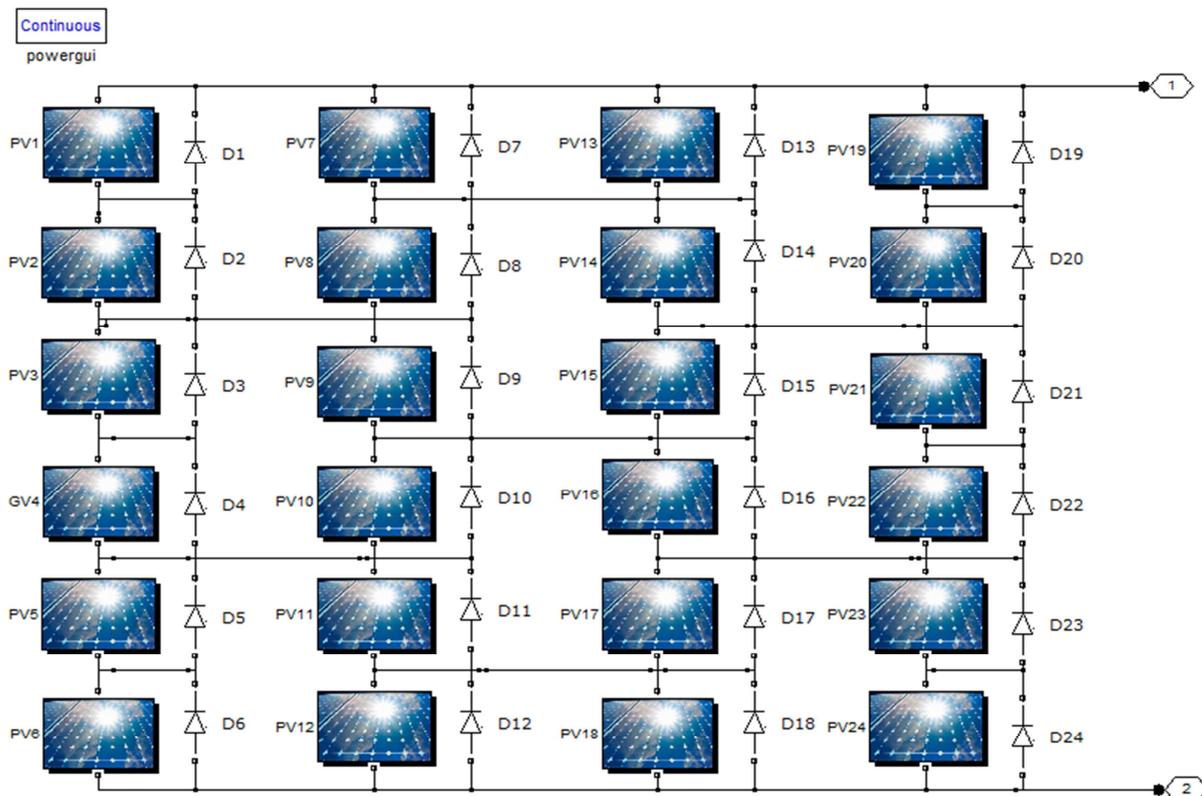


Figure II.17 : Le modèle Simulink/ SimPower de la configuration BL.

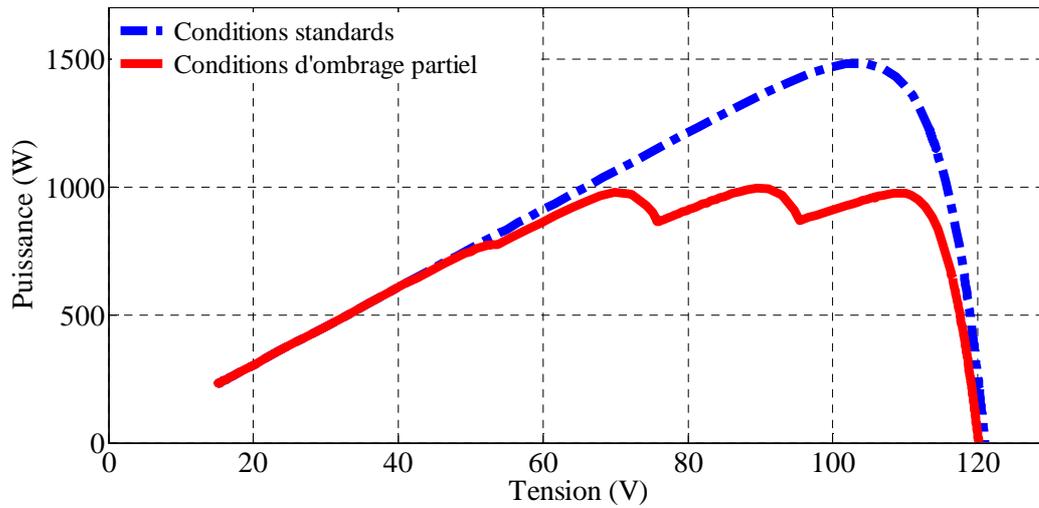


Figure II.18: Les caractéristiques (P-V) de la configuration BL de champ de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.

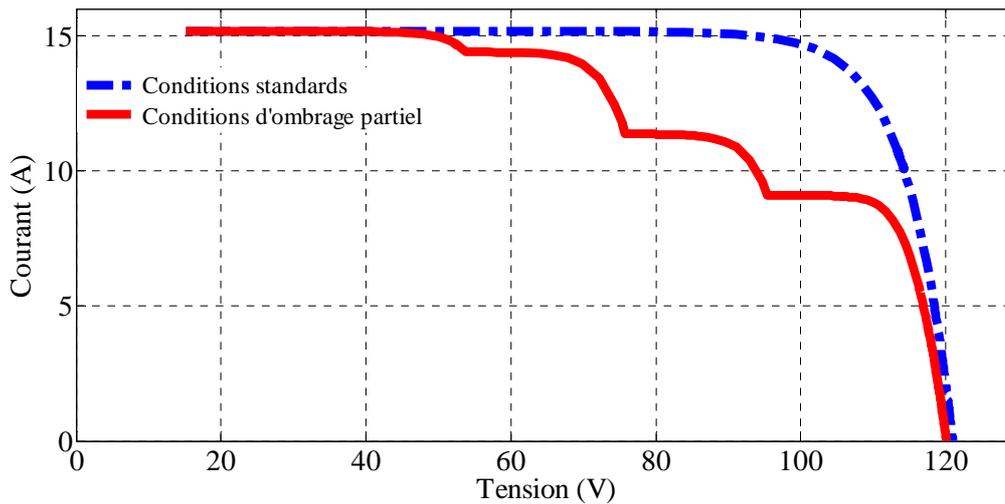


Figure II.19: Les caractéristiques (I-V) de la configuration BL de champ de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.

II.3.6. La configuration (HC) (*Honey-Comb configuration*)

Le modèle du schéma de connexion HC est représenté sur la figure II.20. Les caractéristiques (P-V) et (I-V) sous les conditions uniforme et d'ombrage partiel de la configuration HC sont représentées respectivement sur les figures II.21 et II.22.

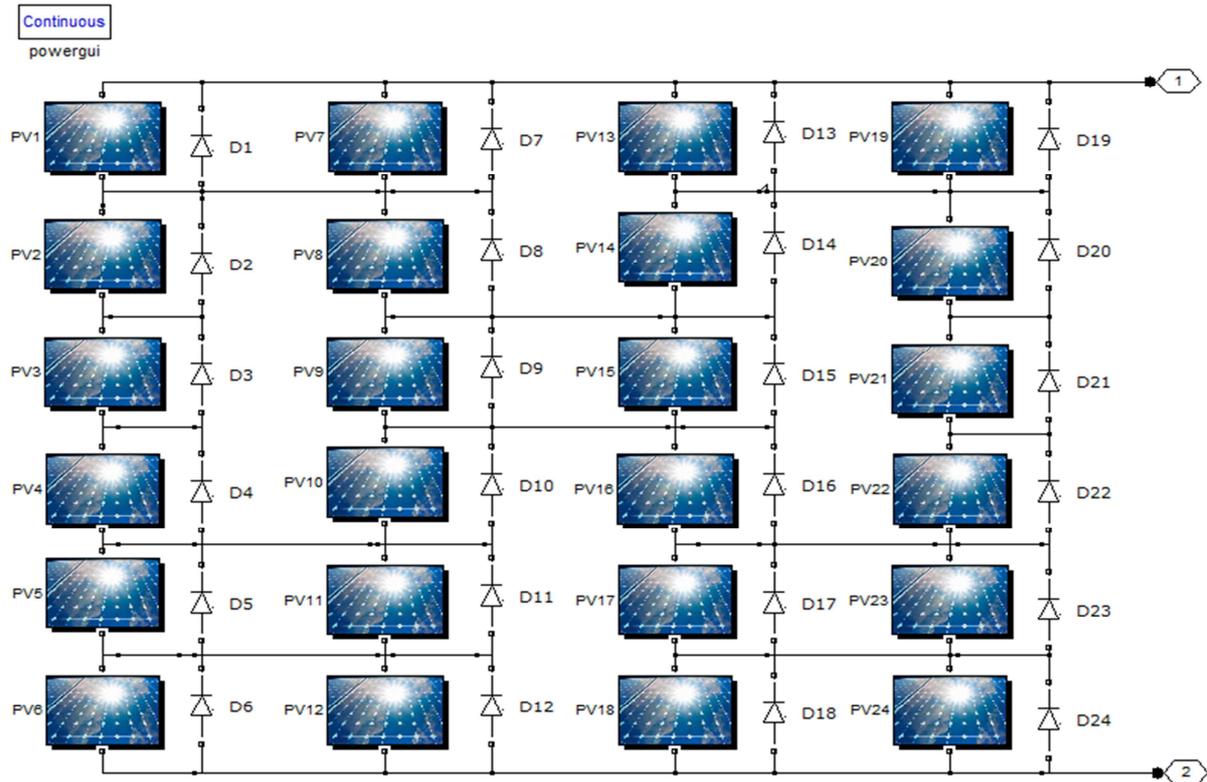


Figure II.20: Le modèle Simulink/SimPower de la configuration HC.

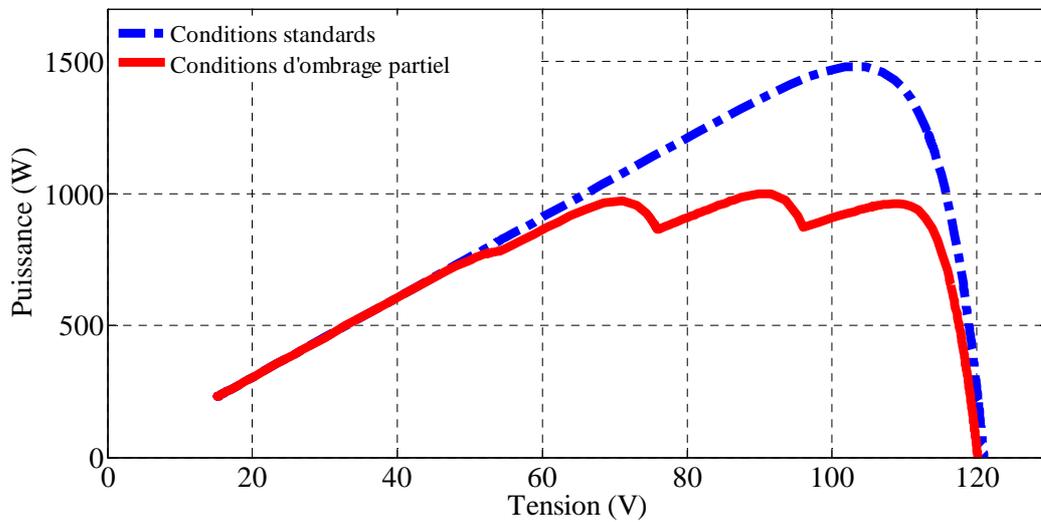


Figure II.21: Les caractéristiques (P-V) de la configuration HC de champ de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.

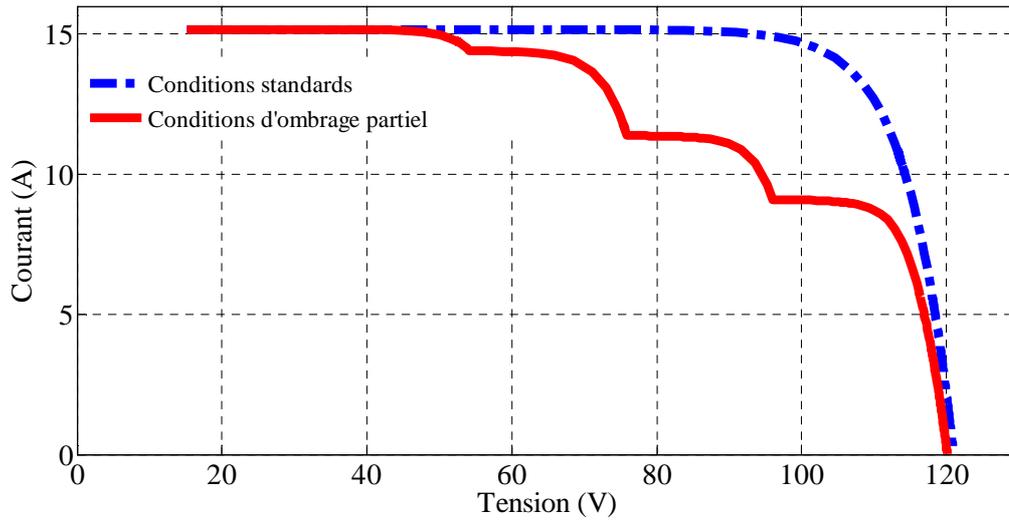


Figure II.22: Les caractéristiques (I-V) de la configuration HC de champ de 6x4 sous les conditions standards et d'ombrage partiel.

Le tableau II.3 résume les puissances maximales obtenues, ainsi que les tensions et les courants maximaux correspondants pour les configurations P, S, SP, TCT, BL et HC sous les conditions standards et d'ombrage partiel pour un générateur photovoltaïque de 24 modules. Le tableau II.3 donne aussi les pertes de puissance relatives ΔP_L (%). Elles sont calculées par l'équation (II.1).

$$\Delta P_L = \frac{P_{Max} - P_{MS}}{P_{Max}} \times 100 \quad (II.1)$$

Où

P_{Max} : se réfère à la puissance maximale du générateur photovoltaïque dans la condition uniforme.

P_{MPS} : est la puissance maximale globale du générateur photovoltaïque partiellement ombragé.

Tableau II.3 : La puissance maximale et les pertes de puissance relatives pour les différentes configurations pour un champ PV de 6x4.

Configuration	Conditions standards			Conditions d'ombrage partiel			
	P _{Max} (W)	V _{Max} (V)	I _{Max} (A)	P _{MPS} (W)	V _{MPS} (V)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1483.30	17.26	85.95	1301.70	17.10	76.14	12.22
S	1483.30	413.62	3.59	1141	380.14	3.00	31.92
SP	1481.50	104.57	14.17	1009.80	73.54	13.73	31.92
TCT	1483.30	103.26	14.36	1014.90	90.66	11.19	31.58
BL	1481.50	104.57	14.17	993.17	89.50	11.10	33.04
HC	1481.50	104.57	14.17	998.45	89.92	11.10	32.69

Nous remarquons que toutes les configurations offrent la même puissance maximale dans les conditions standards de fonctionnement (1000 W/m², 25°C). Cependant elles présentent des valeurs différentes de la puissance maximale dans des conditions d'ombrage partiel.

Les courbes des caractéristiques (P-V) et (I-V) des configurations S, SP, TCT, HC et BL présentées ci- dessus montrent clairement la présence de plusieurs pics dus à l'utilisation de la diode by-pass (plusieurs maximums locaux et un seul maximum global) ainsi qu'une réduction importante de la puissance maximale en présence d'ombrage partiel ; tandis que la configuration parallèle ne présente qu'un seul maximum avec une réduction moins importantes de la puissance en comparaison avec les autres configurations.

De plus, nous constatons que la configuration d'un champ PV connecté en parallèle est dominante dans des conditions ombragées. Donc, la configuration parallèle est la meilleure configuration possible. Cependant, le problème de la production d'un courant élevé dans le système connecté en parallèle nécessite la définition et l'utilisation de nouvelles configurations.

II.4.Conclusion

Dans ce chapitre nous nous sommes intéressés à la modélisation et l'étude de toutes les configurations d'un champ PV existantes en se basant sur le modèle de Bishop qui est considéré comme le mieux adapté en présence de l'ombrage partiel. Les caractéristiques de chaque configuration sous les conditions standards et d'ombrage partiel ont été également présentées.

Dans les conditions standards toutes les configurations présentent les mêmes caractéristiques et donc la même puissance alors qu'en présence d'ombrage cette puissance est réduite et diffère d'une configuration à une autre. Dans le chapitre suivant nous allons étudier l'effet de l'ombrage sur les performances de ces configurations afin de choisir la moins susceptible à l'ombrage et par conséquent celle qui fournit le maximum de puissance.

Chapitre III: Analyse et évaluation des performances des différentes configurations d'un champ photovoltaïque

III.1. Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons procédé à la modélisation de toutes les configurations traditionnelles (S, SP, P) et alternatives (TCT, HC, BL) possibles utilisées, sous l'environnement Simulink/SimPower et cela en se basant sur le circuit électrique du modèle de Bishop qui décrit mieux le comportement électrique de la cellule photovoltaïque à des tensions négatives.

L'objectif principal de ce chapitre est d'analyser les différentes configurations du champ photovoltaïque puis comparer et évaluer leurs performances à travers plusieurs scénarios d'ombrage qui pourraient se produire dans la réalité afin de choisir la configuration la plus optimale, qui donne les meilleures performances c'est-à-dire celle qui présente les pertes minimales et fournit la puissance maximale.

III.2. Etude et analyse des différentes configurations du champ PV sous différents scénarios d'ombrage

Afin d'évaluer le comportement de chaque configuration du champ PV sous l'effet des pertes par mismatch causé par la non-uniformité de l'irradiation solaire (ombrage) et afin de choisir la configuration la plus optimale qui offre les plus hautes performances, nous avons effectué des tests de plusieurs scénarios d'ombrage sur plusieurs tailles du champ PV tels que 4x2, 5x2, 4x3, 5x3, 4x4, 6x3, 5x4, 6x4, 6x6). Dans ce chapitre, nous nous intéresserons uniquement à un champ PV de taille 6x4 (les autres tailles de champ sont détaillées en annexe). Le cas d'une diode by-pass par module est considéré et la température de tous les modules est fixée à 25°C. Afin de générer les patterns d'ombrage et construire tous les scénarios possibles, des valeurs différentes d'éclairement sont utilisées. Ces scénarios sont utilisés pour l'analyse du comportement des six configurations du champ PV dans les conditions d'ombrage partiel.

Les scénarios d'ombrage partiel possibles considérés sont les suivants:

- ✓ *Scénario (PS-A): Une ligne est complètement et uniformément ombragée.*
- ✓ *Scénario (PS-B): Une ligne est complètement et inégalement ombragée.*

- ✓ **Scénario (PS-C):** Une colonne est complètement et uniformément ombragée.
- ✓ **Scénario (PS-D):** Une colonne est complètement et inégalement ombragée.
- ✓ **Scénario (PS-E):** Les différents patterns d'ombrage sont distribués aléatoirement.
- ✓ **Scénario (PS-F):** Propagation de l'ombrage dans la même colonne de haut en bas.
- ✓ **Scénario (PS-G):** Propagation de l'ombrage dans la même rangée de gauche à droite.
- ✓ **Scénario (PS-H):** Le même pattern d'ombrage se déplace de façon aléatoire dans le champ photovoltaïque.

Dans cette partie, nous nous concentrons sur les performances des cinq configurations: S, SP, TCT, BL et HC indépendamment de la configuration parallèle. Cette dernière, comme indiqué dans le chapitre précédent, surpasse toutes les configurations dans la majorité des cas de l'ombrage partiel et les courbes de ses caractéristiques (P-V) et (I-V) possèdent un seul pic de puissance maximale. Cependant, l'inconvénient de cette configuration est le courant élevé de sa sortie [46] [47] [54] [55]. Les valeurs de puissance maximale de cette configuration sont présentées dans tous les scénarios de l'ombrage à titre d'information seulement.

Avant de présenter les différents scénarios d'ombrage, nous présentons d'abord le cas sous des conditions d'éclairement uniforme c'est à dire sans ombrage.

III.2. 1. Sous conditions d'éclairement uniforme (standards): (1000 W/m^2 , 25°C)

Les résultats de simulation pour toutes les configurations sous les conditions uniformes d'éclairement pour un champ PV de 6x4 sont présentés sur le tableau II.3 (Voir chapitre II).

La figure III.1 montre les puissances maximales obtenues dans les conditions standards.

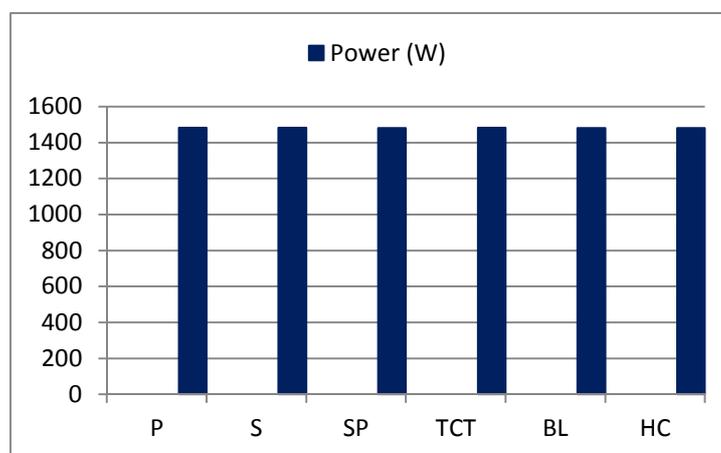


Figure III.1: La puissance obtenue pour les différentes configurations sous les conditions uniformes d'éclairement.

- ❖ Toutes les configurations présentent la même puissance maximale dans les conditions standards.

III.2.2. Sous les conditions d'ombrage partiel

Tous les scénarios d'ombrage considérés dans cette section sont simulés à une température de 25°C. Les scénarios d'ombrage évoqués précédemment sont détaillés comme suit :

III.2.2.1. Scénario (PS-A): « Une ligne est complètement et uniformément ombragée »

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario PS-A sont présentés respectivement sur les tableaux III.1 et III.2.

Tableau III.1 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-A) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	1000	1000	1000	1000
Row2	1000	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000	1000
Row6	300	300	300	300

Tableau III.2 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-A).

Configuration	Scénario (PS-A)			
	P _{MPS} (w)	V _{MPS} (v)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1301.70	17.18	75.77	12.24
S	1236.10	345.07	3.58	16.67
SP	1236.10	86.14	14.35	16.67
TCT	1236.10	86.14	14.35	16.67
BL	1236.10	86.14	14.35	16.67
HC	1236.10	86.21	14.34	16.67

La figure III.2 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-A).

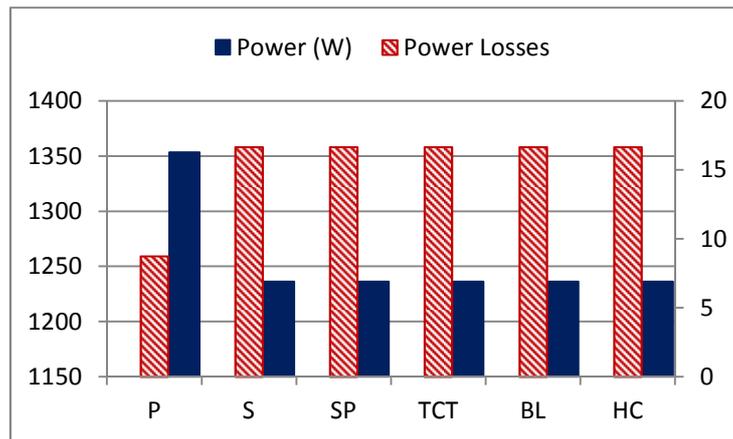


Figure III.2: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-A).

- ❖ Nous remarquons que les configurations S, SP, TCT, BL et HC présentent la même puissance maximale et donc les mêmes pertes de puissance relatives.
- ❖ Nous avons testé le cas où deux rangées (lignes) sont complètement et uniformément ombragées. La première et la deuxième ligne reçoivent la même valeur d'éclairement de 300W/m^2 . Les simulations donnent les mêmes résultats que le scénario (PS-A). Les configurations S, SP, TCT, BL et HC fournissent la même puissance maximale (988.85W) et donc les mêmes pertes de puissance relatives ($33,33\%$).
- ❖ Nous avons aussi testé le cas où deux rangées (lignes) sont complètement et inégalement ombragées. La première et la deuxième rangée reçoivent respectivement les niveaux d'éclairement de 300W/m^2 et 800W/m^2 . Les simulations donnent les mêmes résultats que le scénario (PS-A). Les configurations S, SP, TCT, BL et HC fournissent la même puissance maximale (1075.60W) et donc les mêmes pertes de puissance relatives ($27,49\%$).

III.2.2.2. Scénario (PS-B): « Une ligne est complètement et inégalement ombragée »

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-B) sont présentés respectivement sur les tableaux III.3 et III.4.

Tableau III.3 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-B) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	1000	1000	1000	1000
Row2	1000	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000	1000
Row6	300	300	700	700

Tableau III.4 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-B).

Configuration	Scénario PS-B			
	P_{MPS} (w)	V_{MPS} (v)	I_{MPS} (A)	ΔP_L (%)
P	1353.50	17.17	78.81	8.75
S	1236.10	86.14	14.35	16.67
SP	1236.10	86.21	14.34	16.67
TCT	1236.10	86.14	14.35	16.67
BL	1236.10	86.21	14.34	16.67
HC	1236.10	86.14	14.35	16.67

La figure III.3 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-B).

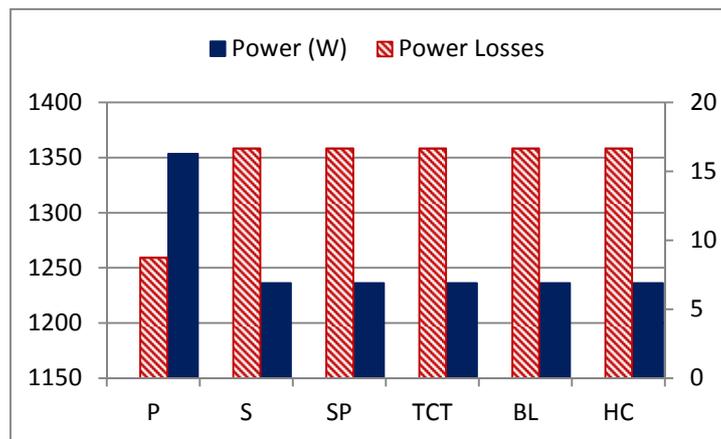


Figure III.3: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-B).

- ❖ Nous remarquons que les configurations S, SP, TCT, BL et HC présentent les mêmes puissances maximales et donc les mêmes pertes de puissance relatives.
- ❖ Nous avons testé le cas où deux rangées sont complètement et non uniformément ombragées. La première ligne reçoit respectivement différentes valeurs d'éclairement de 100W/m^2 , 200W/m^2 , 300W/m^2 et 400W/m^2 , et la deuxième rangée reçoit respectivement 500W/m^2 , 600W/m^2 , 700W/m^2 et 800W/m^2 . Les simulations donnent les mêmes résultats que le scénario (PS-B). Les configurations S, SP, TCT, BL, et HC offrent les mêmes puissances maximales (988.85W) et donc les mêmes pertes de puissance relatives (33,33%).

III.2.2.3. Scénario (PS-C): « Une colonne est complètement et uniformément ombragée »

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-C) sont présentés respectivement sur les tableaux III.5 et III.6.

Tableau III.5 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-C) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	300	1000	1000	1000
Row2	300	1000	1000	1000
Row3	300	1000	1000	1000
Row4	300	1000	1000	1000
Row5	300	1000	1000	1000
Row6	300	1000	1000	1000

Tableau III.6 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-C).

Configuration	Scénario (PS-C)			
	P_{MPS} (w)	V_{MPS} (v)	I_{MPS} (A)	ΔP_L (%)
P	1209.70	16.874	71.69	18.45
S	1112.50	310.39	3.59	25
SP	1211.30	102.64	11.80	18.34
TCT	1211.30	102.72	11.79	18.34
BL	1211.30	102.64	11.80	18.34
HC	1211.30	102.65	11.80	18.34

La figure III.4 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-C).

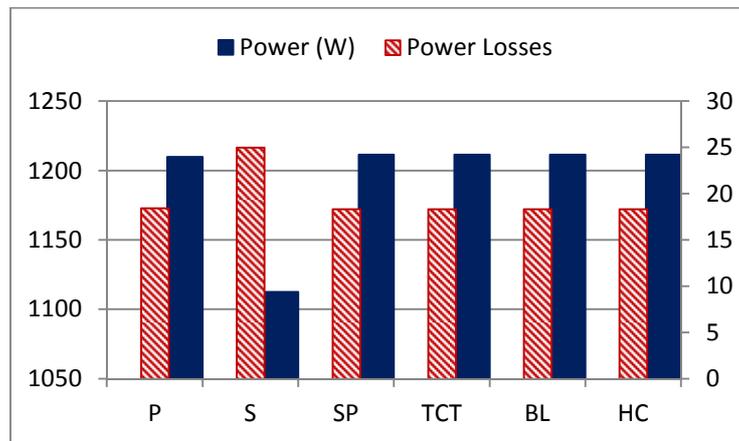


Figure III.4: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour scénario (PS-C).

- ❖ Pour le scénario d'ombrage partiel (PS-C), nous remarquons que les configurations SP, TCT, BL et HC ont les mêmes performances. Elles présentent les mêmes puissances maximales et par conséquent les mêmes pertes de puissance relatives. La configuration série vient en dernier avec une puissance maximale inférieure aux autres configurations et par conséquent une perte de puissance relative plus grande.
- ❖ Nous avons testé le cas où deux colonnes (strings) sont complètement et uniformément ombragées. La première et la deuxième colonne reçoivent la même valeur d'éclairement de $300\text{W}/\text{m}^2$. Les simulations donnent les mêmes résultats que le scénario (PS-C). Les configurations SP, TCT, BL, et HC fournissent la même puissance maximale (941.46W) et par conséquent la même perte de puissance relative ($36,53\%$) tandis que la configuration série donne une puissance maximale de 741.64W et une perte de puissance relative de 50% .
- ❖ Pour le cas où deux colonnes sont complètement et inégalement ombragées. La première et la deuxième colonne reçoivent respectivement $300\text{W}/\text{m}^2$ et $800\text{W}/\text{m}^2$. Les simulations donnent les mêmes résultats que le scénario (PS-C). Les configurations SP, TCT, BL, et HC fournissent la même puissance maximale (1133.80W) et donc la même perte de puissance relative (de $23,56\%$) tandis que la configuration série donne une puissance maximale de 949.15W et une perte puissance relative de $36,01\%$.

III.2.2.4. Scénario (PS-D): « Une colonne est complètement et inégalement ombragée »

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-D) sont présentés respectivement sur les tableaux III.7 et III.8.

Tableau III.7 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-D) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	300	1000	1000	1000
Row2	300	1000	1000	1000
Row3	500	1000	1000	1000
Row4	500	1000	1000	1000
Row5	800	1000	1000	1000
Row6	800	1000	1000	1000

Tableau III.8 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-D).

Configuration	Scénario (PS-D)			
	P_{MPS} (w)	V_{MPS} (v)	I_{MPS} (A)	ΔP_L (%)
P	1301.70	17.18	75.77	12.24
S	1112.50	310.43	3.58	25.00
SP	1229.10	103.44	11.88	17.14
TCT	1268.60	103.89	12.21	14.47
BL	1260.30	104.86	12.02	15.03
HC	1239.60	104.33	11.88	16.43

La figure III.5 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-D).

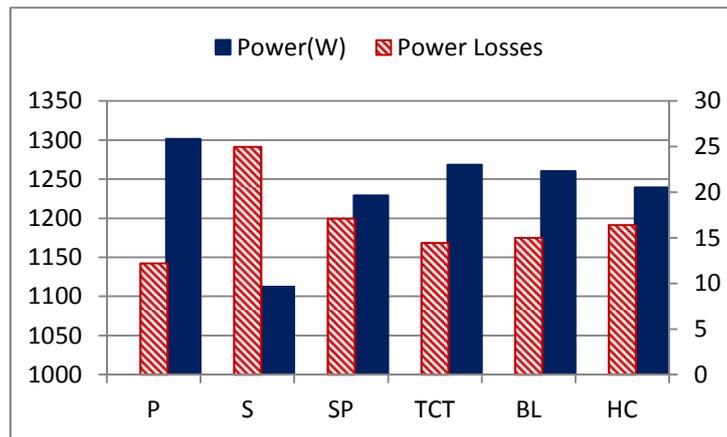


Figure III.5: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour scénario (PS-D).

- ❖ Les résultats montrent que la configuration TCT fournit les meilleures performances c'est à dire la puissance maximale la plus élevée et la perte de puissance relative la plus faible. La configuration BL vient en deuxième position alors que la configuration série présente les performances les plus faibles.
- ❖ Nous avons également testé le cas où deux colonnes sont complètement et non uniformément ombragées. La première colonne reçoit respectivement les valeurs d'éclairement de 300W/m^2 , 300W/m^2 , 300W/m^2 , 800W/m^2 , 800W/m^2 et 800W/m^2 et la deuxième colonne reçoit respectivement les valeurs d'éclairement 800W/m^2 , 800W/m^2 , 800W/m^2 , 300W/m^2 , 300W/m^2 et 300W/m^2 . La configuration TCT donne les meilleures performances avec la puissance maximale la plus élevée (1133.80W) et la perte de puissance relative la plus faible ($23,56\%$). Elle est suivie par la configuration BL qui présente une puissance maximale de 1010.10W et une perte de puissance relative de $31,90\%$. La configuration série montre les performances les plus faibles avec une puissance maximale de 949.15W et une perte de puissance relative de $36,05\%$.
- ❖ Nous avons aussi testé le cas où tous les 24 modules sont complètement et inégalement ombragés. La première et la troisième colonne de reçoivent respectivement des valeurs d'éclairement énergétique de 300W/m^2 , 300W/m^2 , 300W/m^2 , 800W/m^2 , 800W/m^2 et 800W/m^2 et la deuxième et la quatrième colonne reçoivent respectivement des valeurs d'éclairement de 800W/m^2 , 800W/m^2 , 800W/m^2 , 300W/m^2 , 300W/m^2 et 300W/m^2 . Les simulations donnent les mêmes résultats que le scénario (PS-D). La configuration TCT surpasse les autres configurations avec une plus grande puissance maximale (789.12W) et une plus faible perte de puissance relative (de $46,80\%$). La configuration BL est en

deuxième position avec une valeur de puissance maximale de 639,83W et une perte de puissance relative de 56,86%. La configuration série donne les performances les plus faibles avec une valeur de puissance maximale de 585.82W et une perte de puissance relative de 60,51%.

III.2.2.5. Scénario (PS-E): « Les différents patterns d'ombrage sont distribués aléatoirement dans le champ photovoltaïque »

Dans ce scénario, les différents patterns d'ombrage sont distribués aléatoirement dans le champ PV, deux exemples sont illustrés.

a. Scénario (PS-E₁):

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-E₁) sont présentés respectivement sur les tableaux III.9 et III.10.

Tableau III.9 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-E₁) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	140	450	300	500
Row2	540	300	640	1000
Row3	700	200	420	420
Row4	600	1000	240	500
Row5	320	180	1000	900
Row6	1000	700	800	800

Tableau III.10 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-E₁).

Configuration	Scénario (PS-E ₁)			
	P _{MPS} (w)	V _{MPS} (v)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	799.99	15.83	50.53	46.08
S	489.48	310.41	1.58	67.00
SP	398.51	34.69	11.49	73.13
TCT	593.06	68.95	8.60	60.02
BL	492.85	53.56	9.20	66.77
HC	500.86	53.24	9.41	66.23

La figure III.6 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-E₁).

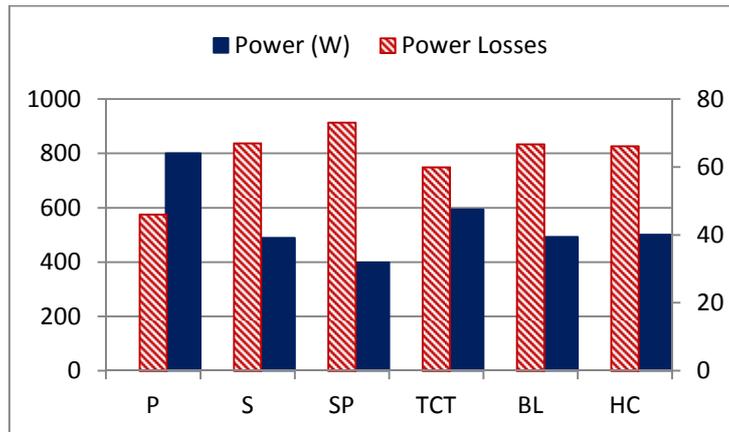


Figure III.6: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-E₁).

- ❖ Les résultats montrent que la configuration TCT fournit les meilleures performances avec la puissance maximale la plus élevée et la perte de puissance relative la plus faible. Elle est suivie par la configuration HC. La configuration SP présente les performances les plus faibles.

b. Scénario (PS-E₂):

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation pour le scénario (PS-E₂) sont présentés respectivement sur les tableaux III.11 et III.12.

Tableau III.11 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-E₂) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	300	400	200	800
Row2	1000	300	200	1000
Row3	700	600	600	1000
Row4	200	500	700	500
Row5	800	1000	1000	400
Row6	300	800	300	300

Tableau III.12 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-E₂).

Configuration	Scénario (PS-E ₂)			
	P _{MPS} (W)	V _{MPS} (V)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	820.95	16.02	51.24	44.65
S	490.15	217.89	2.25	66.96
SP	532.88	53.25	10.01	64.07
TCT	662.15	105.23	6.29	55.36
BL	625.56	104.93	5.96	57.83
HC	509.03	72.05	7.07	65.68

La figure III.7 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-E₂).

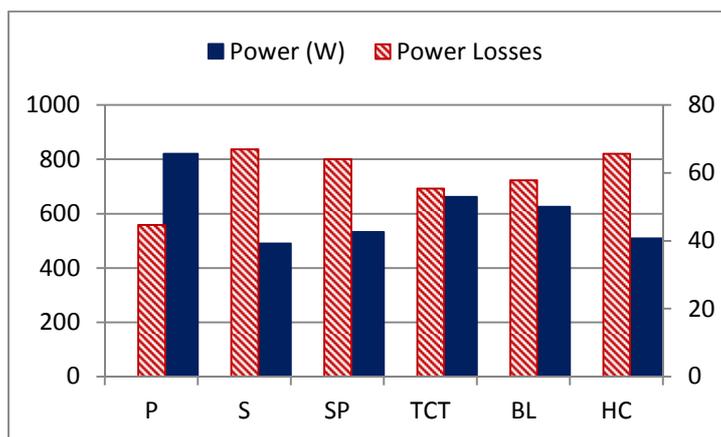


Figure III.7: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-E₂).

- ❖ La configuration TCT fournit les meilleures performances avec la puissance maximale la plus élevée et la perte de puissance relative la plus faible. Elle est suivie par la configuration HC. La configuration série présente les performances les plus basses avec la puissance maximale la plus basse et la perte de puissance relative la plus haute.

III.2.2.6.Scénario (PS-F): « Propagation de l'ombrage dans la même colonne de haut en bas »

Dans ce scénario l'ombrage se propage dans la même colonne de haut en bas en considérant un niveau d'éclairement de 800 W/m² (PS-F₁ à PS-F₆).

a. Scénario (PS-F₁):

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-F₁) sont présentés respectivement sur les tableaux III.13 et III.14.

Tableau III.13 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-F₁) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	800	1000	1000	1000
Row2	1000	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000	1000
Row6	1000	1000	1000	1000

Tableau III.14 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-F₁) et pour un champ PV de 6x4.

Configuration	Scénario (PS-F ₁)			
	P _{MPS} (w)	V _{MPS} (v)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1470.30	17.21	85.42	0.88
S	1421.50	396.24	3.59	4.17
SP	1427.50	105.35	13.55	3.76
TCT	1462.40	103.74	14.10	1.41
BL	1448.40	105.31	13.75	2.35
HC	1456.20	104.07	13.99	1.83

La figure III.8 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F₁).

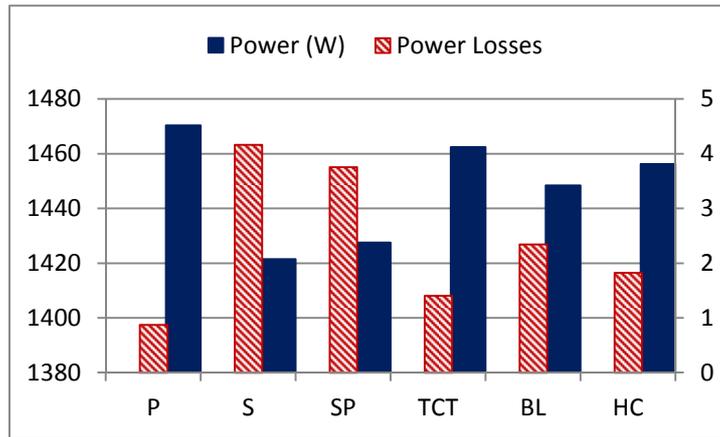


Figure III.8: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F₁).

b. Scénario (PS-F₂):

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-F₂) sont présentés respectivement sur les tableaux III.15 et III.16.

Tableau III.15 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-F₂) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	800	1000	1000	1000
Row2	800	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000	1000
Row6	1000	1000	1000	1000

Tableau III.16 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-F₂).

Configuration	Scénario (PS-F ₂)			
	P _{MPS} (w)	V _{MPS} (v)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1457.30	17.22	84.62	1.75
S	1359.70	379.26	3.59	8.33
SP	1424.90	104.95	13.58	3.94
TCT	1446.20	102.83	14.06	2.50
BL	1443.80	104.24	13.85	2.66
HC	1430.10	105.37	13.57	3.59

La figure III.9 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F₂).

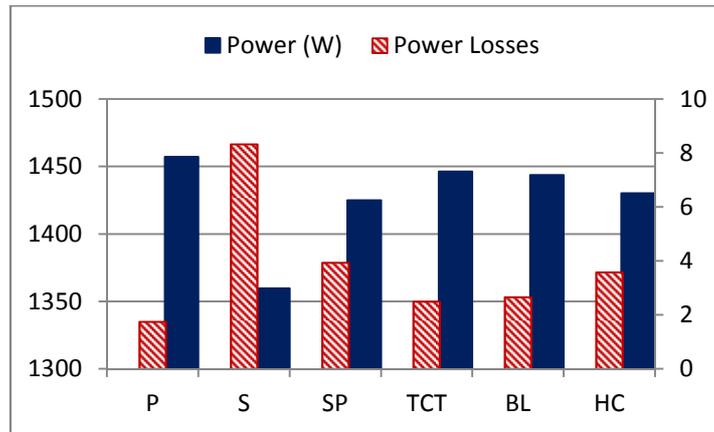


Figure III.9: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F₂).

c. Scénario (PS-F₃):

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-F₃) sont présentés respectivement sur les tableaux III.17 et III.18.

Tableau III.17 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-F₃) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	800	1000	1000	1000
Row2	800	1000	1000	1000
Row3	800	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000	1000
Row6	1000	1000	1000	1000

Tableau III.18 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-F₃).

Configuration	Scénario (PS-F ₃)			
	P _{MPS} (w)	V _{MPS} (v)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1444.30	17.23	83.83	2.63
S	1308.30	435.31	3.00	11.8
SP	1420.50	104.50	13.59	4.23
TCT	1434.50	104.65	13.71	3.29
BL	1427.80	104.07	13.72	3.74
HC	1426.80	104.20	13.69	3.81

La figure III.10 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F₃).

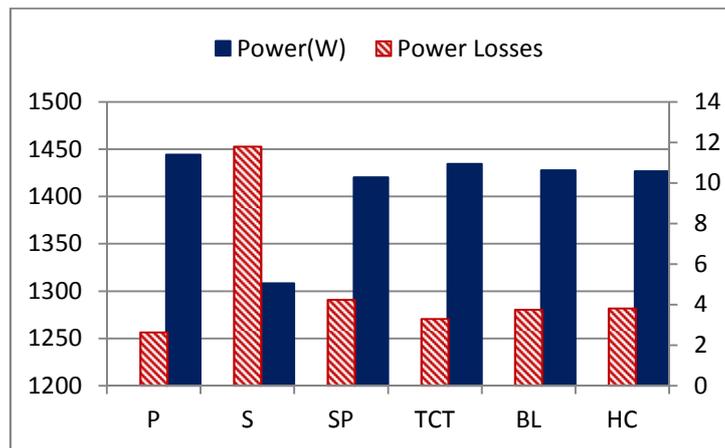


Figure III.10: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F₃).

d.Scénario (PS-F₄):

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-F₄) sont présentés respectivement sur les tableaux III.19 et III. 20.

Tableau III.19 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-F₄) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	800	1000	1000	1000
Row2	800	1000	1000	1000
Row3	800	1000	1000	1000
Row4	800	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000	1000
Row6	1000	1000	1000	1000

Tableau III.20 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-F₄).

Configuration	Scénario (PS-F ₄)			
	P _{MPS} (w)	V _{MPS} (v)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1431.20	17.15	83.45	3.51
S	1298.50	433.09	3.00	12.46
SP	1415.40	103.06	13.73	4.58
TCT	1424.60	103.28	13.79	3.96
BL	1421.80	103.19	13.78	4.15
HC	1421.00	103.71	13.70	4.19

La figure III.11 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F₄).

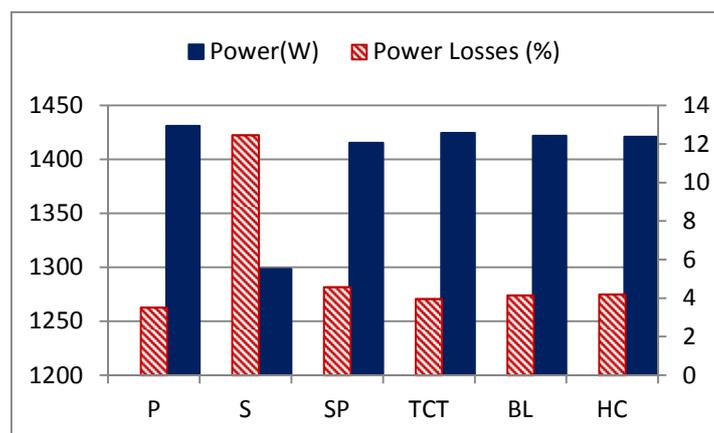


Figure III.11: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F₄).

e. Scénario (PS-F₅) :

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-F₅) sont présentés respectivement sur les tableaux III.21 et III.22.

Tableau III.21 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-F₅) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	800	1000	1000	1000
Row2	800	1000	1000	1000
Row3	800	1000	1000	1000
Row4	800	1000	1000	1000
Row5	800	1000	1000	1000
Row6	1000	1000	1000	1000

Tableau III.22 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-F₅).

Configuration	Scénario (PS-F ₅)			
	P _{MPS} (w)	V _{MPS} (v)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1418.40	17.23	82.34	4.38
S	1289.50	431.32	2.99	13.07
SP	1409.80	102.61	13.74	4.96
TCT	1414.60	103.10	13.72	4.63
BL	1409.10	102.34	13.77	5.00
HC	1412.00	104.19	13.55	4.81

La figure III.12 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F₅).

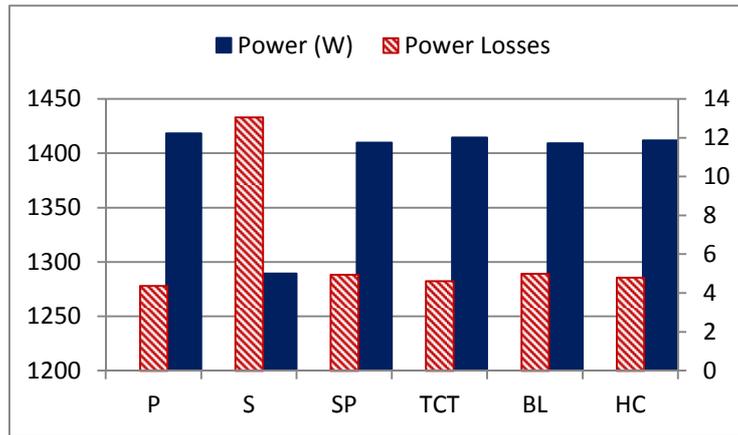


Figure III.12: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F₅).

f. Scénario (PS-F₆):

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-F₆) sont présentés respectivement sur les tableaux III.23 et III.24.

Tableau III.23 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-F₆) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	800	1000	1000	1000
Row2	800	1000	1000	1000
Row3	800	1000	1000	1000
Row4	800	1000	1000	1000
Row5	800	1000	1000	1000
Row6	800	1000	1000	1000

Tableau III.24 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-F₆).

Configuration	Scénario (PS-F ₆)			
	P _{MPS} (w)	V _{MPS} (v)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1405.30	17.16	81.88	5.26
S	1281.10	429.89	2.98	13.63
SP	1404.10	104.18	13.48	5.34
TCT	1404.00	104.18	13.48	5.35
BL	1404.00	104.18	13.48	5.35
HC	1404.10	104.18	13.48	5.34

La figure III.13 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F₆).

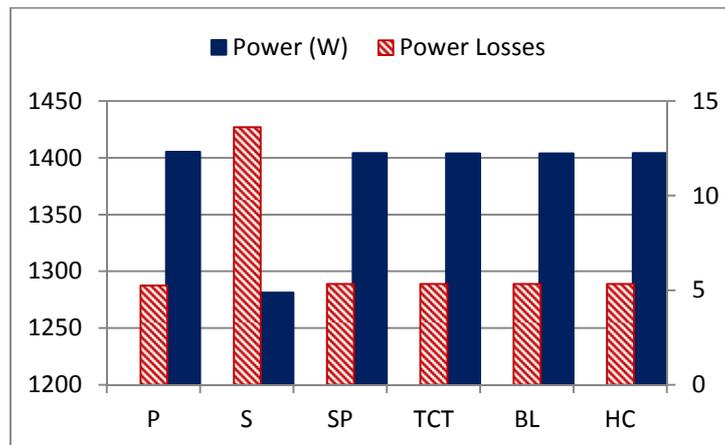


Figure III.13: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-F₆).

- ❖ Pour les scénarios (PS-F₁) à (PS-F₅), on remarque que la configuration TCT présente les meilleures performances, avec la puissance maximale la plus élevée et la perte de puissance relative la plus faible, alors que pour le scénario (PS-F₆) qui est en fait similaire au scénario (PS-C), les configurations SP, TCT, BL et HC ont les mêmes meilleures performances par rapport à la configuration série. Les résultats obtenus pour le scénario (PS-F₆) confirment les résultats obtenus précédemment pour le scénario (PS-C).
- ❖ Les essais effectués ci-dessus ont été réalisés avec un pattern d'ombrage mobile ayant un éclairement de 800W/m². Toutefois, lorsque le pattern d'ombrage mobile est remplacé par un éclairement de valeur 300W/m², dans ce cas la configuration série fournit les meilleures performances avec la puissance maximale la plus élevée et donc la perte de puissance relative la plus faible pour les scénarios (PS-F₁) à (PS-F₅) et pour le scénario (PS-F₆), on a les mêmes résultats que le scénario ci-dessus réalisé avec un éclairement de 800W/m² et le scénario (PS-C) c'est-à-dire les configurations SP, TCT, BL et HC ont les mêmes meilleures performances par rapport à la configuration série.

III.2.2.7.Scénario (PS-G) : « Propagation de l'ombrage dans la même rangée de gauche à droite »

Dans ce scénario, l'ombrage se propage dans la même rangée de gauche à droite en considérant un niveau d'éclairement de 800 W/m² (PS-G₁ à PS-G₄).

a. Scénario (PS-G₁):

Ce scénario est similaire au scénario (PS-F₁) et les résultats correspondants sont donnés sur les tableaux III.13 et III.14 et la figure III.8.

b. Scénario (PS-G-2):

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-G₂) sont présentés respectivement sur les tableaux III.25 et III.26.

Tableau III.25: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-G₂) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	800	800	1000	1000
Row2	1000	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000	1000
Row6	1000	1000	1000	1000

Tableau III.26 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-G₂).

Configuration	Scénario (PS-G ₂)			
	P _{MPS} (w)	V _{MPS} (v)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1457.30	17.22	84.62	1.75
S	1359.70	379.26	3.59	8.33
SP	1378.30	106.02	13.00	7.08
TCT	1419.70	106.23	13.36	4.29
BL	1412.50	106.18	13.30	4.77
HC	1401.60	106.25	13.19	5.51

La figure III.14 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-G₂).

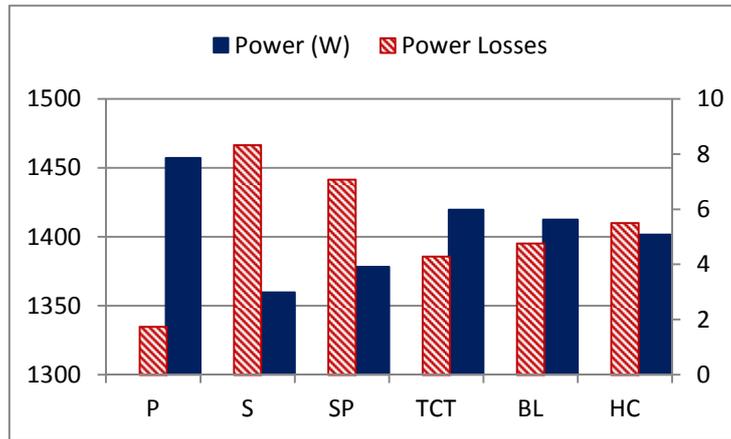


Figure III.14: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-G₂).

c. Scénario (PS-G₃):

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-G₃) sont présentés respectivement sur les tableaux III.27 et III.28.

Tableau III.27 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-G₃) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	800	800	800	1000
Row2	1000	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000	1000
Row6	1000	1000	1000	1000

Tableau III.28 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-G₃).

Configuration	Scénario (PS-G ₃)			
	P _{MPS} (w)	V _{MPS} (v)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1444.30	17.23	83.83	2.63
S	1308.30	435.31	3.01	11.68
SP	1335.60	107.33	12.44	9.96
TCT	1363.70	107.16	12.73	8.06
BL	1355.10	107.06	12.66	8.64
HC	1358.90	106.15	12.80	8.39

La figure III.15 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-G₃).

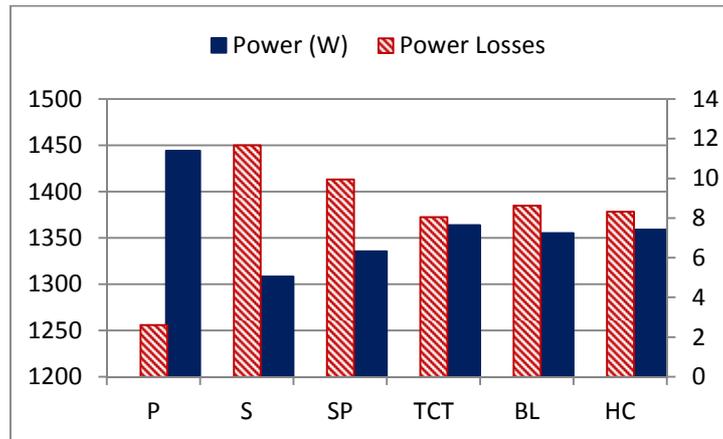


Figure III.15: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-G₃).

d. Scénario (PS-G₄):

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-G₄) sont présentés respectivement sur les tableaux III.29 et III.30.

Tableau III.29 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-G₄) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	800	800	800	800
Row2	1000	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000	1000
Row6	1000	1000	1000	1000

Tableau III.30 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-G₄).

Configuration	Scénario (PS-G ₄)			
	P _{MPS} (W)	V _{MPS} (V)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1431.20	17.15	83.45	3.51
S	1298.50	433.13	3.00	12.46
SP	1295.30	107.35	12.07	12.67
TCT	1297.50	107.78	12.04	12.53
BL	1297.90	108.68	11.94	12.50
HC	1295.30	107.34	12.07	12.67

La figure III.16 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-G₄).

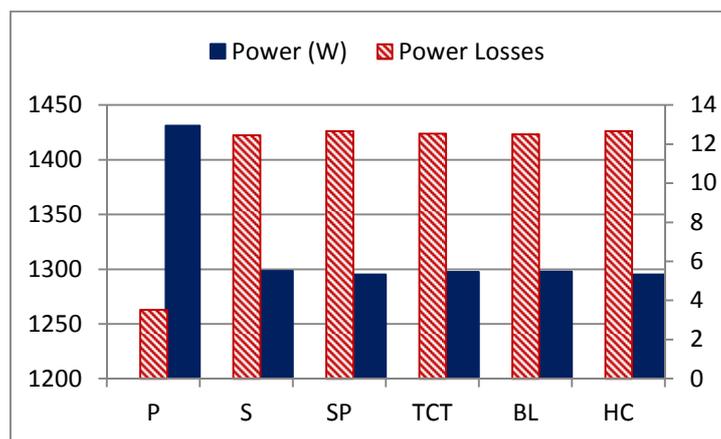


Figure III.16: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-G₄).

- ❖ Pour les scénarios (PS-G₁) à (PS-G₃), on remarque que la configuration TCT a les meilleures performances, avec la puissance maximale la plus élevée et la perte de puissance relative la plus faible, alors que pour le scénario (PS-G₄), qui est en fait similaire au scénario (PS-A), les configurations S, SP, TCT, BL et HC ont les mêmes puissances maximales et donc les mêmes pertes de puissance relatives. Les résultats obtenus pour le scénario (PS-G₄) confirment les résultats obtenus précédemment pour le scénario (PS-A).
- ❖ Les essais effectués ci-dessus ont été réalisés avec un pattern d'ombrage mobile ayant un éclairement de 800W/m². Toutefois, lorsque le pattern d'ombrage mobile est remplacé par

un éclairage de valeur 300W/m^2 , dans ce cas la configuration série fournit les meilleures performances avec la puissance maximale la plus élevée et donc les pertes de puissance relatives les plus faibles pour les scénarios (PS-G₁) à (PS-G₃), et pour le scénario (PS-G₄), on a les mêmes résultats que le scénario effectué ci-dessus avec un éclairage de 800W/m^2 et le scénario (PS-A) c'est-à-dire les configurations S, SP, TCT, BL et HC ont les mêmes puissances maximales et par conséquent les mêmes pertes de puissance relatives.

III.2.2.8.Scénario (PS-H): « *Le même pattern d'ombrage se déplace de façon aléatoire dans le champ photovoltaïque* »

Dans le scénario (PS-H), nous avons le même pattern d'ombrage qui se déplace (mais ne se propage pas) dans le champ photovoltaïque. Pour illustrer ce scénario, quatre scénarios sont considérés (PS-H₁) à (PS-H₄).

a. Scénario (PS-H₁):

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-H₁) sont présentés respectivement sur les tableaux III.31 et III.32.

Tableau III.31 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-H₁) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	500	1000	1000	1000
Row2	500	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000	1000
Row6	1000	1000	1000	1000

Tableau III.32 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-H₁).

Configuration	Scénario (PS-H ₁)			
	P _{MPS} (W)	V _{MPS} (V)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1418.30	17.23	82.34	4.38
S	1359.70	379.26	3.59	8.33
SP	1307.90	105.02	12.45	11.82
TCT	1365.10	105.94	12.88	7.97
BL	1351.10	105.81	12.77	8.91
HC	1318.90	104.29	12.65	11.08

La figure III.17 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-H₁).

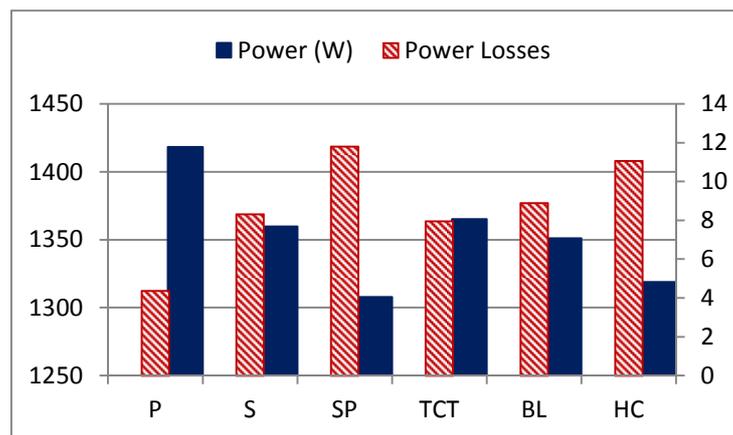


Figure III.17: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance pour le scénario (PS-H₁).

b. Scénario (PS-H₂):

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-H₂) sont présentés respectivement sur les tableaux III.33 et III.34.

Tableau III.33 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-H₂) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	1000	500	1000	1000
Row2	1000	500	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000	1000
Row6	1000	1000	1000	1000

Tableau III.34 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-H₂).

Configuration	Scénario (PS-H ₂)			
	P _{MPS} (w)	V _{MPS} (v)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1418.30	17.23	82.34	4.38
S	1359.70	379.21	3.59	8.33
SP	1307.80	105.04	12.45	11.83
TCT	1365.10	105.94	12.88	7.97
BL	1351.10	105.81	12.77	8.91
HC	1346.20	105.67	12.74	9.24

La figure III.18 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-H₂).

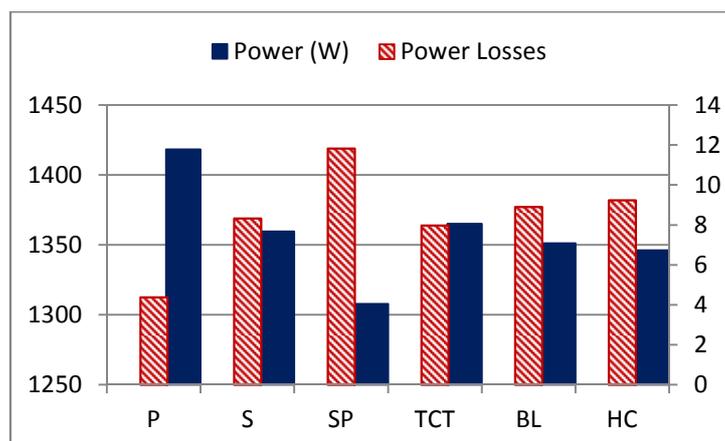


Figure III.18: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance pour le scénario (PS-H₂).

c. Scénario (PS-H₃):

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-H₃) sont présentés respectivement sur les tableaux III.35 et III.36.

Tableau III.35 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-H₃) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	1000	1000	1000	1000
Row2	1000	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	500	1000
Row4	1000	1000	500	1000
Row5	1000	1000	1000	1000
Row6	1000	1000	1000	1000

Tableau III.36 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-H₃).

Configuration	Scénario (PS-H ₃)			
	P _{MPS} (w)	V _{MPS} (v)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1418.30	17.23	82.34	4.38
S	1359.70	379.26	3.59	8.33
SP	1307.90	105.01	12.46	11.82
TCT	1365.10	105.94	12.88	7.97
BL	1341.20	105.07	12.76	9.47
HC	1339.70	105.69	12.68	9.57

La figure III.19 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-H₃).

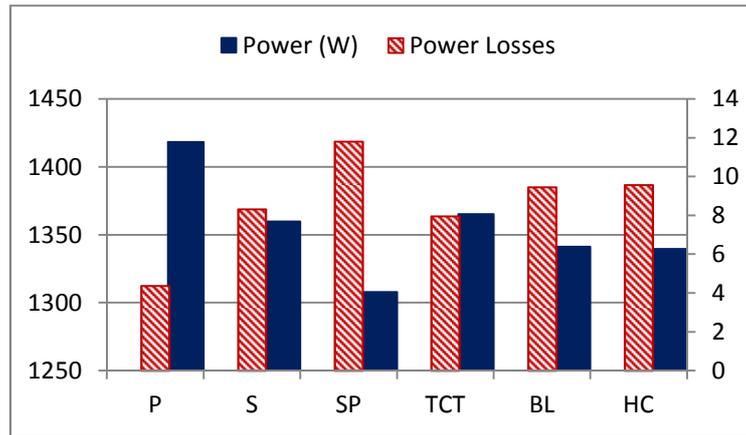


Figure III.19: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance pour le scénario (PS-H₃).

d. Scénario (PS-H₄):

Les patterns d'ombrage et les résultats de simulation obtenus pour le scénario (PS-H₄) sont présentés respectivement sur les tableaux III.37 et III.38.

Tableau III.37 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-H₄) et pour un champ PV de 6x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	1000	1000	1000	1000
Row2	1000	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000	500
Row6	1000	1000	1000	500

Tableau III.38 : Résultats de simulation pour les différentes configurations pour le scénario (PS-H₄).

Configuration	Scénario (PS-H ₄)			
	P _{MPS} (w)	V _{MPS} (v)	I _{MPS} (A)	ΔP _L (%)
P	1418.30	17.23	82.34	4.38
S	1359.70	379.28	3.58	8.33
SP	1307.80	105.04	12.45	11.83
TCT	1365.10	105.94	12.88	7.97
BL	1351.40	105.20	12.85	8.89
HC	1349.20	105.63	12.77	9.04

La figure III.20 montre les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance relatives pour le scénario (PS-H₄).

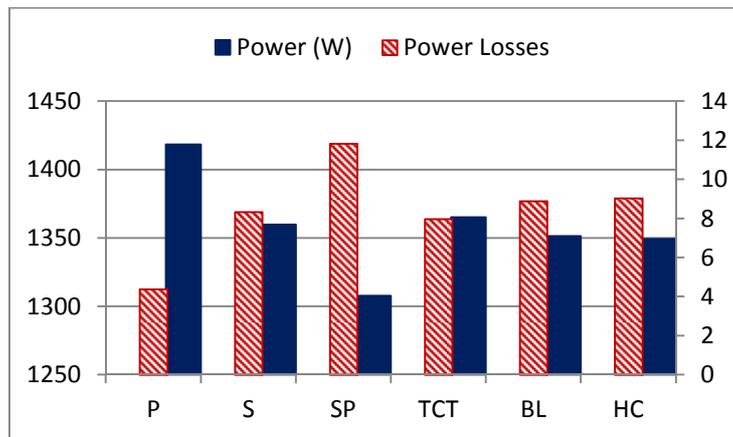


Figure III.20: Les puissances maximales obtenues et les pertes de puissance pour le scénario (PS-H₄).

- ❖ Les résultats obtenus pour tout le scénario (PS-H : PS-H₁ à PS-H₄) montrent que la configuration TCT offre les meilleures performances à savoir la puissance maximale la plus élevée et la perte de puissance relative la plus faible. La configuration série vient en deuxième position alors que la configuration SP a les performances les plus faibles.
- ❖ Les résultats montrent aussi que les performances des configurations BL et HC sont sensibles au changement de l'emplacement du même pattern d'ombrage, tandis que les performances des configurations TCT, S et SP ne sont pas affectés par ce changement.

III.3. Analyse des performances des configurations sous ombrage partiel pour une température de 10°C et 45°C

Dans tous les scénarios d'ombrage considérés précédemment, la température a été fixée à 25°C. Les mêmes scénarios d'ombrage de la section III.2 ont été effectués en considérant respectivement une température de 10°C et 45°C.

Le tableau III.39 montre les résultats de simulation pour les différentes configurations sous les conditions d'éclairage uniforme pour une température de 10°C et 45°C.

Tableau III.39: Résultats de simulation pour les différentes configurations sous les conditions d'éclairage uniforme pour une température de 10°C et 45°C.

Configuration	E=1000W/m ² , T=10°C			E=1000W/m ² , T=45°C		
	P _{Max} (W)	V _{Max} (V)	I _{Max} (A)	P _{Max} (W)	V _{Max} (V)	I _{Max} (A)
S	1555.3	507.36	3.0654	1378.5	451.00	3.06
SP	1554.5	127.70	12.17	1378.3	113.13	12.18
TCT	1554.5	127.70	12.17	1378.3	113.13	12.18
BL	1554.5	127.70	12.17	1378.3	113.13	12.18
HC	1555.1	127.26	12.22	1378.3	113.13	12.18

Le tableau III.40 montre les résultats de simulation pour les différentes configurations sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario (PS-A) pour une température de 10°C et 45°C.

Tableau III.40: Résultats de simulation pour les différentes configurations sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario (PS-A) pour une température de 10°C et 45°C.

Configuration	Scénario (PS-A), T=10°C			Scénario (PS-A), T=45°C		
	P _{Max} (W)	V _{Max} (V)	I _{Max} (A)	P _{Max} (W)	V _{Max} (V)	I _{Max} (A)
S	1296.1	423.02	3.06	1148.7	375.74	3.06
SP	1296.0	105.56	12.28	1148.7	94.09	12.21
TCT	1296.0	105.57	12.28	1148.7	94.05	12.21
BL	1296.0	105.56	12.28	1148.7	94.09	12.21
HC	1296.0	105.57	12.28	1148.7	94.05	12.21

Le tableau III.41 montre les résultats de simulation pour les différentes configurations sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario (PS-B) pour une température de 10°C et 45°C.

Tableau III.41: Résultats de simulation pour les différentes configurations sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario (PS-B) pour une température de 10°C et 45°C.

Configuration	Scénario (PS-B), T=10°C			Scénario (PS-B), T=45°C		
	P _{Max} (W)	V _{Max} (V)	I _{Max} (A)	P _{Max} (W)	V _{Max} (V)	I _{Max} (A)
S	1296.1	423.02	3.06	1148.7	375.74	3.06
SP	1296.0	105.56	12.28	1148.7	94.09	12.21
TCT	1296.0	105.57	12.28	1148.7	94.05	12.21
BL	1296.0	105.57	12.28	1148.7	94.05	12.21
HC	1296.0	105.57	12.28	1148.7	94.09	12.21

Les résultats obtenus sont identiques à ceux obtenus pour une température de 25°C.

Les mêmes scénarios d'ombrage de la section III.2 ont été également effectués en considérant des niveaux de températures différentes.

De même, les résultats de simulations obtenus pour des niveaux de températures différentes restent valables c'est-à-dire identiques à ceux obtenus lorsque les différents modules pour chaque configuration sont soumis à une température standard (25°C).

- La température influe sur la valeur du point de puissance maximale mais pas sur le choix de la meilleure configuration, à l'exception de quelques cas situations où l'écart de températures entre les différents modules d'une configuration donnée est très grand ou pour des cas aléatoires qui sont rarement produits dans la réalité. Les résultats obtenus changent relativement.

III.4. Évaluation des performances et résultats

D'après les résultats obtenus dans la section précédente, on peut conclure que:

- ✓ Les configurations S, SP, TCT, BL et HC offrent les mêmes puissances maximales et donc les mêmes pertes de puissance relatives quand une ou deux rangées (Rows) sont complètement et soit uniformément ou non uniformément ombragées.
- ✓ Les configurations SP, TCT, BL et HC offrent les mêmes puissances maximales et donc les mêmes pertes de puissance relatives quand une ou deux colonnes (Strings) sont complètement et uniformément ombragées.
- ✓ La configuration TCT présente les meilleures performances c'est à dire la puissance maximale la plus élevée et donc la perte de puissance relative la plus faible lorsqu'un ou deux colonnes sont complètement et inégalement ombragées.

- ✓ Lorsque l'ombrage couvre complètement et inégalement le champ photovoltaïque, la configuration TCT fournit, dans tous les cas, la meilleure performance en termes de puissance la plus élevée et la perte de puissance relative la plus basse.
- ✓ Lorsque l'ombrage couvre complètement et symétriquement par rapport aux colonnes le champ photovoltaïque, les configurations SP, TCT, BL et HC fournissent les meilleures performances.
- ✓ Lorsque l'ombrage couvre complètement et symétriquement par rapport aux rangées le champ photovoltaïque, les configurations S, SP, TCT, BL et HC offrent les meilleures performances.
- ✓ Lorsque l'ombrage couvre partiellement et inégalement le champ photovoltaïque, la configuration TCT fournit, dans presque tous les cas, la meilleure performance en termes de puissance la plus élevée et la plus basse perte de puissance relative. Elle est généralement suivie par les configurations BL ou HC.
- ✓ Pour des grandes valeurs d'éclairement, lorsque le pattern d'ombrage se propage dans la même rangée ou dans la même colonne d'un champ, la configuration TCT surpasse toutes les autres configurations.
- ✓ Pour des faibles valeurs d'éclairement, lorsque le pattern d'ombrage se propage dans la même rangée ou dans la même colonne d'un champ PV, la configuration série surpasse toutes les autres configurations.
- ✓ Lorsque le même pattern d'ombrage se déplace de manière aléatoire dans l'ensemble du champ PV, les performances des configurations BL et HC sont sensibles aux changements de position alors que les performances des configurations TCT, S et SP ne sont pas affectées par ces changements.

III.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié et analysé les différentes configurations du champ photovoltaïque sous plusieurs scénarios d'ombrage. Dans des conditions d'ombrage partiel, les résultats montrent que les performances des configurations du champ PV sont variables et dépendent du scénario d'ombrage utilisé.

L'analyse détaillée de chaque configuration à travers les multiples scénarios d'ombrage montrent que le choix de la configuration la plus optimale dépend fortement du pattern d'ombrage, de son intensité, de son emplacement et le type d'ombrage affectant le champ PV (uniforme ou non).

Cette étude fournit les informations nécessaires pour l'utilisation de chaque configuration du champ photovoltaïque en présence de l'ombrage partiel. Elle aide à prévoir et donc à choisir la configuration du champ photovoltaïque la plus optimale et qui donne donc le meilleur rendement possible c'est à dire la plus grande puissance maximale disponible et les plus faibles pertes de puissance relatives, selon le pattern d'ombrage.

Les résultats de simulation obtenus dans ce chapitre vont servir à la création d'une base de données pour être utilisée dans un algorithme intelligent de poursuite du point de puissance maximale en présence d'un ombrage partiel, objet du prochain chapitre.

Chapitre IV: Application de l'approche neuro-floue à la prédiction et la recherche du point de puissance maximale global d'une configuration d'un champ PV partiellement ombragé

IV.1. Introduction

L'énergie solaire est une source d'énergie inépuisable respectant la nature et l'environnement. C'est une énergie très fiable car il n'y a pas de risque de rupture. Cependant, la puissance de sortie produite par les modules photovoltaïques dépend fortement des conditions climatiques, telles que la température et le rayonnement solaire.

Par conséquent, pour chaque niveau de température et d'éclairement, il existe une seule puissance maximale correspondant à des valeurs de courant et de tension particulières. Étant donné que le rendement du module est faible, il est nécessaire de faire fonctionner le module PV au point de puissance maximale de sorte que cette puissance maximale soit transmise à la charge.

Dans des conditions d'éclairement uniformes (standards), ce point de fonctionnement peut être facilement poursuivi à l'aide de l'une des techniques classiques de poursuite du point de puissance maximale (MPPT), telles que: perturber et observer (P&O), conductance incrémentale (INC), etc..... [37] [38] [39].

Cependant, dans des conditions d'ombrage partiel, plusieurs maximums locaux apparaissent sur la courbe des caractéristiques du générateur photovoltaïque; les techniques MPPT classiques ne fonctionnent pas bien et ne peuvent pas distinguer entre le pic global et local; les multiples points maximums apparaissent en raison de l'utilisation des diodes by-pass pour éviter l'effet de hot spot (point chaud) produit lorsque certaines cellules ou certains modules reçoivent des niveaux d'éclairement moins que les autres. D'où, la nécessité de recourir à des techniques MPPT plus efficaces et fiables qui permettent de poursuivre l'unique point de puissance maximale global présent dans le générateur photovoltaïque partiellement ombragé pour accroître l'efficacité du système PV et d'assurer le transfert maximum d'énergie.

L'objectif de ce chapitre est de détecter et de poursuivre le maximum global dans une configuration d'un champ PV partiellement ombragé et de sélectionner la configuration du champ PV optimale qui fournit les meilleures performances en se basant sur l'approche adaptative neuro-floue (ANFIS).

Pour cela, nous allons d'abord procéder à la création d'une base de données prises à partir de la simulation des différentes configurations analysées dans le chapitre précédent sous différents scénarios d'ombrage dans le but de concevoir un prédicteur qui permet la détection du maximum global et le choix de la meilleure configuration qui garantit le transfert maximum de puissance.

Après avoir présenté brièvement le fonctionnement optimal d'un générateur PV, nous ferons un tour d'horizon des algorithmes MPPT actuellement utilisés. Puis nous présenterons une nouvelle approche de recherche d'un maximum global ainsi que les différentes étapes de développement et tests.

IV.2. Fonctionnement optimal d'un générateur PV et recherche du maximum global

Les tendances environnementales en matière d'énergie solaire photovoltaïque ont permis d'accentuer les travaux de recherche sur les systèmes permettant une optimisation énergétique. En effet, à côté de progrès techniques sur les matériaux photovoltaïques, de grandes réflexions ont été menées sur les commandes de maximisation de puissance, dites MPPT (Maximum Power Point Tracking). Les premières stratégies de recherche de PPM (Point de Puissance Maximale), sont conceptuellement dédiées à la recherche de PPM dans les cas où l'ensemble des éléments du générateur photovoltaïque ont le même comportement, thermique et dynamique, et dans l'hypothèse qu'ils sont soumis aux conditions météorologiques uniformes de température et d'éclairement. Cependant, d'autres problématiques ont été mises en évidence avec le retour d'expérience. A titre illustratif, la pénétration du photovoltaïque dans le bâtiment a mis en évidence l'intérêt de recherches plus poussées sur les effets d'ombrage.

Effectivement, un ombrage partiel ou une répartition non uniforme de l'éclairement engendre de multiples maxima locaux dans la caractéristique (P-V), qui ne sont pas prévus par les concepteurs des algorithmes MPPT classiques et qui se traduisent alors souvent par une énergie extraite non maximisée. Ajouter à cela, d'autres problèmes conceptuels liés aux hétérogénéités des cellules peuvent perturber le fonctionnement des algorithmes MPPT (*phénomène de mismatch*). Ainsi, des axes de recherches se sont ouverts pour apporter des solutions à ces problématiques. Concernant les stratégies de recherche du maximum global de puissance consistent généralement à adapter les algorithmes classiques pour intégrer ces effets indésirables [19].

IV.3. Développement des commandes MPPT

L'extraction du point de puissance maximale reste encore actuellement un des grands défis de la recherche sur l'énergie solaire photovoltaïque en général. Ces algorithmes peuvent être regroupés en deux grandes familles. La première regroupe les méthodes classiques permettant l'exploitation optimale d'un générateur photovoltaïque à structure modulaire pour lesquels l'ensemble des cellules sont soumises à des conditions météorologiques uniformes. La seconde famille regroupe les algorithmes MPPT dédiés à la poursuite d'un maximum global en présence d'ombrage ou bien de dispersion des caractéristiques des modules dues au phénomène de mismatch.

IV.3.1. Commandes MPPT classiques

Les algorithmes MPPT classiques ont été mis au point dans l'hypothèse où l'ensemble des cellules d'un module ont le même comportement. Ainsi, à un instant donné, un seul maximum de puissance peut exister. Dans cette famille, plusieurs méthodes directes et indirectes existent. Les méthodes indirectes reposent sur une connaissance préalable des modules (look up table, court-circuit, circuit ouvert...) [22], elles sont peu avantageuses vu le comportement dynamique de la source photovoltaïque. Les méthodes directes utilisent les mesures en sortie du générateur. Grâce à leurs performances énergétiques et leur simplicité d'implémentation, les méthodes de type "Perturbation & Observation (P&O)" ou "incrémentation de conductance (INC)" sont les plus utilisées. Ces méthodes consistent à induire une petite perturbation sur la tension photovoltaïque (ou sur le courant photovoltaïque) et à mesurer son impact sur la puissance photovoltaïque produite [37] [38] [39].

Les techniques intelligentes ont été également introduites dans le mode de contrôle des MPPT. Il s'agit principalement des réseaux de neurones artificiels et les différentes structures de commande qui leurs sont associées, la logique floue, les systèmes neuro-flous et, à un degré moindre, les algorithmes génétiques [34].

La commande par logique floue a été appliquée avec succès pour extraire le point maximum de puissance dans des systèmes de conversion d'énergie, et transférer ainsi l'énergie électrique maximale disponible à partir d'un générateur PV à une charge [35] [40].

Les réseaux de neurones artificiels (ANN) sont des modèles électroniques basés sur la structure neuronale du cerveau lesquels sont souvent utilisés pour l'optimisation de l'algorithme MPPT. En effet les réseaux de neurone peuvent être utilisés afin de trouver la position du point maximum de puissance avec un nombre réduit d'itérations pour atteindre le MPP et une réduction au minimum des oscillations autour de ce dernier [33] [34] [63].

En outre, les réseaux neuro-flous ont été employés dans le même contexte, énonçant par exemple la méthode présentée dans [32] [34].

Les algorithmes génétiques qui sont des algorithmes d'optimisation stochastiques fondés sur les mécanismes de la sélection naturelle et de la génétique ont été aussi employés pour les commandes MPPT en raison de leurs performances remarquables. Ces derniers ont envahi plusieurs domaines de recherche dans lesquels ils ont apporté des satisfactions appréciables en raison de leurs avantages à savoir : la rapidité et la possibilité de résoudre des équations non linéaires à plusieurs variables. Les algorithmes génétiques comptent parmi les approches intelligentes utilisées pour la poursuite du point de puissance maximale (PPM) pour pouvoir ainsi profiter au maximum de l'énergie solaire et suivre rapidement ce point. Beaucoup de travaux ont montrés que les algorithmes génétiques donnent des résultats très intéressants dans lesquels la convergence est assurée, avec des temps de calculs réduit et des opérations simples [36].

IV.3.2. Commande MPPT pour la recherche d'un maximum global

Les recherches dans le domaine des algorithmes de contrôles MPPT sont aujourd'hui axées dans les commandes nommées « Global MPPT » dans la littérature ayant en plus une recherche systématique du meilleur PPM à tout instant. Pour cela, elles permettent d'élargir leur recherche de PPM pour être sûres d'être au meilleur point de fonctionnement lorsqu'un ombrage apparait.

Pour faire face donc au problème de présence de multiples maxima sur la caractéristique du générateur photovoltaïque, un certain nombre de travaux ont proposé l'adaptation des algorithmes classiques [81].

IV.3.3. Aperçu sur les travaux réalisés pour la recherche du maximum global

Comme nous l'avons déjà expliqué dans le paragraphe précédent, plusieurs algorithmes de poursuite du point de puissance maximal (MPPT) ont été largement proposés dans la littérature tels que l'algorithme P&O et INC [37] [38] [39].

Ces deux algorithmes présentent de bonnes performances quand ils sont utilisés pour obtenir le point de puissance maximale dans le cas non linéaire et sans ombrage partiel.

En effet, les algorithmes P&O et INC, ne parviennent pas à extraire le point de puissance maximale du module PV (ou champ PV) lorsque ce dernier est partiellement ombragé [62].

En outre, plusieurs méthodes ont été proposées pour face au problème de l'ombrage telle que la méthode de contrôle par extremum « Extremum Seeking Control (ESC) » proposée par

Hamed Heydari-doostabad et al. Cette nouvelle approche proposée pour le champ PV est appliquée dans des conditions uniformes et non uniformes de l'éclairage. Cette méthode a montré un bon effet de contrôle dans des conditions d'ombrage partiel [64].

Jubaer Ahmed et al ont proposé une méthode de poursuite (MPPT) pour le système PV à l'aide de la méthode de recherche dite Cuckoo Search (CS). Il est connu que la méthode CS présente plusieurs avantages tels qu'une convergence rapide, une plus grande efficacité en utilisant moins de paramètres de réglage. Pour justifier l'utilisation de la méthode CS comme une option MPPT viable, des tests sont effectués aussi sur les deux méthodes bien connues, à savoir P&O et PSO. Les résultats montrent que la méthode CS est capable de poursuivre le PPM au bout de 100 à 250 ms sous différents types de changements des conditions atmosphériques. Par ailleurs, la perte de puissance dans l'état stable due au mismatch au PPM est seulement 0,000008%. La méthode CS surpasse à la fois les méthodes P&O et PSO du point de vue capacité de poursuite, le comportement transitoire et de la convergence [65].

L.L.Jiang et al ont présenté une nouvelle méthode MPPT pour les systèmes PV basée sur l'optimisation de colonie de fourmis « Ant Colony Optimization (ACO) ». Cette technique basée sur l'algorithme heuristique assure non seulement la capacité de trouver le PPM global, mais fournit aussi un système de contrôle plus simple et un coût du système plus faible. La faisabilité de cette méthode proposée est vérifiée pour divers cas d'ombrage par simulation. En outre, la comparaison des performances de cette méthode avec les autres techniques MPPT traditionnelles, telles que: le suivi de la tension constante (CVT), P&O et l'optimisation des particules par essaim (PSO), est également présentée. Les résultats montrent que l'algorithme proposé permet de suivre le PPM global efficacement, et est robuste aux diverses situations d'ombrage [66].

M.F.N.Tajuddin et al ont proposé une technique de poursuite du PPM global pour le système PV en utilisant l'algorithme de l'évolution différentielle modifiée (DE). Cette méthode est efficace et robuste aux différentes situations d'ombrage. Cette méthode a montré aussi une réponse dynamique rapide et plus lisse à l'état stable par rapport aux algorithmes MPPT classiques [67].

N.Gokmen et al ont proposé une nouvelle méthode MPPT basée sur l'analyse de toutes les bandes de tension possibles associées aux pics de points de puissance présents dans la caractéristique puissance-tension (P-V). Cet algorithme est capable d'identifier la tension associée au point de puissance maximale du système PV dans toutes les conditions de travail. L'algorithme MPPT proposé est plus efficace que l'algorithme classique P&O et permet d'augmenter la quantité totale d'énergie obtenue à partir d'un champ PV. L'algorithme MPPT

proposé a été également validé expérimentalement et a obtenu de meilleures performances que l'algorithme classique P&O [68].

N.A. Ahmed et al ont présenté une nouvelle stratégie de suivi du point de puissance maximale pour les systèmes de production d'énergie photovoltaïque à base de l'algorithme de recherche Fibonacci pour réaliser un système de contrôle simple pour suivre le véritable point de puissance maximale, même dans des conditions non-uniforme ou pour un changement rapide de conditions d'insolation. La technique de recherche de Fibonacci a été modifiée afin d'être d'appliquer aux caractéristiques (P-V) à temps variant du champ PV. Il est prouvé expérimentalement et par les résultats de simulation que l'algorithme a de bonnes performances et une réponse très rapide, même pour modules photovoltaïques partiellement ombragés. La technique proposée peut être appliquée à différents types de convertisseurs d'énergie photovoltaïque incluant le DC-DC et le DC-AC et peut être utilisée à la place des techniques MPPT classiques facilement. Cette méthode ne nécessite ni la mesure du niveau de la température et de l'ensoleillement, ni la connaissance préalable sur le modèle du module photovoltaïque utilisé. La méthode proposée permet de suivre le point de puissance maximale global dans la plupart des cas en faisant une recherche d'une large gamme et plus de puissance peuvent être extraites des modules PV partiellement ombragés par rapport aux autres méthodes. L'algorithme a montré de bonnes performances et une réponse très rapide [72].

K.Sundareswaran et al ont proposé un nouveau algorithme qui combine l'utilisation de la méthode d'optimisation par essaims de particules « Particule Swarm Optimization (PSO) » pour le MPPT durant les étapes initiales de suivi et puis emploie la méthode traditionnelle perturber et observer (P&O) durant les étapes finales. La méthodologie a été en premier simulée pour deux configurations PV différentes sous des scénarios d'ombrage variables et a été vérifiée expérimentalement en utilisant un système expérimental à base de microcontrôleur. L'intégration de PSO avec l'algorithme P&O a montré une convergence plus rapide vers le point de puissance maximale global (PPMG) que lorsque les deux méthodes sont utilisées individuellement. Les oscillations de la puissance de sortie, de tension et de courant de l'installation photovoltaïque avec la méthode proposée sont faibles en les comparants à ceux obtenus avec une commande MPPT basée sur la méthode PSO seule. Les résultats ont montré une bonne performance en termes de vitesse de convergence, une convergence garantie vers le PPMG et une amélioration de la réponse transitoire de la méthode proposée [71].

Yi-Hua Liu et al ont développé un algorithme GMPPT qui peut être utilisé dans les systèmes de production photovoltaïque centralisés sous les conditions d'ombrage partiel. La méthode proposée utilise une technique qui fonctionne sur deux étapes pour résoudre problèmes des multiples pics lors de la poursuite du PPMG.

Dans une première étape, l'algorithme effectue une méthode de segmentation pour diviser la courbe des caractéristiques (P-V) en plusieurs segments, ce qui permet de déterminer uniquement l'intervalle dans lequel le PPMG est situé. Au cours de la deuxième étape, la méthode P&O à pas de taille variable (variable step-size P&O method) est employée pour localiser l'emplacement précis du PPMG. Cette nouvelle méthode présente des avantages, tels que la structure simple, la vitesse élevée de poursuite, une meilleure précision de poursuite etc... [73].

Récemment, les techniques intelligentes ont été également mise en place par les chercheurs pour résoudre le problème du contrôle et de poursuite du point de puissance maximale sous les conditions uniformes et d'ombrage partiel, comme les réseaux de neurones [81] [83], la logique floue [78] [79] [89] et les algorithmes génétiques [62] [94].

B.N. Alajmi et al ont proposé un nouveau contrôleur par logique floue pour la poursuite du point de puissance maximale. La méthode de recherche Hill-Climbing a été modifiée basée sur le contrôle par la logique floue pour MPPT sous le changement rapide des conditions météorologiques. L'approche MPPT proposée a été mise en œuvre par fuzzification des règles de recherche de la méthode hill-climbing pour réduire ses inconvénients, avec une approche relativement simple. Le modèle Simulink et des expériences pratiques ont été utilisés pour vérifier les résultats des deux méthodes hill-climbing conventionnelle et l'approche proposée. Les résultats de la technique MPPT proposée présente une vitesse de convergence plus rapide, moins d'oscillations autour du PPM à l'état permanent, et aucune divergence du PPM pendant des conditions météorologiques variables. La faisabilité et l'efficacité de la méthode proposée ont été évaluées avec différentes études de simulation et comparées aux techniques MPPT par logique floue existant [89].

Syafaruddin et al ont utilisé un réseau de neurones artificiels (ANN) à rétro propagation avec trois couches pour déterminer la puissance de sortie optimale et la tension d'un champ PV partiellement ombragé. La moyenne des mesures de tous les jours du niveau de l'éclairement énergétique des modules sélectionnés est utilisée comme signal d'entrée du RNA. L'efficacité de la méthode proposée est démontrée dans des conditions d'ombrage partiel pour les différentes configurations des champs photovoltaïques tels que la configuration (SP), (BL) et TCT [81].

Y. Shaiek et al ont développé un algorithme génétique pour extraire le maximum global d'un module PV dans des conditions d'ombrage partiel. Il est prouvé que l'algorithme génétique proposé suit le maximum global avec succès lorsque plusieurs pics existent dans les caractéristiques (P-V). Les auteurs ont également comparé cette méthode avec les deux méthodes classiques P&O et INC où ils ont montré l'échec de ces deux algorithmes à extraire le point de puissance maximale en cas de l'ombrage partiel [62].

D'autres algorithmes et méthodes existent dans la littérature abordant le problème de poursuite du point de puissance maximale en présence de l'ombrage partiel [44] [74] [75] [80] [84-88] [92].

Toutes ces méthodes ont montré leur efficacité et leur meilleure performance à extraire le point de puissance maximale global en comparaison avec les méthodes conventionnelles.

L'approche neuro-floue est également l'une des techniques intelligentes qui est largement utilisées pour résoudre les problèmes de contrôle dans les systèmes PV [34].

Avant de détailler l'approche proposée, nous allons donner un aperçu sur le système neuro-flou utilisé.

IV.4. Concept des systèmes neuro-flous

Les réseaux de neurones multicouches constituent des approximateurs universels. L'atout principal de ces réseaux réside dans leur capacité d'apprentissage. Par contre, leur structure et leurs paramètres n'ont pas toujours des justifications physiques.

De plus, la connaissance humaine ne peut pas être exploitée pour les construire. Les systèmes d'inférence flous sont également des approximateurs universels. Ces systèmes possèdent deux points forts par rapport aux réseaux de neurones. D'une part, ils sont généralement construits à partir de la connaissance humaine, d'autre part, ils ont une capacité descriptive élevée due à l'utilisation de variables linguistiques. Il est donc apparu naturel de construire des systèmes hybrides qui combinent les avantages et les concepts des systèmes d'inférence flous et des réseaux de neurones. Ainsi l'approche *neuro-floue* est apparue.

Un système neuro-flou est donc défini comme étant un réseau neuronal multicouche avec des paramètres flous, ou comme un système flou mis en application sous une forme distribuée parallèle.

Nous présentons ici un type spécial de réseaux neuro-flous. Il s'agit de l'approche ANFIS (Adaptive Network Fuzzy Inference System), Système d'inférence flou organisé en réseau adaptatif, proposée par Jang [93]. La modélisation découverte par Takagi & Sugeno a trouvé plusieurs applications dans les domaines de contrôle, de prédiction et d'inférence [24] [34].

IV.4.1. Système d'inférence flou basé sur les réseaux de neurones adaptatifs (ANFIS)

C'est une structure à plusieurs couches qui affine les règles floues déjà établies par des experts humains et réajuste le chevauchement entre les différents sous-ensembles flous.

Cette architecture peut servir comme une base pour construire l'ensemble des règles "Si-Alors" avec des fonctions d'appartenance appropriées en partant d'un ensemble de paires de données (entrées/sorties) du système.

ANFIS met en application un système à inférence flou du type *Takagi Sugeno* et a une architecture composée de cinq couches comme représentée sur la figure IV.1:

Pour simplifier la compréhension et sans perte de généralités, nous considérons un système à deux entrées x_1 et x_2 et une sortie y . Considérons aussi un modèle flou de type TSK de ce système, composé des deux règles suivantes:

$$\text{Si } x_1 \text{ est } A_1 \text{ et } x_2 \text{ est } B_1 \text{ alors } y_1 = f_1(x_1, x_2) = a_1 x_1 + b_1 x_2 + c_1 \quad (\text{IV.1})$$

$$\text{Si } x_1 \text{ est } A_2 \text{ et } x_2 \text{ est } B_2 \text{ alors } y_2 = f_2(x_1, x_2) = a_2 x_1 + b_2 x_2 + c_2 \quad (\text{IV.2})$$

Jang a proposé de représenter cette base de règles par le réseau adaptatif de la figure IV.1.

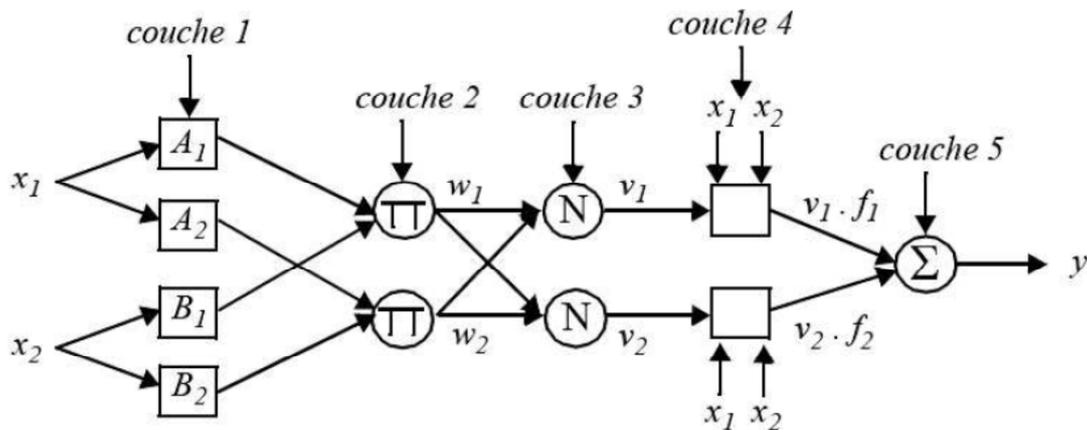


Figure IV.1: Exemple d'un réseau ANFIS à deux entrées.

Le réseau adaptatif ANFIS est un réseau multicouches dont les connexions ne sont pas pondérées, ou ont tous un poids de 1. Les nœuds sont de deux types différents selon leur fonctionnalité: les nœuds carrés (adaptatifs) contiennent des paramètres, et les nœuds circulaires (fixes) n'ont pas de paramètres. Toutefois, chaque nœud (carré ou circulaire) applique une fonction sur ses signaux d'entrées. La sortie O_i^k du nœud i de la couche k (appelée nœud (i, k)) dépend des signaux provenant de la couche $k-1$ et des paramètres du nœud (i, k) , c'est-à-dire,

$$O_i^k = f(O_1^{k-1} \dots O_{n_{k-1}}^{k-1}, a, b, c \dots) \quad (IV.3)$$

Où n_{k-1} est le nombre de nœuds dans la couche $k-1$, et $a, b, c \dots$ sont les paramètres du nœud (i, k) . Pour un nœud circulaire ces paramètres n'existent pas.

Dans le réseau de la figure (IV.1), les nœuds d'une même couche ont des fonctions issues d'une même famille que nous explicitons ci-dessous.

Couche 1 :

La première couche représente les fonctions d'appartenances floues. Chaque nœud de cette couche est un nœud carré avec une fonction:

$$O_i^1 = \mu_{A_i}(x) \quad (IV.4)$$

Où x est l'entrée du nœud i , et A_i le terme linguistique associé à sa fonction. En d'autres termes, O_i^1 est le degré d'appartenance de x à A_i . Les paramètres d'un nœud de cette couche sont ceux de la fonction d'appartenance correspondante.

Couche 2 :

Chaque nœud i de cette couche est un nœud circulaire appelé Π qui engendre en sortie le produit de ses entrées. Ce produit représente le degré d'activation d'une règle:

$$w_i = \mu_{A_i}(x_1) \cdot \mu_{B_i}(x_2) \quad , i = 1,2 \quad (IV.5)$$

Couche 3 :

Chaque nœud de cette couche est un nœud circulaire appelé N . La sortie du nœud i est le degré d'activation normalisé de la règle i :

$$v_i = \frac{w_i}{w_1 + w_2} \quad (IV.6)$$

✓ La seconde et la troisième couche contiennent les nœuds qui forment la partie antécédente dans chaque règle

Couche 4 :

La quatrième couche calcule les coefficients de l'équation du premier ordre d'une règle de type *Takagi-Sugeno* et cela pour chaque règle floue.

Chaque nœud de cette couche est un nœud carré avec une fonction réalisant le calcul:

$$O_i^4 = v_i \cdot f_i = v_i (a_i x_1 + b_i x_2 + c_i) \quad , i = 1..2 \quad (IV.7)$$

Où v_i est la sortie de la couche 3, et $\{a_i, b_i, c_i\}$ est l'ensemble des paramètres de sortie de la règle i .

Couche 5 :

La cinquième couche qui représente la couche de sortie, calcule la sortie globale pondérée du système. Le seul nœud de cette couche est un nœud circulaire qui effectue la somme des signaux provenant de la couche 4, c'est-à-dire,

$$O_1^5 = y = \sum_i v_i \cdot f_i \quad (\text{IV.8})$$

La généralisation du réseau à un système à r entrées ne pose aucun problème particulier. Le nombre de nœuds de la couche 1 est toujours égal au nombre total de termes linguistiques définis.

L'apprentissage à partir d'un ensemble de données concerne l'identification des paramètres des prémisses et des conséquences, la structure du réseau étant fixée. L'algorithme d'apprentissage commence par construire un réseau initial, ensuite on applique une méthode d'apprentissage par rétro-propagation de l'erreur. Jang a proposé d'utiliser une règle hybride d'apprentissage qui combine un algorithme de descente de gradient avec une estimation par moindres carrées.

IV.5. Création de la base de données

Afin de créer une base de données pour le prédicteur mis en œuvre dans le présent chapitre, un ensemble de valeurs ont été collectées à partir de la simulation de différentes configurations des champs PV pour plusieurs scénarios d'ombrage et diverses tailles de champ. Les différentes tailles du champ PV considérées sont 4×2 , 5×2 , 4×3 , 5×3 , 4×4 , 6×3 , 5×4 et 6×4 . Ces données sont divisées en deux groupes : apprentissage et test.

Cette base de données comprend un ensemble de vecteur qui contient deux entrées et une seule sortie qui sont respectivement la tension, le courant et la puissance de chaque configuration. Ces valeurs sont prises sous les conditions normales d'éclairement et sous ombrage partiel pour plusieurs scénarios d'ombrage.

La figure IV.2 montre le schéma bloc sous Simulink de la structure utilisée pour l'apprentissage.

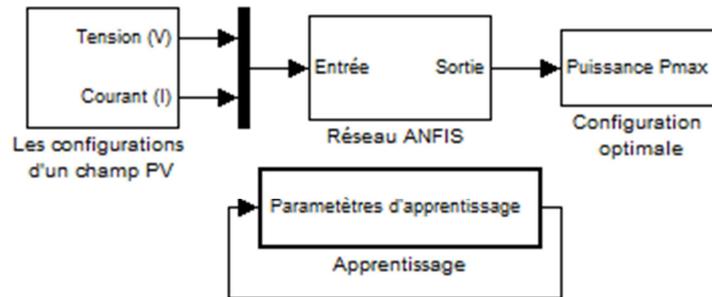


Figure IV.2: Le Bloc Simulink de la structure du prédicteur (ANFIS).

IV.6. Description et structure du prédicteur neuro-flou

Comme nous l'avons déjà expliqué dans le paragraphe précédent, le prédicteur neuro-flou développé comprend deux entrées : « V » et « I » et une sortie « P » qui représentent respectivement *la tension, le courant, et la puissance de sortie de chaque configuration* du champ PV. Ce prédicteur met en application un système d'inférence floue de type *Takagi Sugeno* et possède une architecture composée de cinq couches (Figure IV.3); il permet aussi la génération automatique de règles floues basées sur le modèle d'inférence de *Sugeno* suivantes :

Si V est A_1 et I est B_1 Alors $P_1 = f(V, I)$

Si V est A_2 et I est B_2 Alors $P_2 = f(V, I)$

.

.

Si V est A_9 et I est B_9 Alors $P_9 = f(V, I)$

Où : V et I sont les variables d'entrée et A_1, A_2, \dots, A_9 et B_1, B_2, \dots, B_9 sont des ensembles flous.

Les tableaux IV.1 et IV.2 montrent respectivement les règles ainsi que les spécifications du réseau ANFIS choisies pour réaliser l'apprentissage.

Tableau IV.1 : Règles utilisées pour le réseau ANFIS.

VI	A_1	A_2	A_3
B_1	P_1	P_2	P_3
B_2	P_4	P_5	P_6
B_3	P_7	P_8	P_9

Tableau IV.2 : Spécification du réseau ANFIS utilisé.

Paramètres	Spécification
Entrées	Tension/courant
Sortie	Puissance
Nombre de fonctions d'appartenance	3
Type de fonctions d'appartenance	Gaussiennes
Nombre de règles générées	9

La figure IV.3 illustre l'architecture du modèle ANFIS proposé.

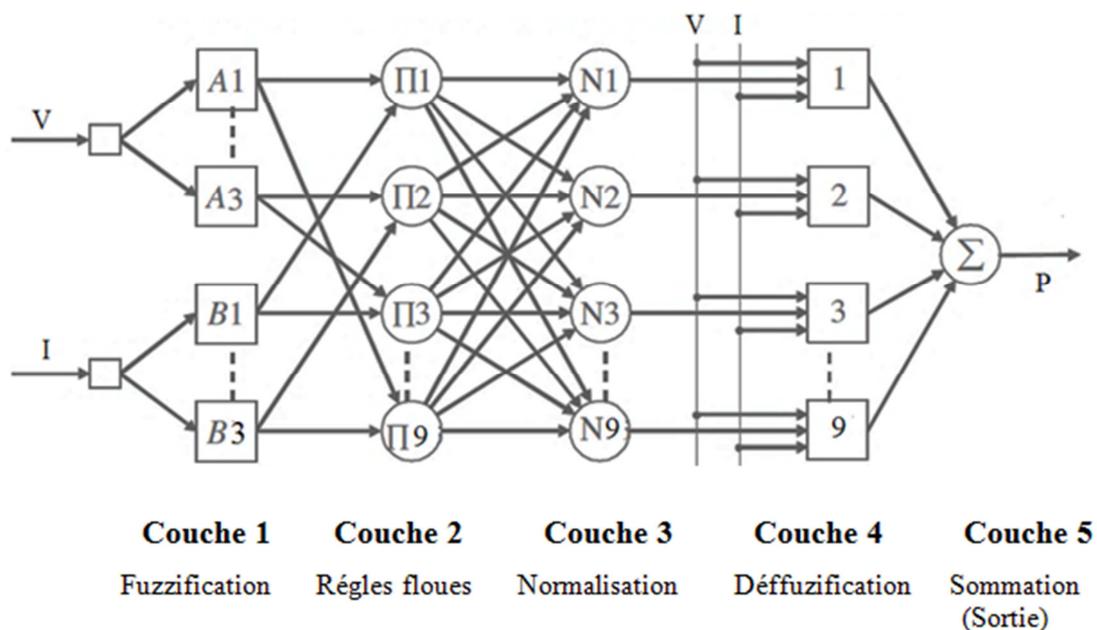


Figure IV.3 : Architecture du modèle ANFIS proposé.

Les nœuds d'entrées V et I transmettent simplement les données d'entrée à la couche de fuzzification. Les cinq couches du réseau neuro-flou ont pour rôle :

Couche 1 : Les neurones de cette couche réalisent les ensembles flous qui serviront dans les antécédents des règles.

Couche 2 : Chaque neurone dans cette couche correspond à une règle floue Sugeno. Il reçoit les sorties des neurones de fuzzification et calcule son activation. La conjonction des antécédents est réalisée avec l'opérateur produit.

Couche 3 : Chaque neurone calcule le degré de vérité normalisé d'une règle floue donnée. La valeur obtenue représente la contribution de la règle floue au résultat final.

Couche 4 :

Chaque neurone i de cette couche est relié à un neurone de normalisation correspondant et aux entrées initiales du réseau. Il calcule le conséquent.

Couche 5 :

Comprend un seul neurone qui fournit la sortie de ANFIS en calculant la somme des sorties de tous les neurones de défuzzification

La structure neuronale équivalente générée par Matlab est représentée par la figure IV.4.

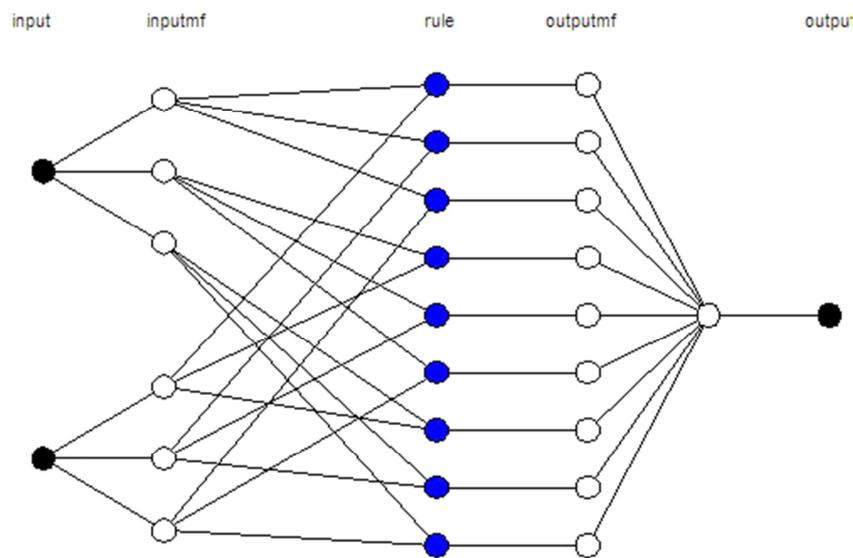


Figure IV.4: Structure du modèle ANFIS générée par Matlab.

IV.7.Apprentissage du réseau ANFIS

Le réseau ANFIS utilise un algorithme d'apprentissage hybride qui combine l'estimateur des moindres carrés et la méthode du gradient avec un nombre d'itérations maximum de 2500. L'apprentissage du réseau neuro-flou et l'erreur sont présentés respectivement sur les figures IV.5 et IV.6.

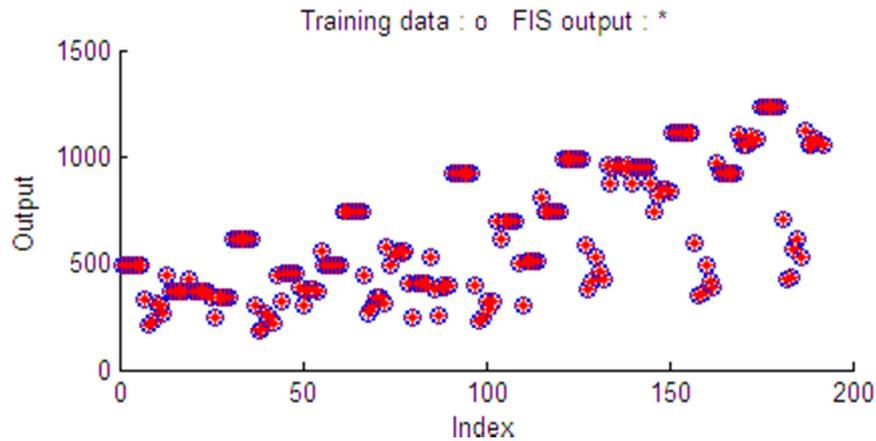


Figure IV.5: Apprentissage du réseau ANFIS.



Figure IV.6: L'erreur d'apprentissage en fonction du nombre d'itérations.

La surface du réseau ANFIS générée entre la tension, le courant et la puissance est illustrée sur la figure IV.7

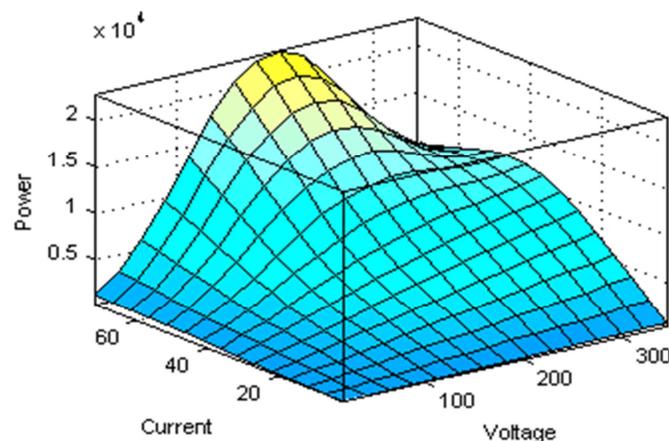


Figure IV.7: Surface entre les entrées (tension et courant) et la sortie (puissance maximale).

Le tableau IV.3 présente une partie des valeurs simulées de la puissance maximale (désirée) utilisées pour l'apprentissage et la sortie obtenue par ANFIS (après apprentissage) ainsi que l'erreur correspondante.

Tableau IV.3.a : Illustration d'une partie des sorties simulées et ANFIS pour les différentes tailles de configurations.

Taille	Configuration	Sortie Simulée (W)	Sortie ANFIS (W)	Erreur absolue (W)
4x2	S	213.50	213.1	0.4
4x2	SP	226.40	226.5	0.1
4x2	TCT	310.7838	309.2	1.5838
4x2	BL	306.4215	306.3	0.1215
4x2	HC	266.9402	267	0.0598
5x2	S	181.7743	182.1	0.6743
5x2	SP	190.4912	190.2	0.2912
5x2	TCT	270.1206	269.7	0.4206
5x2	BL	252.0169	252.1	0.0831
5x2	HC	221.3829	221	0.3829
5x2	S	309.0179	308.6	0.4179
5x2	SP	371.3297	371.3	0.0297
5x2	TCT	378.9112	378.9	0.0112
5x2	BL	377.0526	377	0.0526
5x2	HC	373.8429	373.8	0.0429
4x3	S	494.4295	494.6	0.1705
4x3	SP	544.0792	543.6	0.4792
4x3	TCT	556.8035	556.3	0.2035
4x3	BL	547.7145	547.2	0.5145
4x3	HC	554.0496	553.5	0.5496
4x3	S	380.3135	380	0.3135
4x3	SP	253.8780	253.8	0.0780
4x3	TCT	399.5065	399.8	0.2935
4x3	BL	386.8138	387.1	0.2862
4x3	HC	394.1720	394.5	0.328
5x3	S	227.4265	227.9	0.4735
5x3	SP	244.7224	244.7	0.0224
5x3	TCT	325.4021	325.4	0.0021
5x3	BL	290.7463	290.3	0.4463
5x3	HC	319.1872	319.2	0.0128

Tableau IV.3.b : Illustration d'une partie des sorties simulées et ANFIS pour les différentes tailles de configurations (Suite).

4x4	S	379.9092	379.3	0.6092
4x4	SP	413.6343	414	0.3657
4x4	TCT	528.3074	527.9	0.4074
4x4	BL	467.4672	467.2	0.2672
4x4	HC	428.8101	429.2	0.3899
6x3	S	353.5605	353.6	0.0395
6x3	SP	356.5501	356.7	0.1499
6x3	TCT	487.8295	488.4	0.5705
6x3	BL	421.4645	421.9	0.4355
6x3	HC	392.1939	392	0.1939
5x4	S	429.7450	428.9	0.845
5x4	SP	440.1863	440.6	0.4137
5x4	TCT	567.4238	568.1	0.6762
5x4	BL	614.1737	613.6	0.5737
5x4	HC	528.5280	528.6	0.072
6x4	S	473.1878	472.1	1.0878
6x4	SP	428.4976	428.9	0.4024
6x4	TCT	567.5450	568.2	0.655
6x4	BL	622.7810	622.2	0.581
6x4	HC	531.5262	531.6	0.0738

IV.8. Test de l'efficacité du réseau prédicteur ANFIS

Pour tester le prédicteur ANFIS et assurer son efficacité, nous avons pris d'autres cas qui n'ont pas été utilisés au cours de la phase d'apprentissage (c'est-à-dire qui ne font pas partie de la base de données).

Le tableau IV.5 montre la puissance maximale déterminée par le réseau ANFIS pour chaque configuration d'un champ PV de 4x2 et l'erreur (%) correspondante pour le scénario d'ombrage indiqué sur le tableau IV.4.

Tableau IV.4: Exemple d'un scénario d'ombrage pour un champ PV de 4x2.

	String1	String2
Row1	80	500
Row2	250	800
Row3	250	1000
Row4	100	1000

Tableau IV.5 : Résultat du prédicteur ANFIS pour un champ PV de 4x2.

Configuration	$V_{Max}(V)$	$I_{Max}(A)$	$P_{Max}(W)$	$P_{Anfis}(W)$	Erreur absolue (W)
S	53.1828	2.9740	158.1672	158	0.1672
SP	52.5204	3.3333	175.0649	174.8	0.2649
TCT	50.8846	3.8716	197.0066	196.8	0.2066
BL	50.8219	3.8551	195.9233	195.7	0.2233
HC	52.3411	3.3439	175.0213	174.8	0.2213

Les tableaux IV.6 et IV.7 montrent respectivement un exemple d'un scénario d'ombrage ainsi que les résultats obtenus du prédicteur ANFIS pour un champ PV de 5x3.

Tableau IV.6: Exemple d'un scénario d'ombrage pour un champ PV de 5x3.

	String1	String2	String3
Row1	1000	200	1000
Row2	1000	400	1000
Row3	1000	600	1000
Row4	1000	800	1000
Row5	300	1000	800

Tableau IV.7: Résultat du prédicteur ANFIS pour un champ PV de 5x3.

Configuration	$V_{Max}(V)$	$I_{Max}(A)$	$P_{Max}(W)$	$P_{Anfis}(W)$	Erreur absolue (W)
S	198.1129	2.9963	593.6154	592.5	1.1154
SP	69.4181	8.6319	599.2093	598.6	0.6093
TCT	87.9485	7.8242	688.1266	687.6	0.666
BL	86.9196	7.6235	662.6352	662.2	0.4352
HC	86.5116	7.6944	665.6583	665.2	0.45

D'après les résultats indiqués sur les tableaux IV.5 et IV.7, nous remarquons que les puissances obtenues par le réseau ANFIS sont presque identiques aux puissances maximales simulées ce qui prouvent la capacité du réseau ANFIS à prédire la puissance maximale quelles que soient la configuration ou sa taille.

Pour le même scénario d'ombrage nous avons obtenons des valeurs de puissances différentes pour chaque configuration. Dans ces deux cas la configuration TCT présente la puissance maximale la plus élevée et la configuration série vient en dernier.

Les tableaux IV.8 et IV.9 montrent respectivement un exemple d'un scénario d'ombrage ainsi que les résultats obtenus du prédicteur ANFIS pour un champ PV de 4x4.

Tableau IV.8: Exemple d'un scénario d'ombrage pour un champ PV de 4x4.

	String1	String2	String3	String4
Row 1	800	400	200	1000
Row 2	800	400	1000	1000
Row 3	800	1000	1000	1000
Row 4	1000	1000	1000	1000

Tableau IV.9: Résultat du prédicteur ANFIS pour un champ PV de 4x4.

Configuration	$V_{Max}(V)$	$I_{Max}(A)$	$P_{Max}(W)$	$P_{Anfis}(W)$	Erreur absolue (W)
S	233.3129	2.9831	695.9872	696	0.0128
SP	54.7528	11.5477	632.2668	632.8	0.132
TCT	72.5655	8.9337	648.2761	647.7	0.5761
BL	71.6517	8.8407	633.4494	632.9	0.5494
HC	54.5393	11.4855	626.4089	626.9	0.4911

Les résultats présentés sur le tableau IV.9 montre que le prédicteur ANFIS est capable de prédire la puissance maximale pour toutes les configurations considérées. Dans ce cas, la configuration série donne la puissance la plus élevée.

Donc, le réseau pourrait être utilisé pour le choix de la meilleure configuration et la recherche du PPMG.

IV.9. Conception d'un contrôleur neuro-flou MPPT pour la recherche du maximum global sous des conditions d'ombrage partiel

Dans ce qui suit, nous allons expliquer l'approche proposée pour la recherche du maximum global ainsi que le principe de fonctionnement du système proposé.

IV.9.1. Description du système global et fonctionnement

Le prédicteur ANFIS de la section précédente est inséré maintenant dans le système PV complet comme l'illustre la figure IV.8.

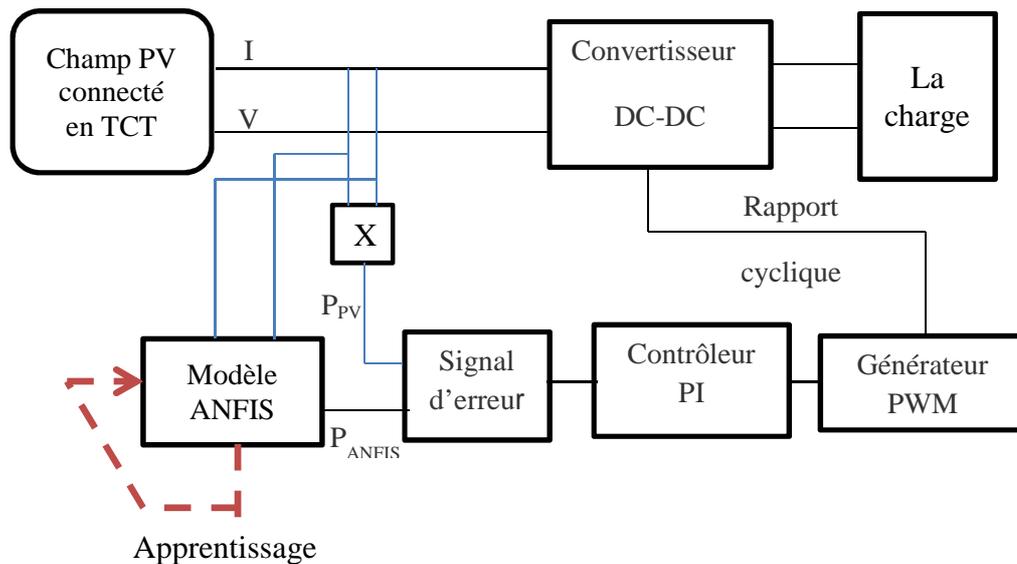


Figure IV.8 : Structure du contrôleur MPPT proposé basé sur l'approche ANFIS.

Le modèle proposé du contrôleur MPPT neuro-flou est réalisé en utilisant Matlab/ Simulink et sa structure est représentée sur la figure IV.9. La tension et le courant de la configuration TCT sont pris comme paramètres d'entrées pour le réseau ANFIS qui a été entraîné et testé dans la section précédente. Le modèle de référence ANFIS donne la puissance maximale (P_{ANFIS}) à partir du module PV pour une température fixe ($25^{\circ}C$) et pour différents niveaux d'éclairement. A la même température de $25^{\circ}C$ et les différents niveaux d'éclairement, la puissance de sortie réelle du champ PV (P_{PV}), est calculée en utilisant la multiplication de la tension et du courant de fonctionnement détectés. Les deux puissances (P_{PV} et P_{ANFIS}) sont comparées, et ensuite l'erreur est transmise au contrôleur proportionnel-intégral (PI), pour générer le signal de contrôle. Le signal de commande généré par le régulateur PI est transmis à son tour au générateur PWM. Le signal PWM est généré en comparant un signal d'une porteuse à haute fréquence au signal de contrôle ou modulation. La fréquence du signal

porteur utilisée est de 20 kHz. Le signal PWM généré contrôle le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, afin d'ajuster le point de fonctionnement du champ photovoltaïque.

IV.9.2. Modélisation du système photovoltaïque proposé

La figure IV.9 montre le modèle Simulink/SimPower du système photovoltaïque proposé qui est composé principalement: d'un champ photovoltaïque de taille 4x2 connecté en TCT, un bloc de contrôle qui inclut le prédicteur ANFIS avec un régulateur PI, un convertisseur DC-DC de type Buck-Boost, une charge résistive.

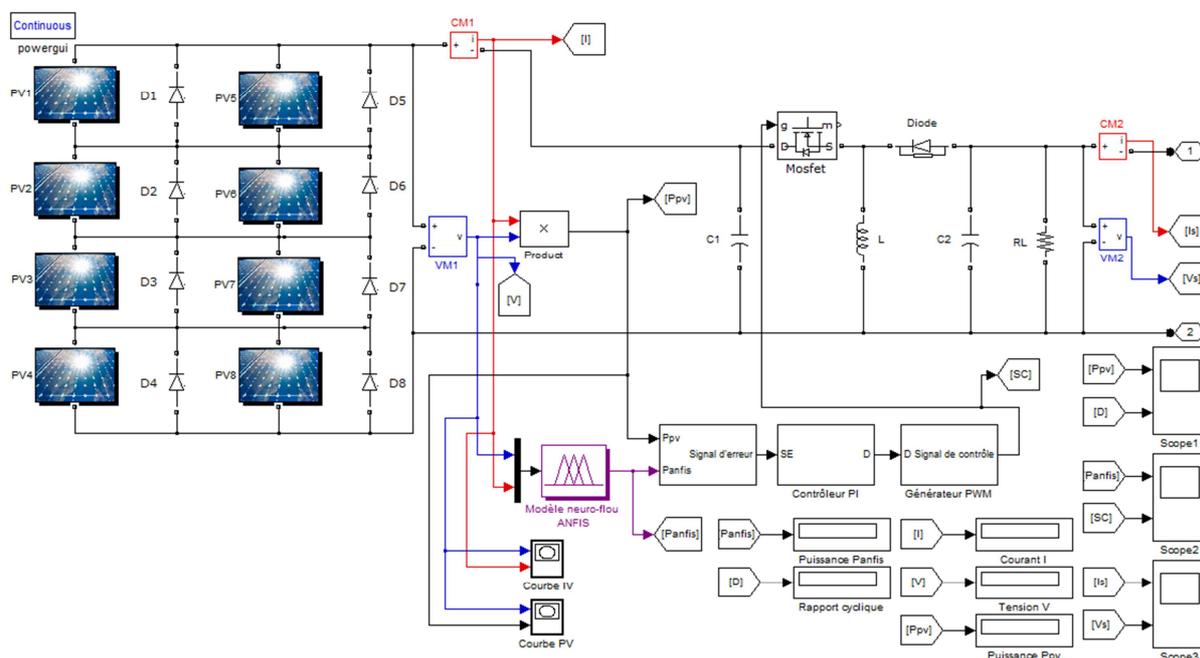


Figure IV.9: Modèle Matlab/Simulink du système PV proposé basé sur la méthode ANFIS-PI.

IV.9.3. Simulation du système photovoltaïque avec la technique ANFIS-PI MPPT proposée sous des conditions d'ombrage partiel

Le système PV complet avec le contrôleur intelligent ANFIS-PI MPPT proposé a été modélisé dans l'environnement Simulink/SimPower et il est représenté sur la figure IV.9.

Pour la simulation de cette partie, nous allons considérer le cas de 8 modules PV. Chaque module se compose de 36 cellules connectées en série protégé par une diode by-pass montée en antiparallèle travaillant à une température de 25°C.

La période d'échantillonnage considérée est égale à 0,0001s et la fréquence de commutation est choisie égale à 20kHz. A cette fréquence, les valeurs des éléments sélectionnés du

convertisseurs utilisés sont les suivantes : $L= 5.6\text{mH}$, $C_1=C_2=3.5\text{mF}$, $R_L=100\ \Omega$. Les paramètres utilisés du régulateur PI sont : coefficient intégral $K_i=3$, coefficient proportionnel $K_p=0.2$.

Pour montrer l'efficacité de notre contrôleur, nous allons considérer cinq scénarios d'ombrage différents nommés PS_1 , PS_2 , PS_3 , PS_4 et PS_5 illustrés respectivement par les figures IV.10, IV.14, IV.18, IV.22 et IV.26.

IV.9.3.1.Scénario d'ombrage PS_1

Le scénario d'ombrage (PS_1) est illustré par la figure IV.10.

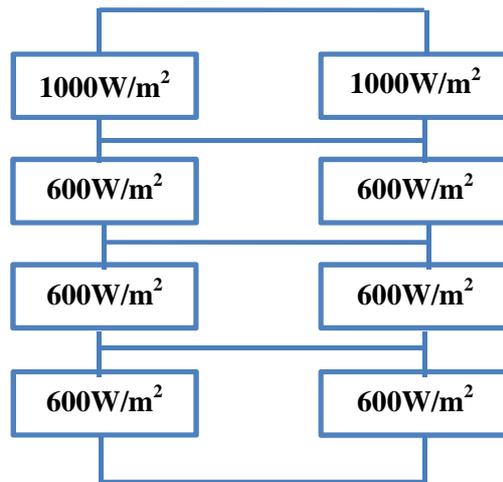


Figure IV.10 : Illustration du scénario d'ombrage PS_1 .

Les caractéristiques (P-V) et (I-V) sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS_1 pour un champ PV connecté en TCT de taille 4x2 sont présentées respectivement sur les figures IV.11 et IV.12.

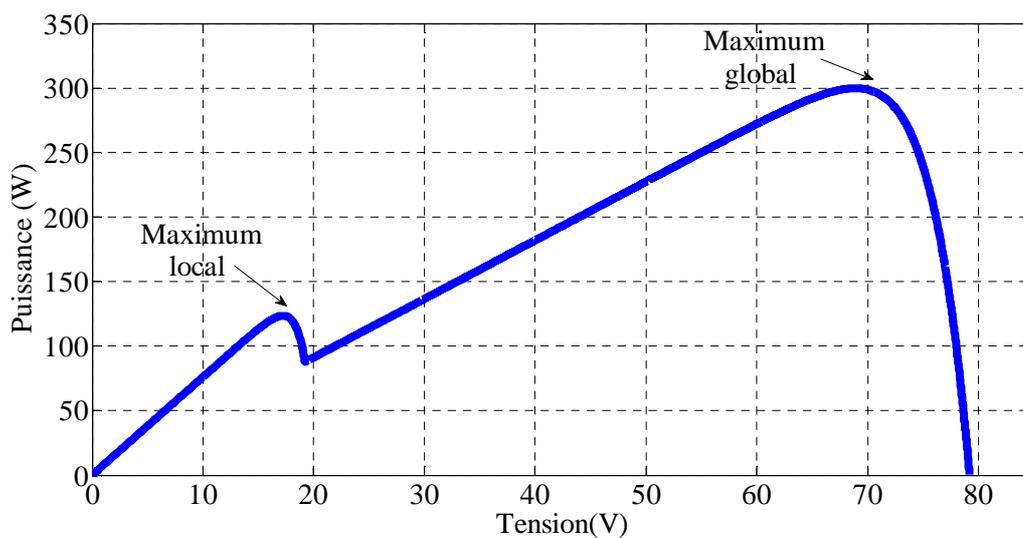


Figure IV.11: Caractéristiques (P-V) de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 pour le scénario d'ombrage partiel PS_1 .

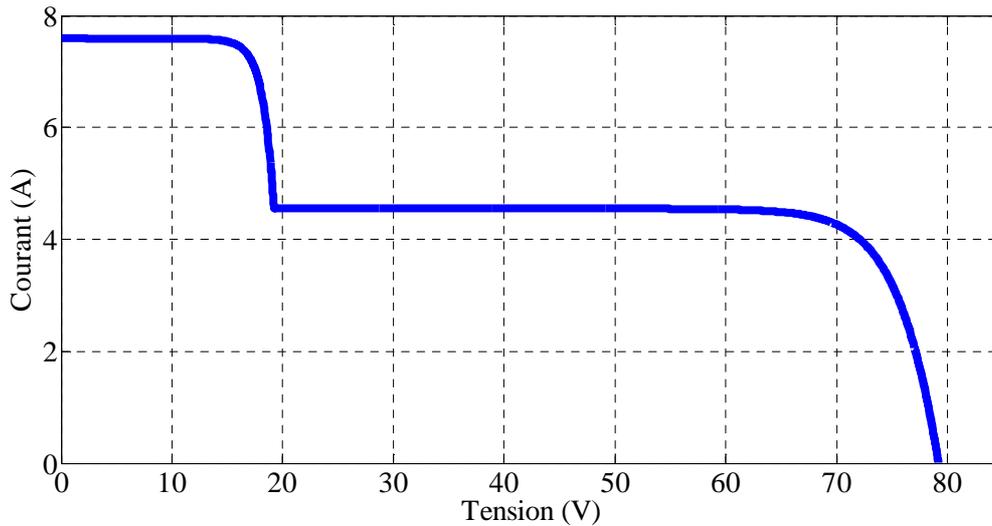


Figure IV.12: Caractéristiques (I-V) de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 pour le scénario d'ombrage partiel PS₁.

Le tableau IV.10 montre la puissance maximale du champ PV (P_{Max}), ainsi que la tension (V_{Max}) et le courant (I_{Max}) correspondants, pour la configuration TCT de 4x2 sous les conditions standards et d'ombrage partiel pour le scénario PS₁.

Tableau IV.10 : Les résultats de simulation de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions standards et d'ombrage partiel pour le scénario PS₁.

Condition de fonctionnement	Point de puissance maximale		
	$P_{Max}(W)$	$V_{Max}(V)$	$I_{Max}(A)$
Conditions standards	494.38	69.20	7.14
Scénario d'ombrage PS ₁	299.73	68.91	4.35

La figure IV.13 représente la puissance maximale de sortie (globale) du champ PV obtenue par la méthode de contrôle ANFIS-PI pour le scénario d'ombrage PS₁.

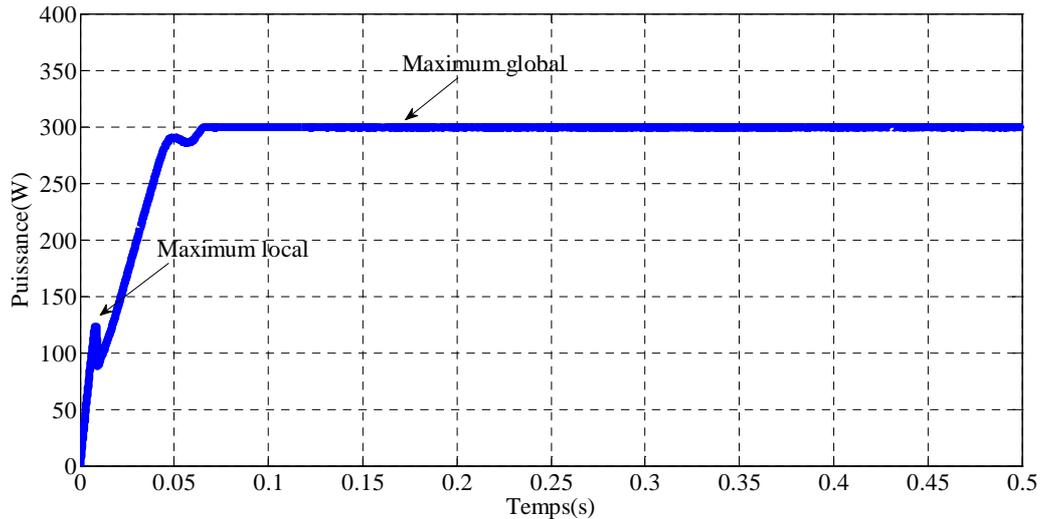


Figure IV.13: La puissance maximale obtenue par la méthode ANFIS-PI pour le scénario PS_1 pour la configuration TCT d'un champ PV de 4×2 .

Comme on le voit sur la figure IV.13, la courbe de puissance en fonction du temps contient deux pics qui correspondent respectivement au maximum local de valeur 125W et global de valeur 299.5W. Le contrôleur a pu distinguer entre ces deux pics et s'est stabilisé à la puissance maximale globale au bout de 0.065s. On peut remarquer aussi que le contrôleur a mis un temps très court pour atteindre le maximum global avec des oscillations négligeables autour de ce point.

La comparaison de la puissance maximale du scénario d'ombrage PS_1 indiquée sur le tableau IV.10 est similaire à la puissance détectée par le contrôleur, ce qui confirme le bon comportement de l'algorithme MPPT proposé en présence de l'ombrage partiel et sa capacité à distinguer entre le maximum local et le maximum global.

IV.9.3.2.Scénario d'ombrage PS₂

Le scénario d'ombrage (PS₂) est illustré par la figure IV.14.

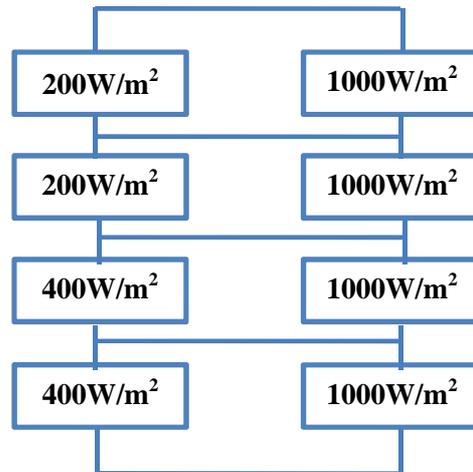


Figure IV.14 : Illustration du scénario d'ombrage PS₂.

Les caractéristiques (P-V) et (I-V) sous les conditions d'ombrage partiel (scénario PS₂) pour un champ PV connecté en TCT de taille 4x2 sont présentées respectivement sur les figures IV.15 et IV.16.

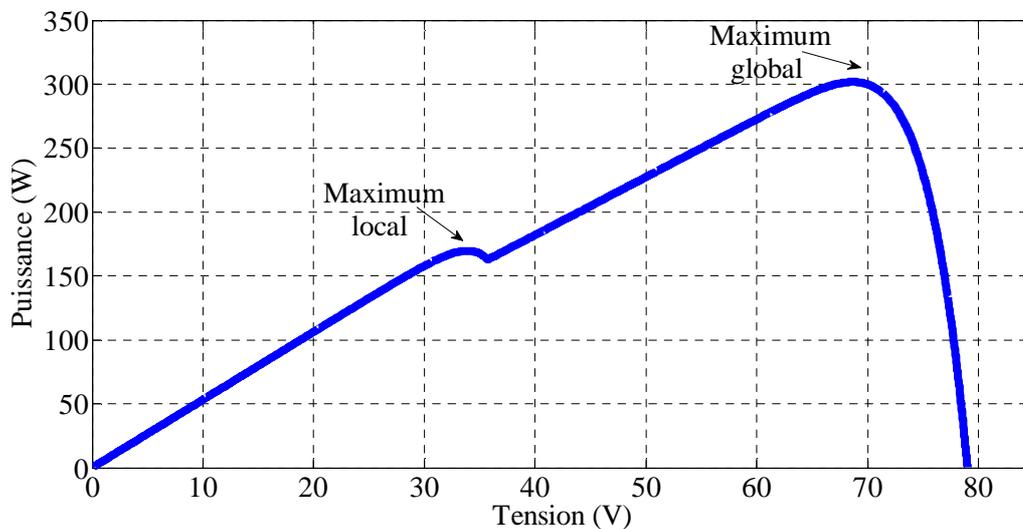


Figure IV.15: Caractéristiques (P-V) de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 pour le scénario d'ombrage partiel PS₂.

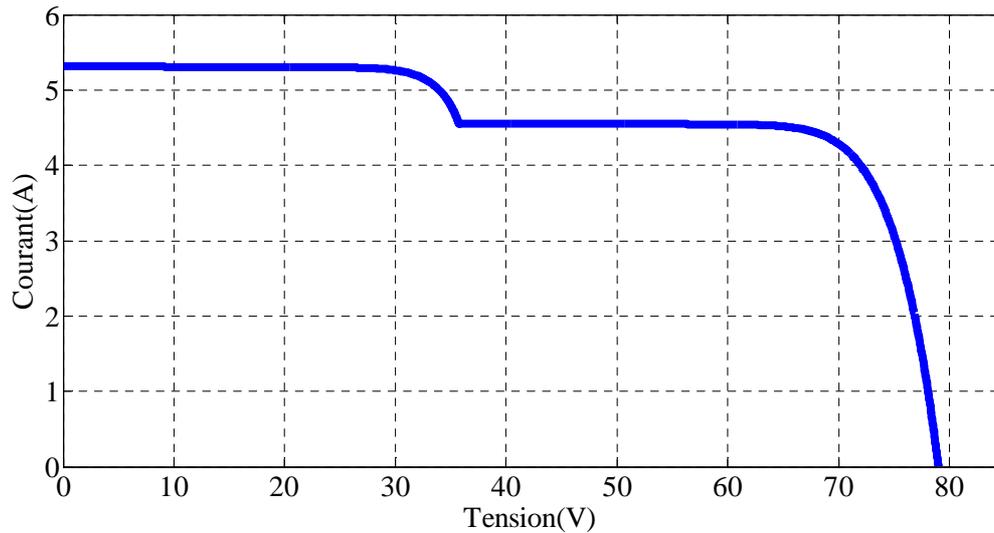


Figure IV.16: Caractéristiques (I-V) de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 pour le scénario d'ombrage partiel PS₂.

Le tableau IV.11 montre la puissance maximale du champ PV (P_{Max}), ainsi que la tension (V_{Max}) et le courant (I_{Max}) correspondants, pour la configuration TCT de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₂.

Tableau IV.11 : Les résultats de simulation de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₂.

Condition de fonctionnement	Point de puissance maximale		
	P_{Max} (W)	V_{Max} (V)	I_{Max} (A)
Scénario d'ombrage PS ₂	301.80	68.67	4.39

La figure IV.17 représente la puissance de sortie du champ PV obtenue par la méthode de contrôle ANFIS-PI pour le scénario d'ombrage PS₂.

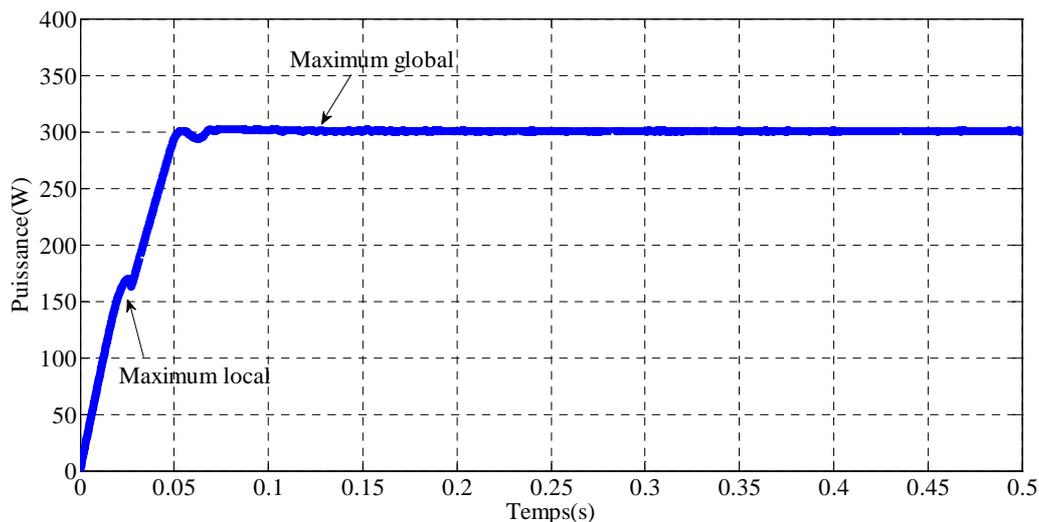


Figure IV.17: La puissance maximale obtenue pour le scénario d'ombrage PS₂.

Comme on le voit sur la figure IV.17, la courbe de puissance en fonction du temps contient deux pics qui correspondent respectivement au maximum local de valeur 170W et global de valeur 301.5W. Le contrôleur a pu distinguer entre ces deux pics et s'est stabilisé à la puissance maximale globale au bout de 0.065s. On peut remarquer aussi que le contrôleur a mis un temps très court pour atteindre le maximum global avec des oscillations négligeables autour de ce point. La comparaison de la puissance maximale du scénario d'ombrage PS₂ indiquée sur le tableau IV.11 est similaire à la puissance détectée par le contrôleur, ce qui confirme le bon comportement du nouvel algorithme MPPT en présence de l'ombrage partiel et sa capacité à distinguer entre le maximum local et le maximum global.

IV.9.3.3.Scénario d'ombrage PS₃

Le scénario d'ombrage (PS₃) est illustré par la figure IV.18.

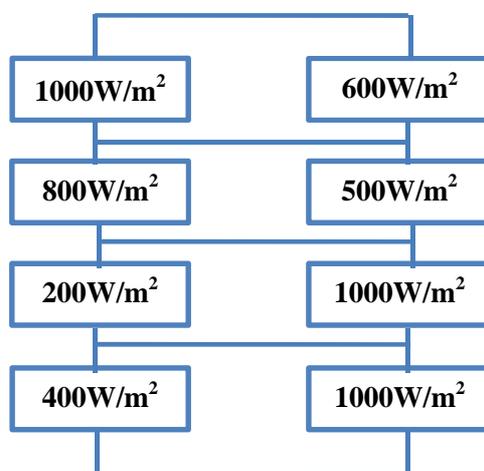


Figure IV.18 : Illustration du scénario d'ombrage PS₃.

Les caractéristiques (P-V) et (I-V) sous les conditions d'ombrage partiel (scénario PS₃) pour un champ PV connecté en TCT de taille 4x2 sont présentées respectivement sur les figures IV.19 et IV.20.

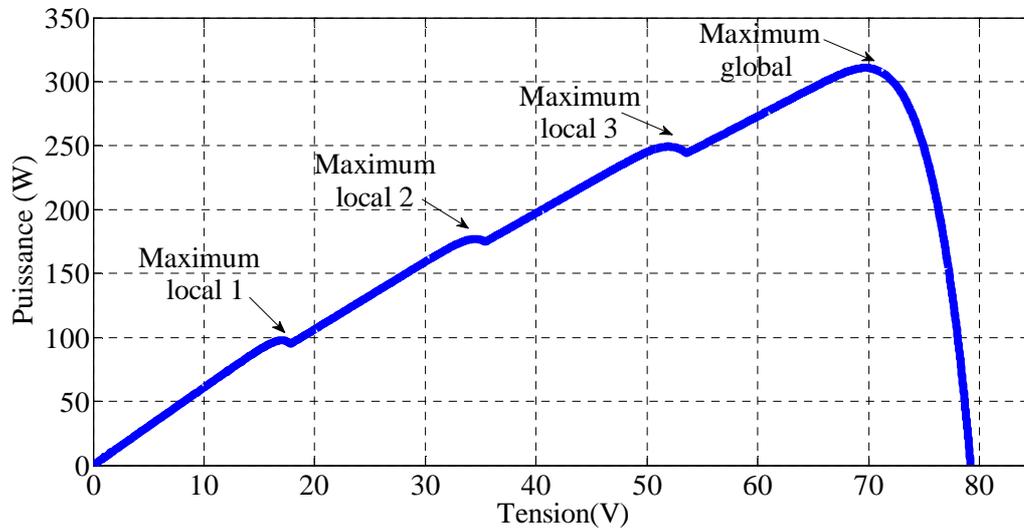


Figure IV.19: Caractéristiques (P-V) de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₃.

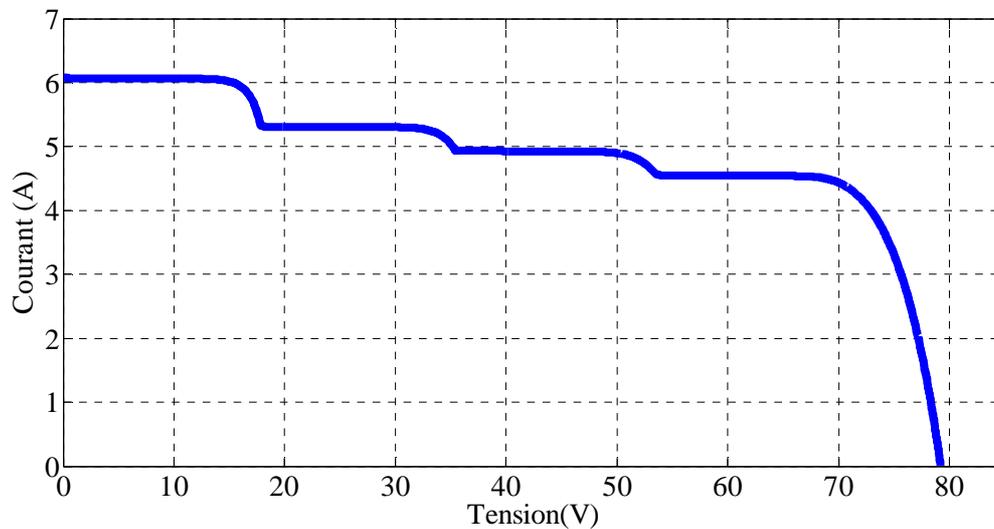


Figure IV.20: Caractéristiques (I-V) de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₃.

Le tableau IV.12 montre la puissance maximale du champ PV (P_{Max}), ainsi que la tension (V_{Max}) et le courant (I_{Max}) correspondants, pour la configuration TCT de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₃.

Tableau IV.12 : Les résultats de simulation de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₃.

Condition de fonctionnement	Point de puissance maximale		
	P _{Max} (W)	V _{Max} (V)	I _{Max} (A)
Scénario d'ombrage PS ₃	310.82	69.71	4.46

La figure IV.21, représente la puissance de sortie du champ PV obtenue par la méthode de contrôle ANFIS-PI pour le scénario d'ombrage PS₃.

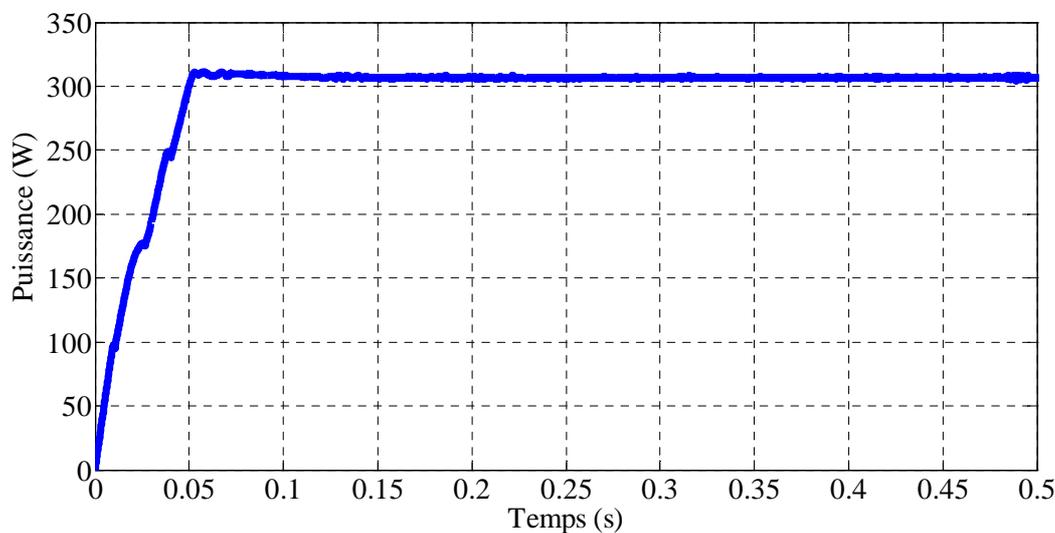


Figure IV.21: La puissance maximale obtenue pour le scénario d'ombrage PS₃.

Comme on le voit sur la figure IV.21, la courbe de puissance en fonction du temps contient quatre maximums de puissance qui correspondent respectivement aux 3 maximums locaux de valeur 99W, 180W et 250W et le maximum global de valeur 310.82W. Le contrôleur a pu distinguer entre ces deux pics et s'est stabilisé à la puissance maximale globale au bout de 0.12s. On peut remarquer donc que le contrôleur a mis un temps très court pour trouver le maximum global avec des oscillations négligeables autour de ce point.

La comparaison de la puissance maximale du scénario d'ombrage PS₃ indiquée sur le tableau IV.12 est similaire à la puissance détectée par le contrôleur, ce qui confirme le bon comportement du nouvel algorithme MPPT en présence de l'ombrage partiel et sa capacité à distinguer entre les maximums locaux et le maximum global.

IV.9.3.4.Scénario d'ombrage PS₄

Le scénario d'ombrage (PS₄) est illustré par la figure IV.22.

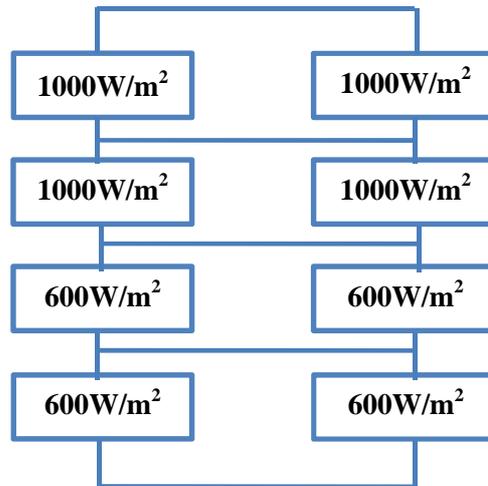


Figure IV.22 : Illustration du scénario d'ombrage PS₄.

Les caractéristiques (P-V) et (I-V) sous les conditions d'ombrage partiel (scénario PS₄) pour un champ PV connecté en TCT de taille 4x2 sont présentées respectivement sur les figures IV.23 et IV.24.

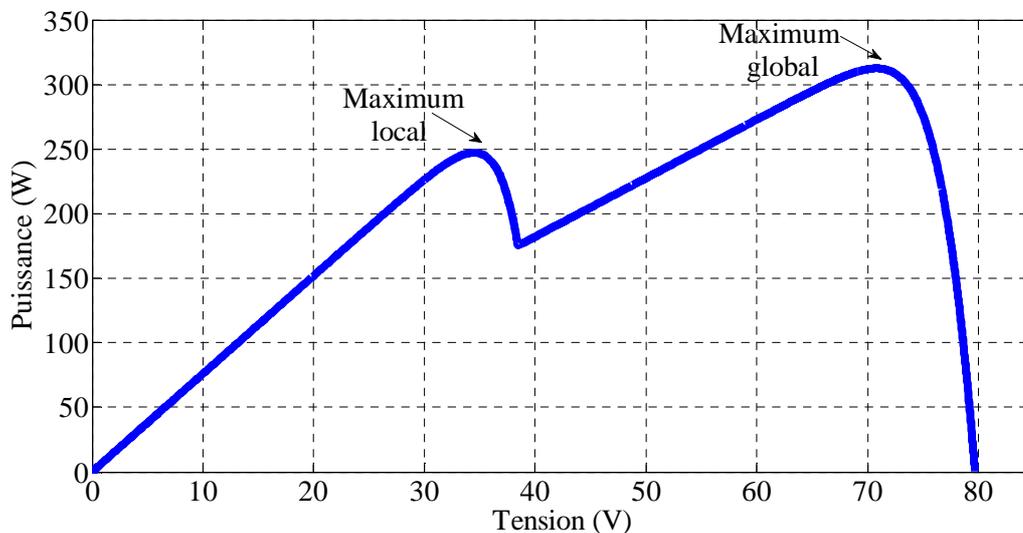


Figure IV.23: Caractéristiques (P-V) de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₄.

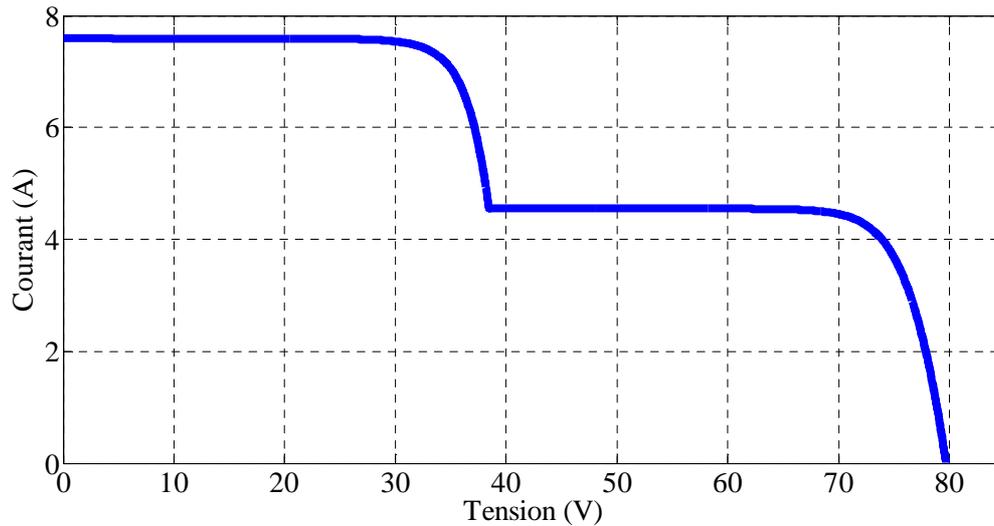


Figure IV.24: Caractéristiques (I-V) de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₄.

Le tableau IV.13 montre la puissance maximale du champ PV (P_{Max}), ainsi que la tension (V_{Max}) et le courant (I_{Max}) correspondants, pour la configuration TCT de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₄.

Tableau IV.13 : Les résultats de simulation de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₄.

Condition de fonctionnement	Point de puissance maximale		
	$P_{Max}(W)$	$V_{Max}(V)$	$I_{Max}(A)$
Scénario d'ombrage PS ₄	312.47	70.81	4.418

La figure IV.25, représente la puissance de sortie du champ PV obtenue par la méthode de contrôle ANFIS-PI pour le scénario d'ombrage PS₄.

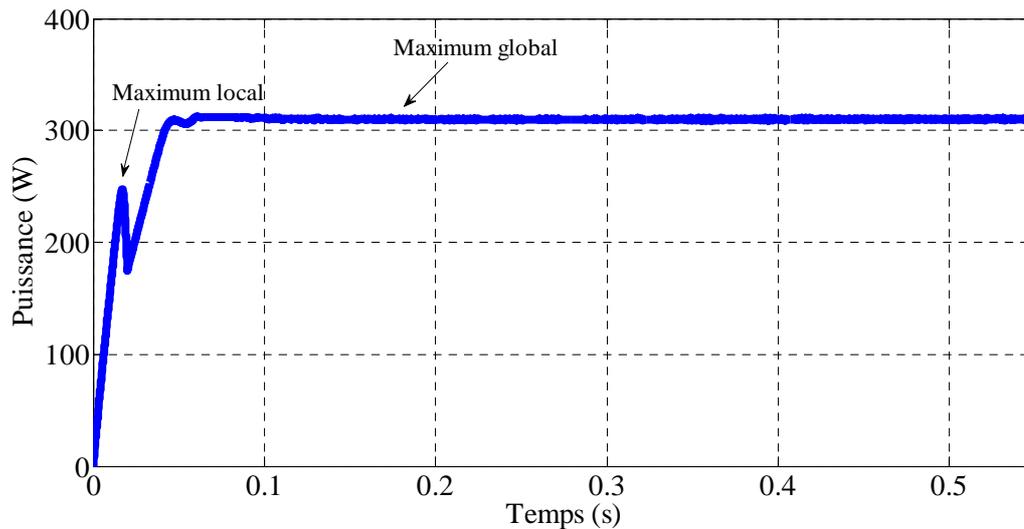


Figure IV.25: La puissance maximale obtenue pour le scénario d'ombrage PS₄.

Comme on le voit sur la figure IV.25, la courbe de puissance en fonction du temps contient deux pics qui correspondent respectivement au maximum local de valeur 312W et global de valeur 240W. Le contrôleur a pu distinguer entre ces deux pics et s'est stabilisé à la puissance maximale globale au bout de 0.065s. On peut remarquer aussi que le contrôleur a mis un temps très court pour trouver le maximum global avec des oscillations négligeables autour de ce point. La comparaison de la puissance maximale du scénario d'ombrage PS₄ indiquée sur le tableau IV.13 est similaire à la puissance détectée par le contrôleur, ce qui confirme le bon comportement du nouvel algorithme MPPT en présence de l'ombrage partiel et sa capacité à distinguer entre le maximum local et le maximum global.

IV.9.3.5.Scénario d'ombrage PS₅

Le scénario d'ombrage (PS₅) est illustré par la figure IV.26.

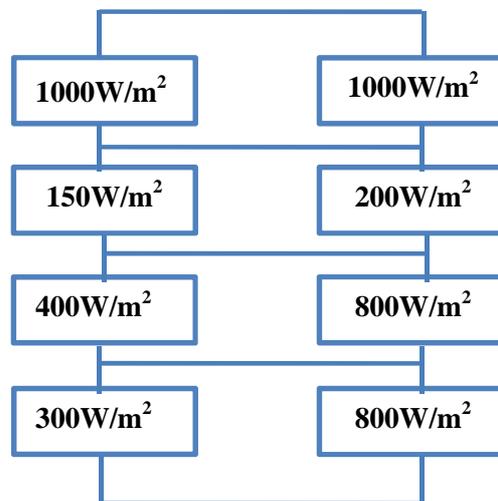


Figure IV.26 : Illustration du scénario d'ombrage PS₅.

Les caractéristiques (P-V) et (I-V) sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₅ pour un champ PV connecté en TCT de taille 4x2 sont présentées respectivement sur les figures IV.27 et IV.28.

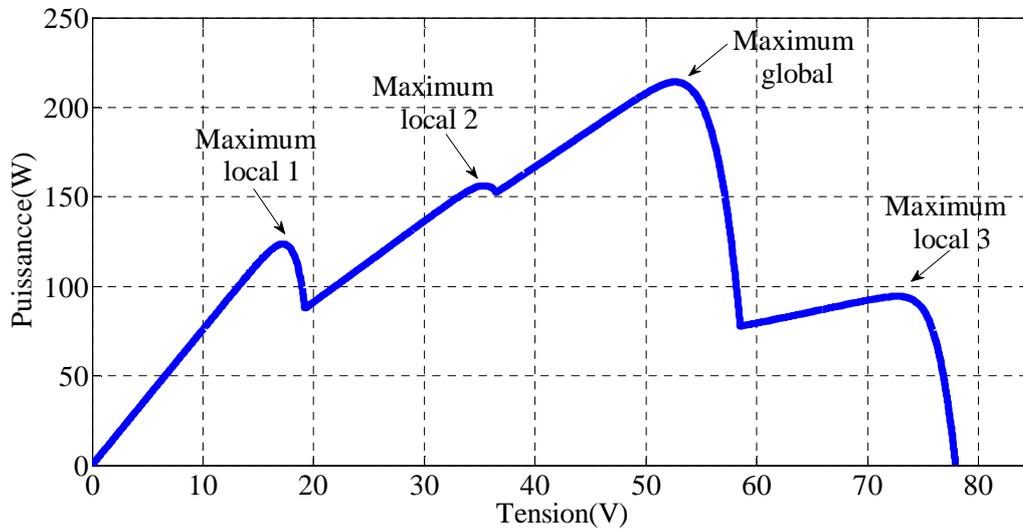


Figure IV.27: Caractéristiques (P-V) de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₅.

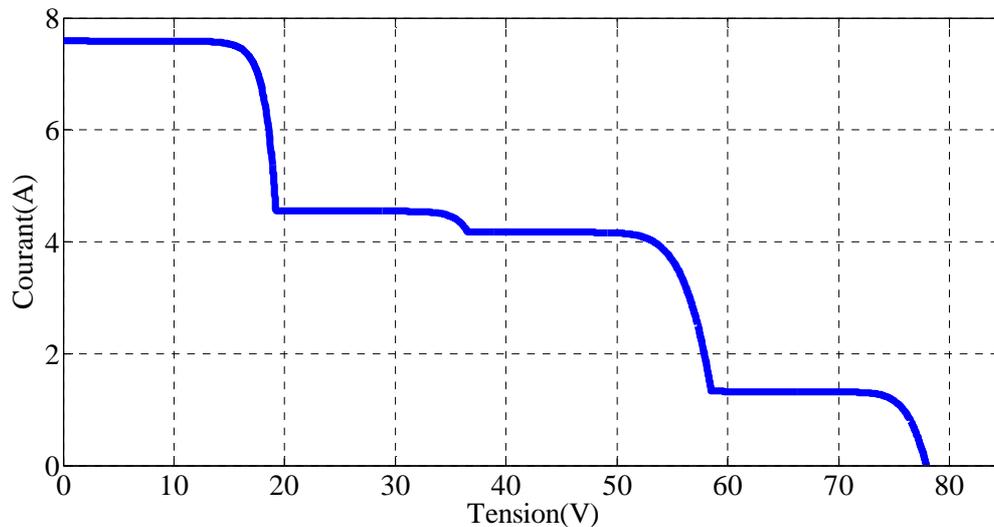


Figure IV.28: Caractéristiques (I-V) de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel PS₅.

Le tableau IV.14 montre la puissance maximale du champ PV (P_{Max}), ainsi que la tension (V_{Max}) et le courant (I_{Max}) correspondants, pour la configuration TCT de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₅.

Tableau IV.14 : Les résultats de simulation de la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₅.

Condition de fonctionnement	Point de puissance maximale		
	P _{Max} (W)	V _{Max} (V)	I _{Max} (A)
Scénario d'ombrage PS ₄	214.13	52.63	4.07

La figure IV.29 représente la puissance de sortie du champ PV obtenue par la méthode de contrôle ANFIS-PI pour le scénario d'ombrage PS₅.

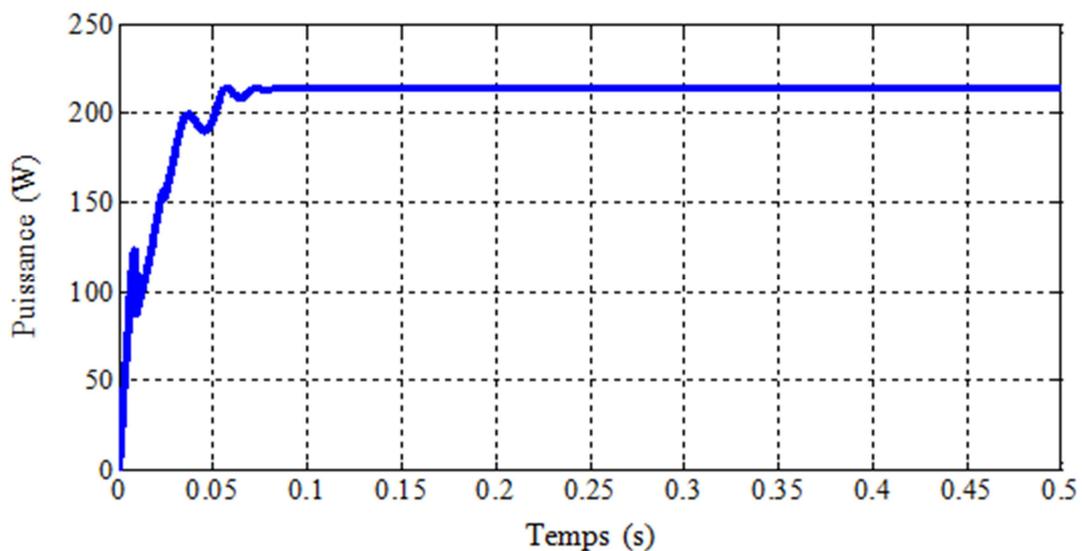


Figure IV.29: La puissance maximale obtenue pour le scénario d'ombrage PS₅.

Comme on le voit sur la figure IV.29, la courbe de puissance en fonction du temps contient quatre maximums de puissance qui correspondent respectivement aux 3 maximums locaux de valeur 123.6W, 156.23W et 94.37W et le maximum global de valeur 214.10W. Le contrôleur a pu distinguer entre ces deux pics et s'est stabilisé à la puissance maximale globale au bout de 0.085s. On peut remarquer donc que le contrôleur a mis un temps très court pour trouver le maximum global avec des oscillations négligeables autour de ce point.

La comparaison de la puissance maximale du scénario d'ombrage PS₅ indiquée sur le tableau IV.14 est similaire à la puissance détectée par le contrôleur, ce qui confirme le bon comportement du nouvel algorithme MPPT en présence de l'ombrage partiel et sa capacité à distinguer entre les maximums locaux et le maximum global.

- ❖ Les résultats de la simulation de tous les scénarios d'ombrage considérés montrent que la technique ANFIS est capable de détecter le point de puissance maximale global quelles que soient le scénario d'ombrage considérés.

IV.9.4. Tests de robustesse de la commande ANFIS-PI proposée face à des variations subites de l'éclairement

Pour tester la robustesse du contrôleur établi face aux variations subites de l'ensoleillement, nous allons effectuer une série de tests sur quelques scénarios d'ombrage de la partie précédente où nous allons procéder à des variations soudaines de l'éclairement sur une partie des modules du champ PV ombragés et de maintenir les autres modules PV à un éclairement constant afin de montrer la capacité du contrôleur à s'adapter à des situations imprévues et à extraire le maximum global même dans des cas extrêmes .

Pour mieux illustrer les changements de l'éclairement pour les différents scénarios de chaque test nous allons considérer la notation E_{pvij} pour l'éclairement dans chaque module PV du champ selon la figure suivante :

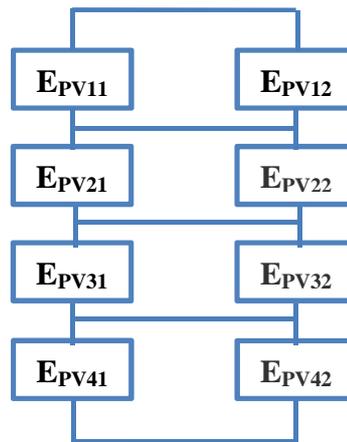


Figure IV.30 : Désignation de l'éclairement dans chaque module PV.

Où i : le numéro de la rangée et j : le numéro de la colonne.

IV.9.4.1. Test 1 (T1):

Dans ce test, le scénario d'ombrage PS_1 subit des changements de l'éclairement comme suit : la première rangée est exposée à un éclairement constant de $1000W/m^2$ ($E_{PV11}=E_{PV12}=1000W/m^2$), tandis que la seconde, la troisième et la quatrième rangée, (E_{PV21} , E_{PV22} , E_{PV31} , E_{PV32} , E_{PV41} , E_{PV42}), subissent une variation de l'éclairement de $600W/m^2$ à $400W/m^2$ puis à $600W/m^2$. La température est maintenue constante à $25^\circ C$.

Les figures IV.31 et IV.32 montrent respectivement le scénario de changement de l'éclairement du test 1 (T_1) ainsi que la réponse du système PV contrôlé par la technique ANFIS-PI MPPT proposée.

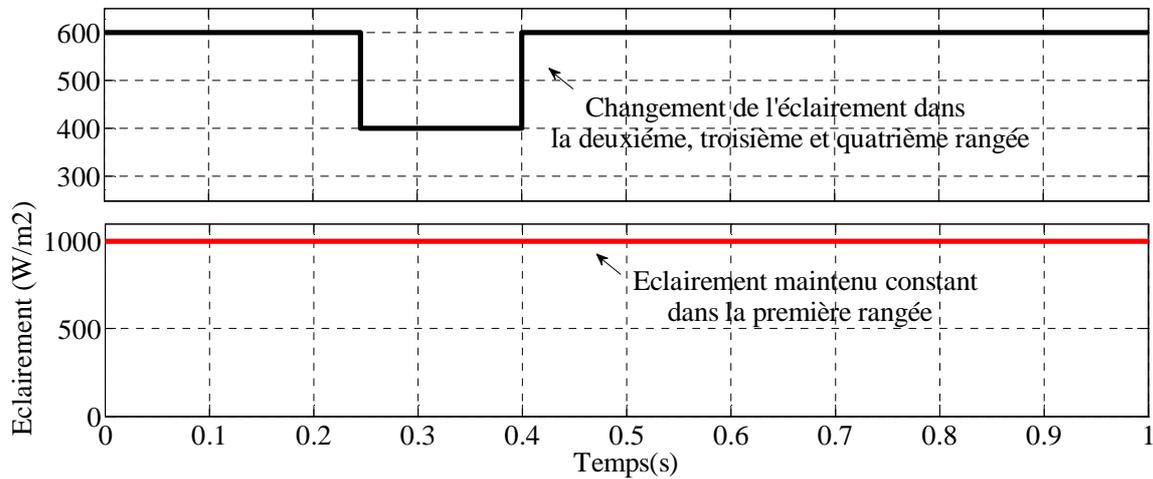


Figure IV.31: Scénario de changement de l'éclairement (Test 1).

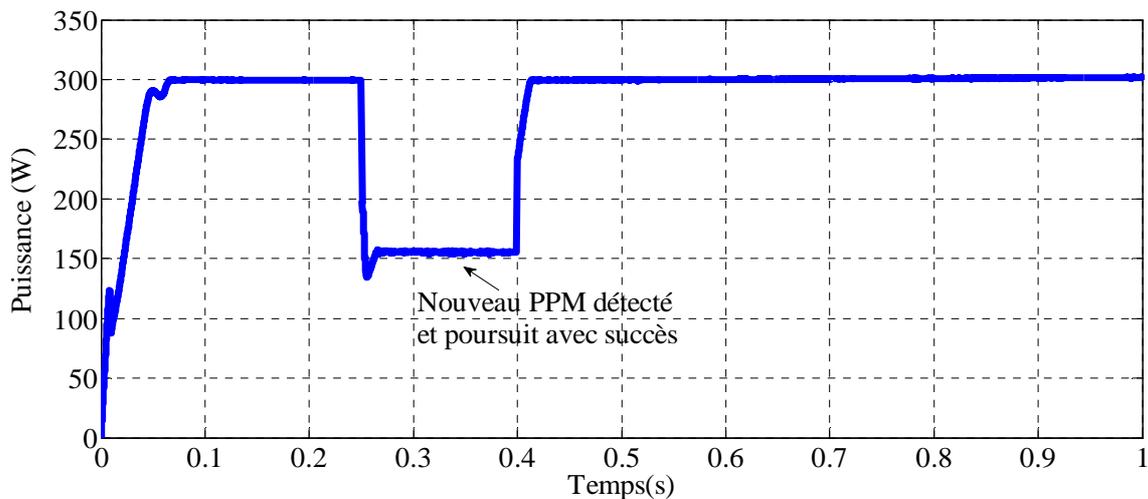


Figure IV.32: La réponse du contrôleur ANFIS-PI MPPT face à des variations subites de l'éclairement pour le test 1 (T_1).

D'après la figure IV.32, nous remarquons bien que la réponse est divisée en trois intervalles : Le premier intervalle (de 0 à 0.25s) correspond au scénario d'ombrage PS_1 où nous remarquons la présence de deux maximums (local et global), le contrôleur MPPT a pu distinguer entre les deux maximums en maintenant la sortie au maximum global qui correspond à la valeur 299W.

Dans le deuxième intervalle (de 0.25 à 0.4 s) le champ PV subit une variation de l'éclairement de 600W/m^2 à 400W/m^2 dans les modules (E_{PV21} , E_{PV22} , E_{PV31} , E_{PV32} , E_{PV41} , E_{PV42}) alors que l'éclairement est maintenu constant à 1000W/m^2 dans les autres modules ($E_{PV11}=E_{PV12}=1000\text{W/m}^2$). Par conséquent il y a changement du scénario. Cette variation est traduite par une diminution de la puissance maximale extraite (de 299.5W à 152W).

Dans le troisième intervalle (à partir de 0.4s), l'éclairement dans les modules qui ont subi une variation de l'éclairement remonte encore à 600W/m^2 (E_{PV21} , E_{PV22} , E_{PV31} , E_{PV32} , E_{PV41} , E_{PV42}) alors que les deux modules sont toujours maintenus à 1000W/m^2 (E_{PV11} , E_{PV12}). Ceci correspond au scénario PS_1 , donc la puissance augmente et se maintient à 299W, cette valeur correspond bien au maximum global. Ce résultat confirme bien le bon fonctionnement du contrôleur proposé. A partir de cette figure, on voit que la méthode proposée détecte rapidement tout changement d'insolation et poursuit le nouveau PPMG en quelques ms.

IV.9.4.2. Test 2 (T_2):

Dans ce test, le scénario d'ombrage PS_1 subit des changements de l'éclairement comme suit : La première rangée est exposée à un éclairement variant de 1000W/m^2 à 500W/m^2 puis à 1000W/m^2 (E_{PV11} , E_{PV12}), tandis que la seconde, la troisième et la quatrième rangée sont exposées à un éclairement constant $E=600\text{W/m}^2$ (E_{PV21} , E_{PV22} , E_{PV31} , E_{PV32} , E_{PV41} , E_{PV42}). La température est de maintenue constante à 25°C .

Les figures IV.33 et IV.34 montrent respectivement le scénario de changement de l'éclairement du test 2 (T_2) ainsi que la réponse dynamique du système PV contrôlé par la technique ANFIS-PI MPPT proposée.

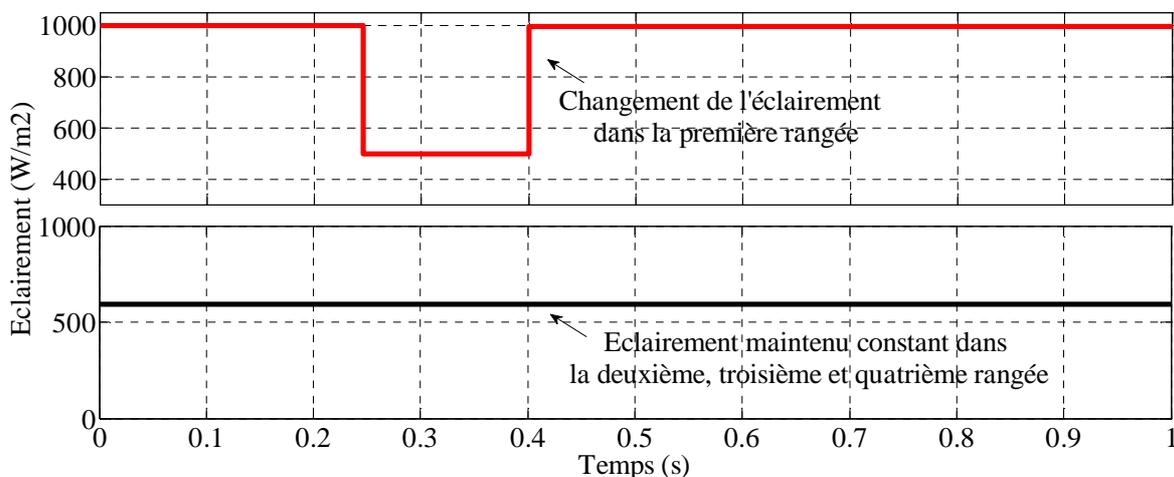


Figure IV.33: Scénario de changement de l'éclairement (Test 2).

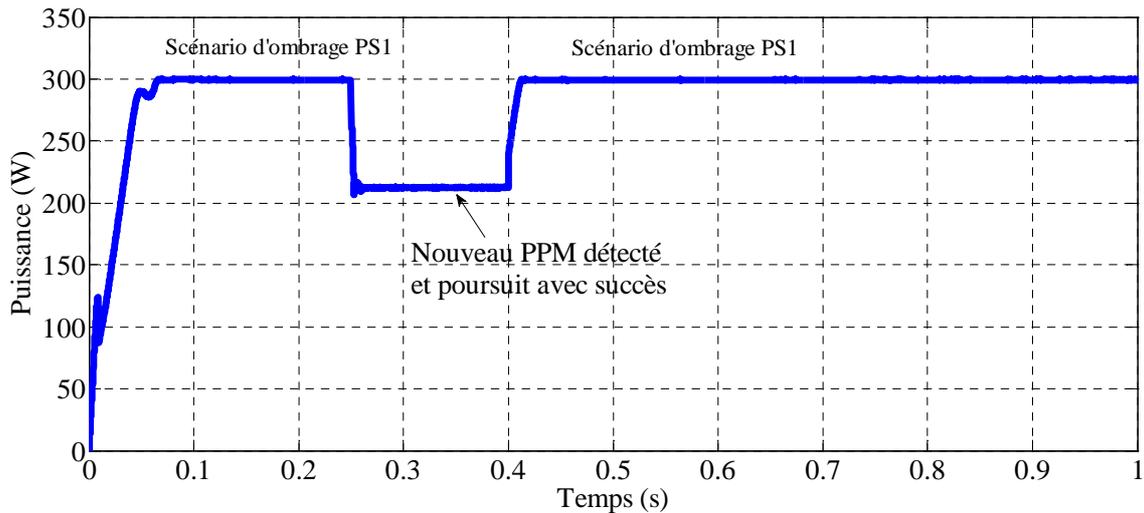


Figure IV.34: La réponse du contrôleur ANFIS-PI MPPT face à des variations subites de l'éclairement pour le test 2 (T_2).

D'après la figure IV.34, nous remarquons bien que la réponse est divisée en trois intervalles : Le premier intervalle (de 0 à 0.25s) correspond au scénario d'ombrage PS_1 où nous remarquons la présence de deux maximums (local et global), le contrôleur MPPT a pu distinguer entre les deux maximums en maintenant la sortie au maximum global qui correspond à la valeur 299.5W.

Dans le deuxième intervalle (de 0.25 à 0.4 s) le champ PV subit une variation de l'éclairement de $1000W/m^2$ à $500W/m^2$ dans les modules d'éclairiments (E_{PV11} , E_{PV12}) alors que l'éclairement est maintenu constant à $600W/m^2$ dans les autres modules (E_{PV21} , E_{PV22} , E_{PV31} , E_{PV32} , E_{PV41} , E_{PV42}). Par conséquent il y a changement de scénario. Cette variation est traduite par une diminution de la puissance maximale extraite (de 299.5W à 215W).

Dans le troisième intervalle (à partir de 0.4s), l'éclairement dans les modules qui ont subi une diminution de l'éclairement remonte encore à $1000W/m^2$ (E_{PV11} , E_{PV12}) alors que les deux modules sont toujours maintenus à $600W/m^2$ (E_{PV21} , E_{PV22} , E_{PV31} , E_{PV32} , E_{PV41} , E_{PV42}). Ceci correspond au scénario PS_1 , donc la puissance augmente et se maintient à 299.5W, cette valeur correspond bien au maximum global.

Ce résultat confirme le bon fonctionnement du contrôleur proposé.

A partir de cette figure, on voit que la méthode proposée détecte rapidement tout changement d'insolation et poursuit le nouveau PPM en quelques ms.

IV.9.4.3. Test 3 (T₃):

Dans ce test, le scénario d'ombrage PS₂ subit des changements de l'éclairement comme suit : la première colonne est exposée à des éclairements constants de $E_{PV11}=200W/m^2$, $E_{PV21}=200W/m^2$, $E_{PV31}=400W/m^2$, $E_{PV41}=400W/m^2$ alors que l'éclairement de la deuxième colonne varie de $1000W/m^2$ à $400W/m^2$ puis à $1000W/m^2$ (E_{PV12} , E_{PV22} , E_{PV32} , E_{PV42}). La température est de maintenue constante à $25^{\circ}C$.

Les figures IV.35 et IV.36 montrent respectivement le scénario de changement de l'éclairement du test 3 (T₃) ainsi que la réponse dynamique du système PV contrôlé par la technique ANFIS-PI MPPT proposée.

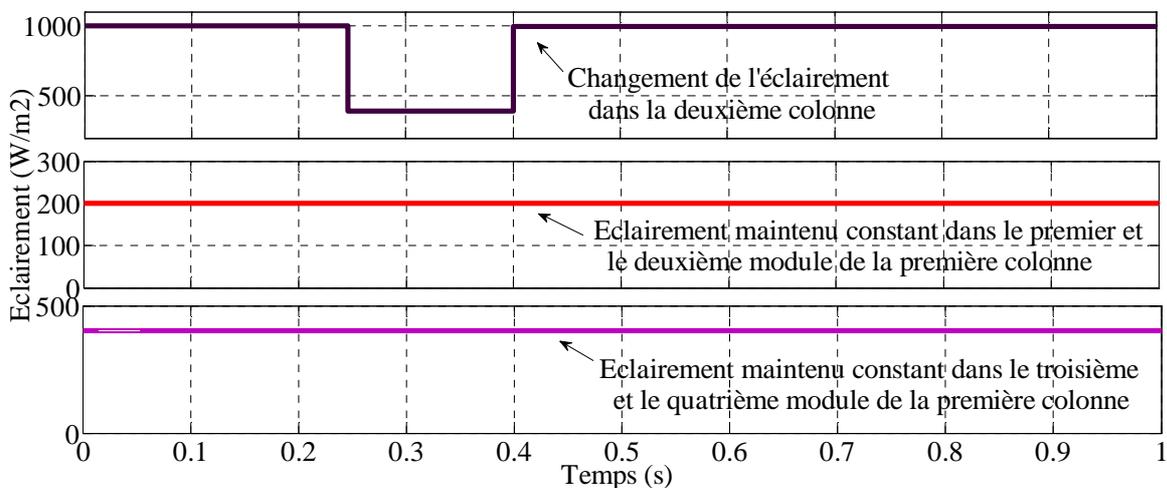


Figure IV.35: Scénario de changement de l'éclairement (Test 3).

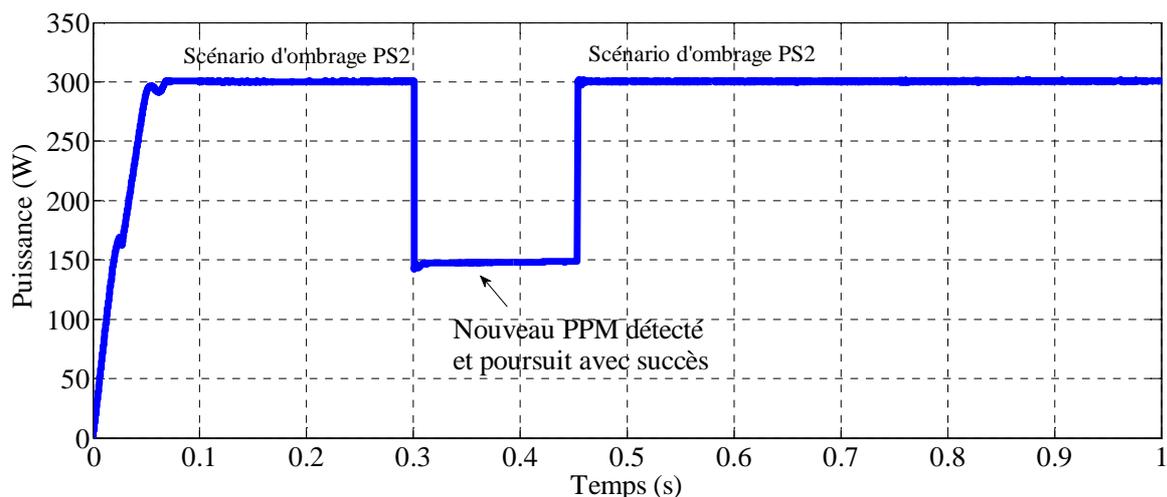


Figure IV.36: La réponse du contrôleur ANFIS-PI MPPT face à des variations subites de l'éclairement pour le test 3 (T₃).

D'après la figure IV.36, nous remarquons bien que la réponse est divisée en trois intervalles : Le premier intervalle (de 0 à 0.3s) correspond au scénario d'ombrage PS₂, où nous remarquons la présence de deux maximums (local et global), le contrôleur MPPT a pu distinguer entre les deux maximums en maintenant la sortie au maximum global qui correspond à la valeur 301.5W.

Dans le deuxième intervalle (de 0.3 à 0.45 s) le champ PV subit une variation de l'éclairement de 1000W/m² à 400W/m² dans les modules alors que l'éclairement est maintenu constant à 1000W/m² dans les autres modules $E_{PV11}=200W/m^2$, $E_{PV21}=200W/m^2$, $E_{PV31}=400W/m^2$, $E_{PV41}=400W/m^2$. Par conséquent, il y a changement de scénario. Cette variation est traduite par une diminution de la puissance maximale extraite (de 301.5W à 150W).

Dans le troisième intervalle (à partir de 0.45s), l'éclairement dans les modules (E_{PV12} , E_{PV22} , E_{PV32} , E_{PV42}), qui ont subi une variation de l'éclairement remonte encore à 1000W/m² alors que les autres modules sont toujours maintenus à 1000W/m² ($E_{PV11}=200W/m^2$, $E_{PV21}=200W/m^2$, $E_{PV31}=400W/m^2$, $E_{PV41}=400W/m^2$). Ceci correspond au scénario PS₂, donc la puissance augmente et se maintient à 301.5W, cette valeur correspond bien au maximum global.

Ce résultat confirme le bon fonctionnement du contrôleur proposé.

A partir de cette figure, on voit que la méthode proposée détecte rapidement tout changement d'éclairement et poursuit le nouveau PPM en quelques ms.

IV.9.5.Evaluation des performances du contrôleur et discussion

Pour évaluer les performances du contrôleur MPPT proposé basé sur l'approche ANFIS, les valeurs de sortie de la puissance réelle (P_{Max}), les valeurs de la puissance ANFIS (P_{MPPT}), l'efficacité de poursuite et l'erreur relative pour la configuration TCT du champ PV pour les différents scénarios d'ombrage considérés sont présentées sur le tableau IV.15.

L'efficacité de de poursuite (E) est calculée en utilisant la formule suivante:

$$E = \frac{P_{MPPT}}{P_{Max}} \times 100 \quad (IV.9)$$

Tableau IV.15: Evaluation des performances du contrôleur ANFIS-PI MPPT proposé pour la configuration TCT.

Scénario	Performances			
	$P_{Max}(W)$	$P_{MPPT}(W)$	Efficacité de poursuite (%)	Erreur relative (%)
PS ₁	299.73	299.5	99.92	0.077
PS ₂	301.80	301.5	99.90	0.099
PS ₃	310.82	310.2	99.80	0.19
PS ₄	312.47	310.2	99.27	0.73
PS ₅	214.13	214.10	99.97	0.014

D'après les résultats indiqués sur le tableau IV.15, on peut remarquer que contrôleur neuro-flou est capable de poursuivre avec une plus grande efficacité le véritable point de puissance maximale (global) lorsque le champ photovoltaïque est soumis à l'ombrage. L'efficacité de poursuite pour chaque cas est supérieure à 99% pour tous les scénarios d'ombrage utilisés.

Le tableau IV.16 montre l'efficacité de poursuite de la configuration TCT pour les trois tests (T₁, T₂ et T₃) lors du changement brusque du niveau d'éclairement.

Tableau IV.16: Performances de la configuration TCT pour les trois tests (T₁, T₂ et T₃).

Test	Performances	
	$P_{MPPT}(W)$	Efficacité de poursuite (%)
Test 1 (T ₁)	152	99.94
Test 2 (T ₂)	215	99.95
Test 3 (T ₃)	150	99.91

A partir du tableau IV.16, on peut remarquer que la technique ANFIS peut suivre avec une plus grande efficacité, le point de puissance réel sous les conditions d'ombrage partiel pour les trois tests effectués (T₁, T₂ et T₃) lors du changement brusque du niveau d'éclairement. L'efficacité de poursuite pour chaque cas dépasse 99,90%.

IV.10. Application de la technique de contrôle proposée aux différentes configurations de champ (SP, BL et HC)

Pour montrer la capacité du contrôleur proposé à trouver le point de puissance maximale global quelle que soit la configuration de champ PV utilisée, nous allons considérer le scénario d'ombrage suivant (PS₆), comme illustré sur le tableau IV.17.

Tableau IV.17: Illustration du scénario d'ombrage PS₆.

	String1	String2
Row1	1000	1000
Row2	600	200
Row3	1000	1000
Row4	1000	800

Les caractéristiques (P-V) des configurations TCT, HC, BL et SP sous les conditions d'ombrage partiel pour le scénario PS₆ sont présentées respectivement sur les figures IV.37, IV.38, IV.39 et IV.40.

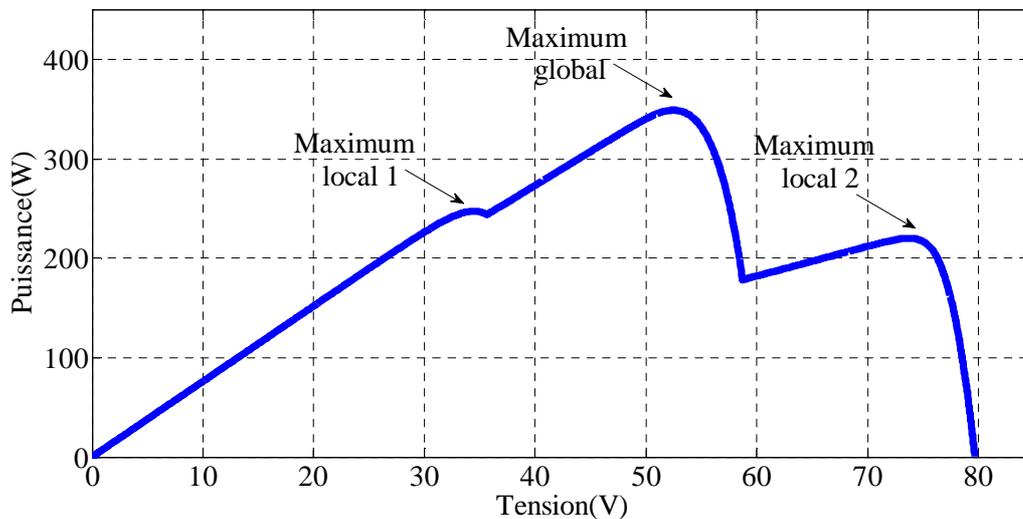


Figure IV.37 : Les caractéristiques (P-V) de la configuration TCT pour le scénario PS₆.

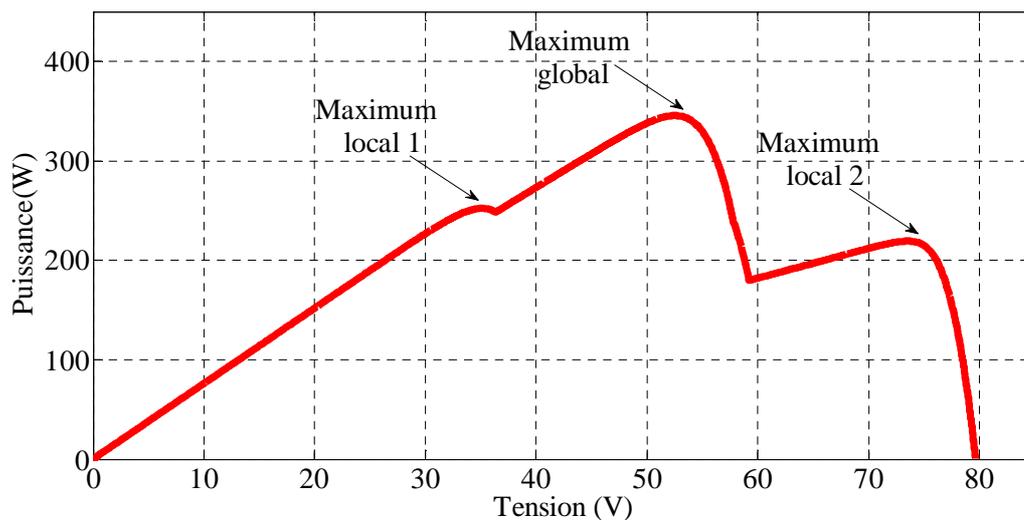


Figure IV.38 : Les caractéristiques (P-V) de la configuration HC pour le scénario PS₆.

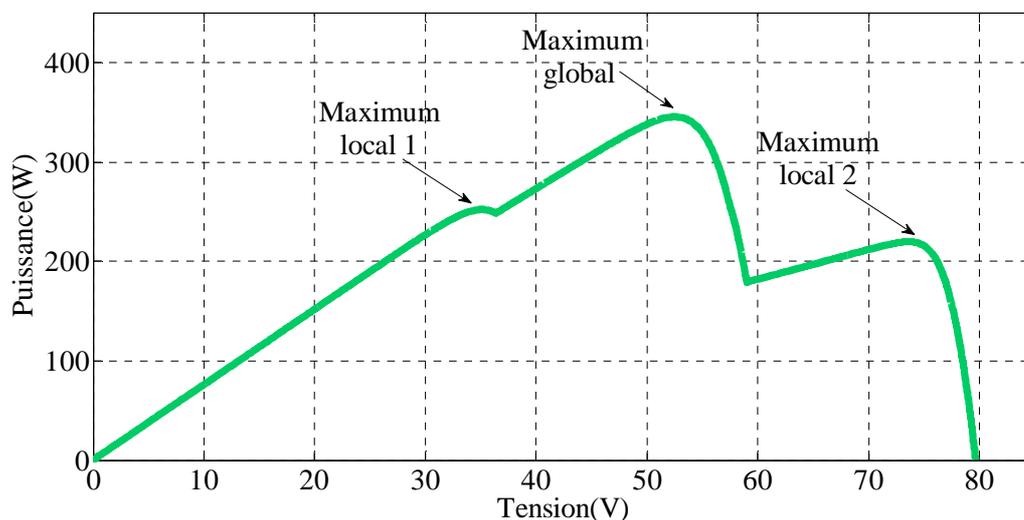


Figure IV.39 : Les caractéristiques (P-V) de la configuration BL pour le scénario PS₆.

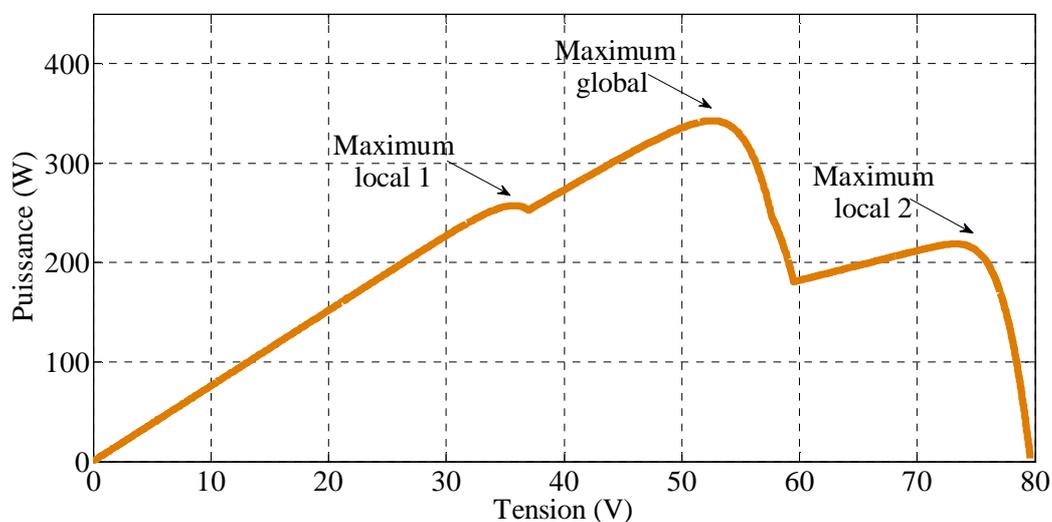


Figure IV.40 : Les caractéristiques (P-V) de la configuration SP pour le scénario PS₆.

Le tableau IV.18 donne les résultats de simulation des différentes configurations de champ PV pour le scénario d'ombrage PS₆.

Tableau IV.18 : Les résultats de simulation des différentes configurations de champ PV pour le scénario d'ombrage PS₆.

Configuration	PPM		
	P _{Max} (W)	V _{Max} (V)	I _{Max} (A)
TCT	348.95	52.38	6.66
HC	345.35	52.53	6.57
BL	345.38	52.53	6.57
SP	342.5	52.60	6.51

Les résultats de simulation montrent que la configuration TCT offre les meilleures performances avec la puissance maximale la plus élevée. Elle est suivie par la configuration BL. La configuration SP présente la puissance maximale la plus basse.

Les puissances maximales de sortie des différentes configurations pour le même scénario d'ombrage (PS₆) sont représentées respectivement sur les figures IV.41, IV.42, IV.43 et IV.44.

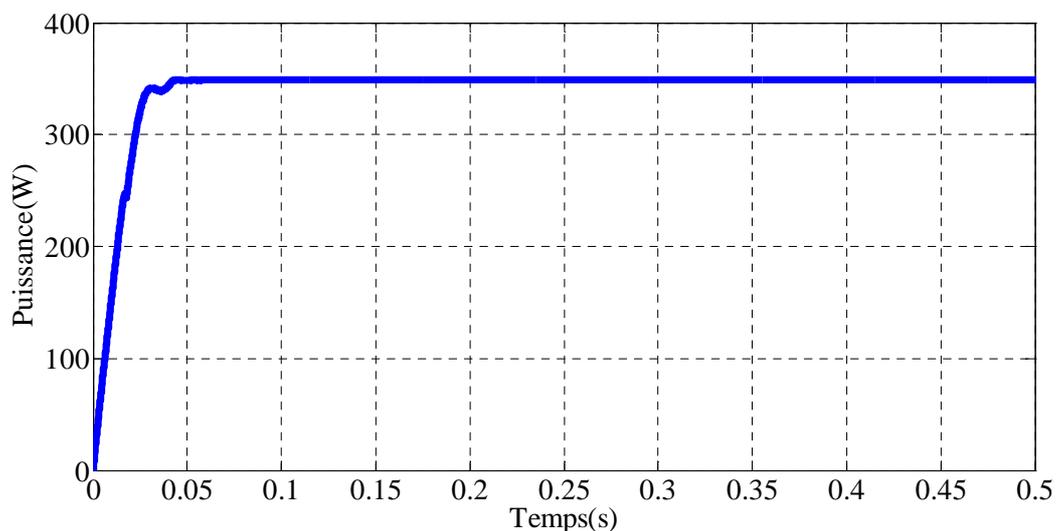


Figure IV.41: La puissance de sortie de la configuration TCT pour le scénario PS₆.

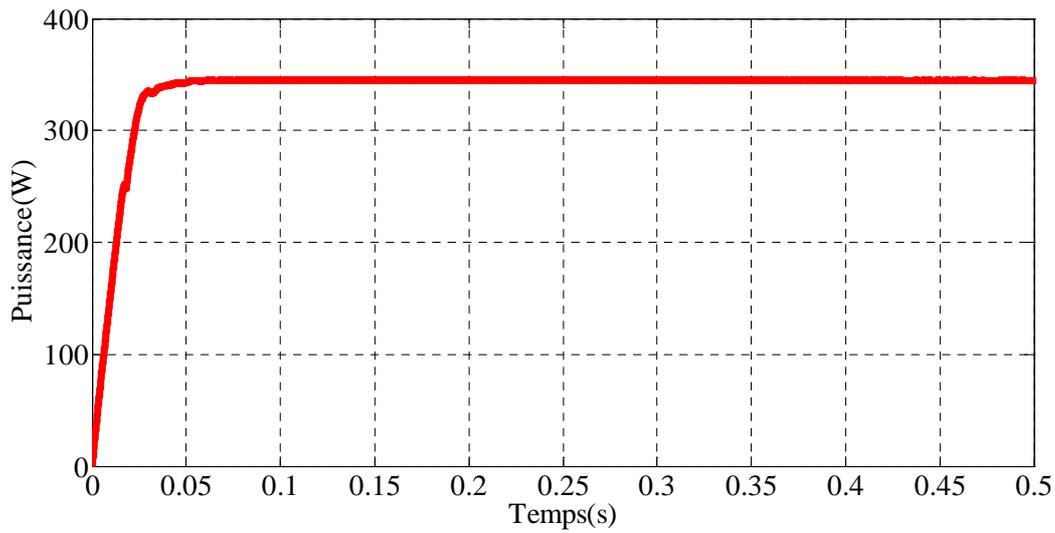


Figure IV.42: La puissance de sortie de la configuration HC pour le scénario PS_6 .

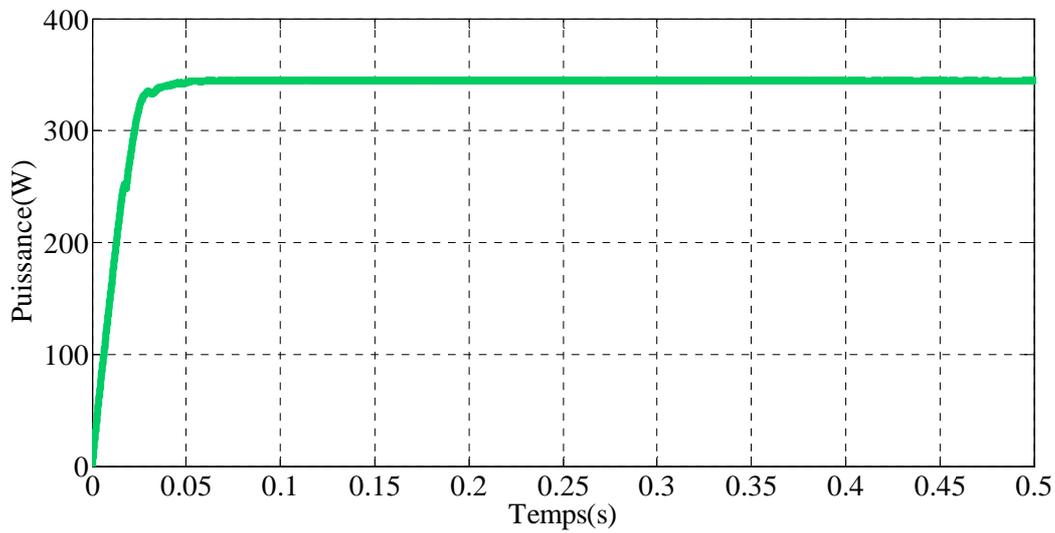


Figure IV.43: La puissance de sortie de la configuration BL pour le scénario PS_6 .

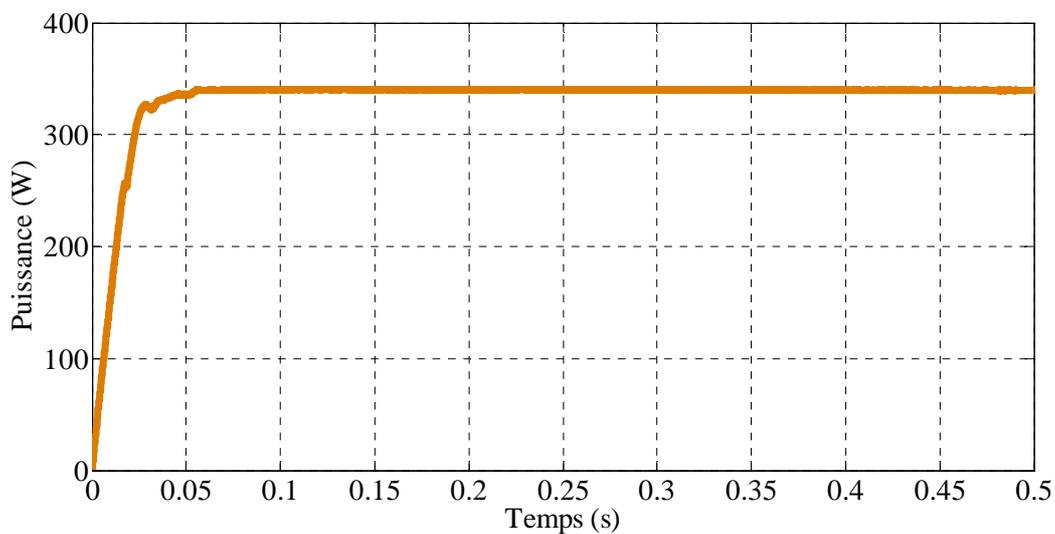


Figure IV.44: La puissance de sortie de la configuration SP pour le scénario PS_6 .

Les figures IV.41 à IV.44 montrent clairement que la technique MPPT est capable de poursuivre le vrai PPM quelle que soit la configuration utilisée pour le scénario d'ombrage considéré PS₆. On peut également remarquer que la technique proposée montre une réponse rapide et une bonne stabilisation au PPM réel pour les configurations TCT, HC, BL et SP sous les conditions d'ombrage pour le même scénario.

Le tableau IV.19 montre les performances du contrôleur MPPT pour les différentes configurations de champ PV pour le scénario d'ombrage PS₆.

Tableau IV.19 : Performances des différentes configurations pour le scénario PS₆.

Configuration	Performances			
	P _{Max} (W)	P _{MPPT} (W)	Efficacité de poursuite (%)	Erreur relative (%)
TCT	348.95	348.93	99.99	0.0057
HC	345.35	344.86	99.86	0.14
BL	345.38	345	99.89	0.11
SP	342.5	340.55	99.43	0.57

En bref, les mêmes remarques peuvent être conclues que précédemment, c'est à dire, l'algorithme suit le PPM global rapidement et son efficacité dépasse 99% pour toutes les configurations considérées.

Les caractéristiques (P-V), la réponse du contrôleur ANFIS-PI MPPT ainsi que les performances des différentes configurations pour le scénario PS₁ sont présentées en annexe B.

- ❖ Le contrôleur MPPT intelligent développé a réussi à trouver le PPMG même en changement la configuration du champ, ce qui confirme son bon fonctionnement pour n'importe quelle configuration en présence de l'ombrage partiel.

IV.11. Comparaison de la technique proposée avec d'autres techniques citées dans la littérature

En général, dans la plupart des études portant sur le problème de contrôle MPPT en présence de l'ombrage partiel, les auteurs comparent leurs méthodes proposées aux méthodes classiques populaires telles que P&O et INC. Les résultats de comparaison obtenus ont toujours montré l'échec des méthodes classiques à extraire le maximum global [62]. Dans le même contexte et pour valider l'efficacité de la méthode proposée, la méthode ANFIS proposée est comparée à

la méthode ANFIS standard proposée dans [34]. La figure IV.28 montre la réponse des deux contrôleurs pour la configuration TCT sous l'ombrage partiel pour le scénario PS₅.

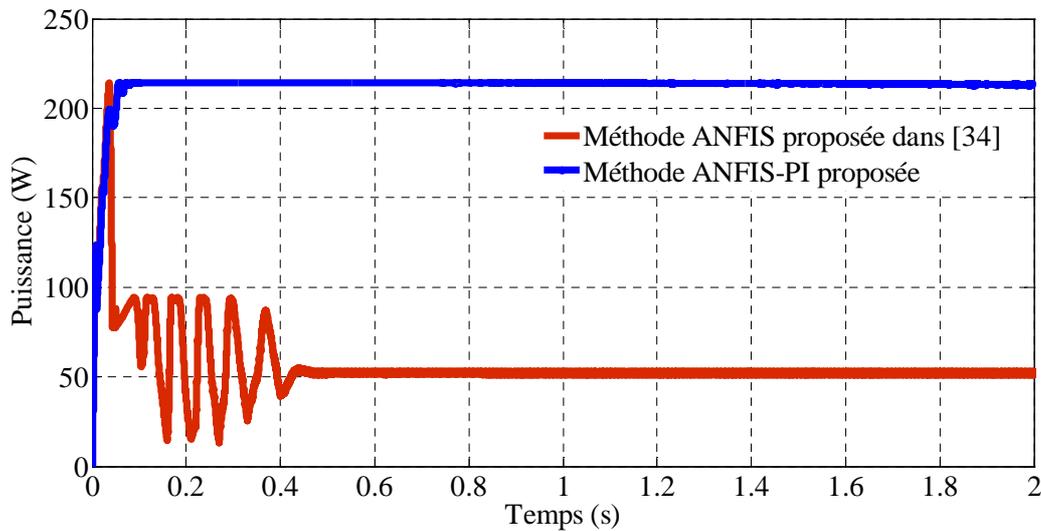


Figure IV.45: Comparaison de la puissance de sortie de la configuration TCT obtenue par les deux contrôleurs pour le scénario PS₅.

A travers les résultats de simulation illustrés sur la figure IV.45, on peut bien observer que l'approche ANFIS proposée dans [34], ne peut pas être utilisée pour extraire le PPM global d'un champ PV soumis à l'ombrage partiel et ne parvient pas à le trouver correctement tandis que le contrôleur proposé poursuit facilement le vrai PPM sans difficulté. La puissance extraite par la méthode proposée est environ 214,10W, cette valeur correspond exactement à la puissance PPM globale indiquée sur tableau IV.14 tandis que la puissance extraite par la méthode proposée dans [34] est environ 53W; donc il y a une grande perte de puissance. Donc, la méthode standard ANFIS devrait être modifiée ou combinée avec d'autres techniques classiques pour pouvoir poursuivre le vrai maximum global.

Le tableau IV.20 donne la comparaison entre la méthode ANFIS proposée et la méthode ANFIS standard proposée dans [34] en terme d'efficacité de poursuite.

Tableau IV.20 : Comparaison entre la méthode ANFIS proposée et la méthode ANFIS standard présentée dans [34].

Méthode	Efficacité	Capacité d'atteindre le PPMG
ANFIS proposée	99.92%	Oui
ANFIS standard présentée dans [34]	24%	Non

Le tableau IV.21 présente les principales caractéristiques des différentes techniques MPPT basées sur l'approche ANFIS.

Tableau IV.21: Principales caractéristiques de la méthode proposée et d'autres méthodes présentées dans la littérature basée sur la technique ANFIS pour la poursuite du PPM.

Méthode de poursuite	Proposée	F.Belhachat et al. [34]	D. Radianto et al.[31]	R. K.Kharb et al. [29]
Capacité de poursuite du PPMG	Oui	Non	Oui	Non
Efficacité de poursuite	Très élevée	Elevée	/	Elevée
Vitesse de poursuite	Très rapide	Rapide	/	Rapide
Paramètres d'entrées	Tension/ Courant	Erreur/ Changement d'erreur	Deux courants/ Tension	Temperature/ Eclairment
Nombre de fonctions d'appartenance	3	5	7	3
Convertisseur utilisé	Buck-Boost	Boost	Boost	Boost
Système PV	Stand-alone	Stand-alone	Stand-alone	Stand-alone

La comparaison de la technique MPPT proposée avec les autres méthodes présentées dans la littérature en termes d'efficacité moyenne et de vitesse de poursuite est représentée sur le tableau IV.22.

Tableau IV.22 : Performances de la méthode proposée et d'autres méthodes présentées dans la littérature.

Auteur/Référence	La technique utilisée	Efficacité moyenne rapportée (%)	Vitesse de poursuite (s)
K. Sundareswaran et al. [71]	Combinaison de méthode PSO et P&O	99.60%	3.15-13.4s
M.F.N.Tajuddin et al. [67]	algorithme de l'évolution différentielle	99.6%	0.2s
L.L.Jiang et al. [66]	Ant Colony Optimization (ACO)	99.28%	0.4s
A. Bouilouta et al. [76]	Combine un nouvel algorithme MPPT simple avec le modèle prédictive du contrôleur	95.80%	0.245s
K. Ishaque et al. [70]	PSO	99.5%	/
M.Muthuramalingam and P.S. Manoharan [77]	PSO-ANFIS	98.5%	7-10s
M. Muthuramalingam and P.S. Manoharan [77]	P&O-ANFIS	97.8%	10-14s
M. Muthuramalingam and P.S. Manoharan [77]	Réseau de neurones	96.1%	12-15s
Proposée	ANFIS	99.90%	0.065-0.12s

A partir du tableau IV.22, nous remarquons que l'efficacité moyenne des différentes techniques est suffisamment élevée. Cependant, l'efficacité de la méthode proposée est

légèrement améliorée par rapport aux autres méthodes. On peut aussi remarquer que la méthode proposée poursuit le PPM plus rapidement par rapport aux autres méthodes.

IV.12. Application de la commande ANFIS-PI pour d'autres tailles de configurations de champ PV

Comme nous l'avons vu dans les paragraphes précédents que notre base de données a été créée en se basant sur les différents scénarios effectués sous des conditions d'ombrage partiel pour toutes les configurations disponibles ainsi que pour plusieurs tailles à savoir 8,10,12,16,18,20,24.

Donc une fois le réseau ANFIS a appris les différents patterns d'ombrage après réglage de tous les paramètres nécessaires à son apprentissage, il est devenu capable d'identifier n'importe quel scénario d'ombrage quel que soit le type de la configuration ou sa taille. Cependant, l'insertion du réseau ANFIS dans le système complet nécessite le réglage des paramètres du régulateur PI seulement pour chaque taille.

Il est à noter aussi que la base de données a été créée pour une température maintenue à 25°C car dans notre étude nous nous sommes intéressés à l'étude de l'effet de l'ombrage partiel sur les performances des configurations d'un champ PV qui est plus important.

Et comme nous l'avons vu aussi dans le chapitre précédent que le changement de la température dans une configuration influent sur la position du PPM et non pas sur le choix de la configuration. Il faut noter aussi que l'effet de la température sur un champ PV est le plus souvent général que local. Donc, pour intégrer l'effet de la température, il suffit uniquement d'entraîner le réseau ANFIS pour des scénarios d'ombrage à des températures différentes.

IV.13. Principaux avantages de la méthode proposée

Les principaux avantages de la méthode proposée peuvent être résumés comme suit:

L'approche est très simple, son entraînement est facile à effectuer à l'inverse des réseaux de neurones qui nécessitent la réalisation de plusieurs tests pour trouver la structure neuronale la plus optimale et les règles floues sont générées automatiquement. La méthode utilisée est intelligente et n'a pas besoin de balayer toute la courbe des caractéristiques pour trouver le PPMG.

Le contrôleur a la possibilité de poursuivre le point de puissance maximale global du champ PV connecté en TCT, HC, BL et SP. Dans ce travail, nous ne sommes pas intéressés à la configuration série, car elle présente souvent la plus faible performance. Le contrôleur est également capable d'identifier le maximum global pour différentes tailles de configurations, il

suffit d'ajuster les paramètres du régulateur PI. En plus de la réalisation d'une poursuite avec une grande précision, un temps très court pour atteindre le point de puissance maximale et sans oscillations à l'état permanent, le contrôleur conçu est très robuste au changement soudain du niveau d'éclairage durant l'occurrence de l'ombrage partiel.

L'approche adoptée peut être aisément mis en œuvre en hardware sur un microcontrôleur ou circuit FPGA.

IV.14. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé une nouvelle méthode d'optimisation d'un système photovoltaïque. L'algorithme classique de recherche du point de puissance maximale permet de garantir un bon fonctionnement dans des conditions climatiques ordinaires. Or les champs PV sont souvent soumis à des conditions de fonctionnement sévères (ombrages, dépôt de poussière, sable ou neige,...) ce qui nécessite l'intégration d'un système de contrôle de puissance plus performant.

Le contrôleur conçu est un contrôleur MPPT intelligent basé sur l'approche adaptative (ANFIS). Il permet l'extraction de la puissance maximale produite par un champ PV sous des conditions d'ombrage partiel pour une configuration d'un champ connecté en TCT ou toutes autres configurations.

A cet effet, la modélisation du système photovoltaïque complet a été réalisée en utilisant Simulink/SimPower. Le modèle est composé principalement d'un champ PV, un contrôleur MPPT, un convertisseur DC-DC de type Buck-Boost et une charge résistive.

Dans ce chapitre, les résultats de simulation de la méthode proposée ont été détaillés pour la configuration TCT d'un champ PV de 4x2 puisque cette dernière fournit les meilleures performances en termes de puissance maximale la plus élevée et la perte de puissance la plus faible dans la plupart des cas d'ombrage partiel.

Les résultats de simulation ont également été présentés pour les configurations BL, HC et SP afin de montrer la capacité du contrôleur proposé à distinguer entre les différents maxima locaux et l'unique maximum global présent sur la courbe des caractéristiques pour toutes les configurations utilisées.

Les résultats de simulation du contrôleur intelligent proposé ont montré de bonnes performances en termes de capacité d'atteindre le point de puissance maximale global, d'efficacité élevée et de temps de réponse très rapide avec des oscillations négligeables autour de PPMG. Le contrôleur a montré également une bonne robustesse face au changement brusque de l'éclairage.

Conclusion générale

Dans le cadre de nos travaux de thèse, nous nous sommes intéressés à l'étude de la problématique de l'ombrage partiel et son impact sur la production de la puissance dans les systèmes photovoltaïques et nous avons essayé d'apporter notre contribution qui s'est portée sur les configurations du champ PV et la commande MPPT.

L'objectif de ces travaux donc est de proposer un certain nombre de solutions permettant la réduction des pertes dues à la présence de l'ombrage partiel, par le choix de la configuration la plus optimale d'un champ PV qui fournit les meilleures performances en termes de puissance maximale la plus élevée et la perte de puissance la plus faible et puis l'optimisation de la puissance par la proposition d'une commande MPPT intelligente pour la recherche du maximum global dans un champ PV partiellement ombragé.

Après avoir présenté un état d'art sur le phénomène de l'ombrage partiel, sa cause, son impact sur la production énergétique et les principaux circuits et techniques permettant la réduction des pertes, une étude globale qui considère toutes les configurations d'un champ PV disponibles: Série (S), Parallèle (P), Série-Parallèle (SP), Total-Cross-Tied (TCT), Bridge-Linked (BL), et Honey-Comb-(HC), a été effectuée sous plusieurs scénarios d'ombrage. A cet effet, la modélisation de panneaux photovoltaïques a été réalisée en utilisant le modèle de Bishop et a été implémentée en utilisant l'environnement Simulink/SimPower. Ce modèle prend en compte l'ensemble de la caractéristique électrique de la cellule solaire quel que soit son mode de fonctionnement.

Les différentes configurations du champ photovoltaïque ont été analysées, comparées et leurs performances ont été évaluées à travers plusieurs scénarios d'ombrage qui pourraient se produire dans la réalité afin de choisir la configuration la plus optimale, qui donne les meilleures performances.

Dans des conditions d'éclairement uniformes, les résultats de l'analyse montrent que toutes les configurations de champ PV offrent la même puissance maximale.

Dans des conditions d'ombrage partiel, les résultats montrent clairement que les performances des configurations de champ PV sont variables et dépendent fortement du scénario d'ombrage utilisé. L'analyse détaillée de chaque configuration à travers de multiples scénarios d'ombrage montrent que le choix de la configuration la plus optimale et appropriée dépend fortement, du

pattern d'ombrage, de son intensité, de son emplacement et du type d'ombrage affectant le générateur photovoltaïque (uniforme ou non).

Cette étude donne des informations utiles sur comment et quand utiliser chaque configuration de champ PV dans le cas d'ombrage; elle aide à prévoir et donc de choisir la configuration la plus optimale du générateur photovoltaïque et qui donne le meilleur rendement selon le pattern d'ombrage.

Les simulations de toutes les configurations ont été utilisées pour la création d'une base de données pour être utilisée dans un algorithme MPPT intelligent pour la poursuite du point de puissance maximale global en présence de l'ombrage partiel.

Les algorithmes classiques de poursuite du point de puissance maximale assurent un bon fonctionnement dans des conditions d'éclairement uniformes. Cependant, lorsque le champ photovoltaïque est soumis à des conditions d'ombrage partiel, plusieurs maxima locaux apparaissent sur la courbe des caractéristiques (P-V) du champ PV en raison de l'utilisation des diodes by-pass pour éviter effet hot spot. L'apparition de ces multiples pics sur les caractéristiques du champ PV rend la poursuite plus difficile dans ces conditions et nécessite l'intégration d'un système de commande de puissance plus efficace qui est capable de discriminer entre le maximum local et global pour récolter le maximum d'énergie et par conséquent augmenter l'efficacité du système global.

Pour cela nous avons conçu un contrôleur intelligent basé sur l'approche neuro-floue (ANFIS) capable de prévoir et extraire le point de puissance maximale global d'un champ photovoltaïque partiellement ombragé pour différentes configurations de champ PV telles que SP, BL, HC et TCT.

Le réseau ANFIS est entraîné en utilisant les données issues de l'analyse des performances des différentes configurations de champ PV sous différents scénarios d'ombrage. En plus, le réseau ANFIS utilise l'algorithme d'apprentissage hybride qui combine l'estimateur des moindres carrés et l'algorithme de descente du gradient.

Afin d'évaluer les performances du contrôleur proposé, plusieurs simulations ont été menées sous divers scénarios d'ombrage partiel pour les configurations SP, BL, HC et TCT. Cependant, le travail a été axé sur la configuration TCT puisque cette dernière présente les meilleures performances dans la plupart des cas d'ombrage partiel en comparaison avec les autres configurations.

Le contrôleur MPPT basé sur l'approche ANFIS est capable de poursuivre avec succès la puissance maximale disponible pour toute configuration utilisée.

Les résultats de simulation montrent que la technique proposée peut poursuivre rapidement la puissance maximale réelle avec une plus grande efficacité et des oscillations négligeables autour du PPMG pour la majorité des scénarios considérés. En outre, la méthode proposée montre une robustesse face aux changements brusques de l'éclairement durant l'occurrence de l'ombrage partiel. Ainsi, le contrôle basé sur l'approche ANFIS est un outil efficace et intéressant qui peut être utilisé pour poursuivre et extraire la puissance maximale globale de tout type de configuration de champ PV (ou de sa taille).

Les résultats de simulation de la technique proposée ont montré de bonnes performances en termes d'efficacité, de vitesse de poursuite très élevées et une meilleure stabilité du système à l'état permanent.

Pour mieux valider l'approche proposée, cette dernière a été comparée à la méthode ANFIS standard présentées dans [34], les résultats de simulation montrent l'impossibilité de la méthode ANFIS standard à extraire le vrai maximum en présence de l'ombrage partiel.

La technique proposée a été également comparée à d'autres techniques publiées dans la littérature, les résultats de cette comparaison a permis de montrer une amélioration de performances de la méthode proposée par rapport aux autres techniques en termes d'efficacité et de vitesse de poursuite.

En résumé, l'avantage principal de l'introduction d'une telle approche intelligente est d'abord la conception d'un prédicteur intelligent capable de prédire et d'identifier le point maximum de puissance globale d'un champ PV sous des conditions d'ombrage partiel quels que soient le type ou la taille de configuration, par l'exploitation de l'apprentissage et la capacité de généralisation du réseau. Deuxièmement, la poursuite précise du point maximum global de puissance quelle que soit la complexité du scénario d'ombrage, une fois le prédicteur conçu est inséré dans le système PV global.

En outre, cette méthode n'est pas complexe et ne nécessite pas trop de calcul ou des équations mathématiques. L'apprentissage du réseau ANFIS ne nécessite pas plusieurs essais pour trouver la structure la plus optimale comme dans le cas des réseaux de neurones. Il suffit uniquement de faire le réglage adéquat des paramètres du réseau. En outre, ANFIS génère automatiquement des règles floues du modèle de système d'inférence flou.

En perspective à ce travail, il serait intéressant d'associer d'autres techniques de réduction des pertes à savoir l'architecture des systèmes PV et les topologies des circuits convertisseurs dans le même système PV surtout pour les systèmes connectés aux réseaux ou de proposer de nouvelles architectures qui permettent d'atténuer les pertes associées à l'effet d'ombrage.

Il serait intéressant de prévoir une implémentation hardware de ces algorithmes pour une validation expérimentale.

Annexe A

Simulation des différentes tailles de configurations du champ photovoltaïque sous différents scénarios d'ombrage : Les différentes tailles de configurations considérées sont respectivement : 8, 10, 12, 15, 16, 18, 20.

A.1. Champ PV de taille 8 : (4x2)

A.1.1. Sous les conditions uniformes

Tableau A.1.1: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x2 sous les conditions standards.

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	494.4385	494.4223	494.4388	494.3758	494.4136	494.3758
$V_{Max}(V)$	17.2436	137.6618	68.9594	69.2043	68.8005	69.2043
$I_{Max}(A)$	28.6737	3.5916	7.1700	7.1437	7.1862	7.1437

A.1.2. Sous les conditions d'ombrage partiel

✓ **Scénario (PS-A):** « Une ligne est complètement et uniformément ombragée »

Tableau A.1.2: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-A) et pour un champ PV de 4x2.

	String1	String2
Row1	600	600
Row2	1000	1000
Row3	1000	1000
Row4	1000	1000

Tableau A.1.3 : Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x2 pour le scénario (PS-A).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	442.5292	370.8272	370.3406	370.3308	370.3406	370.8265
$V_{Max}(V)$	17.1912	103.4895	51.0983	51.0919	51.0983	51.6838
$I_{Max}(A)$	25.7417	3.5832	7.2476	7.2483	7.2476	7.1749

✓ **Scénario (PS-B):** « Une ligne est complètement et inégalement ombragée »

Tableau A.1.4 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-B) et pour un champ PV de 4x2.

	String1	String2
Row1	600	400
Row2	1000	1000
Row3	1000	1000
Row4	1000	1000

Tableau A.1.5 : Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x2 pour le scénario (PS-B).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	429.1432	370.8113	370.3404	370.8262	370.5153	370.6510
$V_{Max}(V)$	17.3063	103.2159	51.0983	51.6838	51.2256	51.3506
$I_{Max}(A)$	24.7969	3.5926	7.2476	7.1749	7.2330	7.2180

✓ **Scénario (PS-C):** « Une colonne est complètement et uniformément ombragée »

Tableau A.1.6 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-C) et pour un champ PV de 4x2.

	String1	String2
Row1	400	1000
Row2	400	1000
Row3	400	1000
Row4	400	1000

Tableau A.1.7 : Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x2 pour le scénario (PS-C).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	338.9565	247.2148	339.5087	339.5222	339.5087	339.5088
$V_{Max}(V)$	16.7138	69.0138	67.9218	67.7634	67.9218	67.6439
$I_{Max}(A)$	20.2801	3.5821	4.9985	5.0104	4.9985	5.0191

✓ **Scénario (PS-D):** « Une colonne est complètement et inégalement ombragée »

Tableau A.1.8: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-D) et pour un champ PV de 4x2.

	String1	String2
Row1	400	1000
Row2	400	1000
Row3	300	1000
Row4	500	1000

Tableau A.1.9: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x2 pour le scénario (PS-D).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	338.9562	247.2148	324.5582	331.5164	327.6201	325.8893
$V_{Max}(V)$	16.7138	69.0138	69.1676	69.0081	69.0033	69.0254
$I_{Max}(A)$	20.2800	3.5821	4.6923	4.8040	4.7479	4.7213

✓ **Scénario (PS-E):** « Différents patterns d'ombrage sont distribuées aléatoirement dans le champ PV »

Tableau A.1.10: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-E) et pour un champ PV de 4x2.

	String1	String2
Row1	1000	600
Row2	800	500
Row3	200	1000
Row4	400	1000

Tableau A.1.11: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x2 pour le scénario (PS-E).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	331.5607	213.5003	226.4025	310.7838	306.4215	266.9402
$V_{Max}(V)$	16.5301	71.4969	35.0587	69.5688	69.6837	52.4620
$I_{Max}(A)$	20.0580	2.9861	6.4578	4.4673	4.3973	5.0883

A.2. Champ PV de taille 10: (5x2)**A.2.1. Sous les conditions uniformes****Tableau A.2.1:** Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x2 sous les conditions standards.

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	617.9564	618.0484	618	618	618	618
$V_{Max}(V)$	17.1717	172.4121	86.4397	86.4397	86.4397	86.4397
$I_{Max}(A)$	35.9869	3.5847	7.1495	7.1495	7.1495	7.1495

A.2.2. Sous les conditions d'ombrage partiel

✓ **Scénario (PS-A):** « Une ligne est complètement et uniformément ombragée »

Tableau A.2.2: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-A) et pour un champ PV de 5x2.

	String1	String2
Row1	600	600
Row2	1000	1000
Row3	1000	1000
Row4	1000	1000
Row5	1000	1000

Tableau A.2.3: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x2 pour le scénario (PS-A).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	561.2530	494.4318	494.3748	494.4111	494.3748	494.3748
$V_{Max}(V)$	17.6394	138.0698	69.2043	69.1191	69.2043	69.2043
$I_{Max}(A)$	31.8182	3.5810	7.1437	7.1530	7.1437	7.1437

✓ **Scénario (PS-B):** « Une ligne est complètement et inégalement ombragée »

Tableau A.2.4: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-B) et pour un champ PV de 5x2.

	String1	String2
Row1	600	300
Row2	1000	1000
Row3	1000	1000
Row4	1000	1000
Row5	1000	1000

Tableau A.2.5: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x2 pour le scénario (PS-B).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	535.1256	494.4165	494.4374	494.4107	494.3708	494.4107
$V_{Max}(V)$	17.8437	137.6286	68.9512	69.1190	69.2110	69.1190
$I_{Max}(A)$	29.9895	3.5924	7.1708	7.1530	7.1430	7.1530

✓ **Scénario (PS-C):** « Une colonne est complètement et uniformément ombragée »

Tableau A.2.6: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-C) et pour un champ PV de 5x2.

	String1	String2
Row1	1000	500
Row2	1000	500
Row3	1000	500
Row4	1000	500
Row5	1000	500

Tableau A.2.7 : Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x2 pour le scénario (PS-C).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	445.7566	325.6615	456.4680	456.4452	456.4452	456.4680
$V_{Max}(V)$	16.0187	177.2710	85.0512	85.2137	85.2137	85.0512
$I_{Max}(A)$	27.8273	1.8371	5.3670	5.3565	5.3565	5.3670

✓ **Scénario (PS-D):** « Une colonne est complètement et inégalement ombragée »

Tableau A.2.8: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-D) et pour un champ PV de 5x2.

	String1	String2
Row1	1000	400
Row2	1000	400
Row3	1000	300
Row4	1000	200
Row5	1000	200

Tableau A.2.9: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x2 pour le scénario (PS-D).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	391.2528	309.0179	371.3297	378.9112	377.0526	373.8429
$V_{Max}(V)$	16.5664	86.1272	85.7827	86.0560	86.0465	85.7116
$I_{Max}(A)$	23.6172	3.5879	4.3287	4.4031	4.3820	4.3616

✓ **Scénario (PS-E):** « Différents patterns d'ombrage sont distribués aléatoirement dans le champ PV »

Tableau A.2.10: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-E) et pour un champ PV de 5x2.

	String1	String2
Row1	140	900
Row2	540	300
Row3	700	200
Row4	300	640
Row5	1000	420

Tableau A.2.11: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x2 pour le scénario (PS-E).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	304.1258	181.7743	190.4912	270.1206	252.0169	221.3829
$V_{Max}(V)$	16.2058	90.0064	53.5043	86.4308	51.4463	70.7123
$I_{Max}(A)$	18.7664	2.0196	3.5603	3.1253	4.8986	3.1308

A.3. Champ PV de taille 12: (4x3)

A.3.1. Sous les conditions uniformes

Tableau A.3.1: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x3 sous les conditions standards.

	Configuration					
	S	P	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	741.6508	741.6582	741.6298	741.6227	741.6227	740.7082
$V_{Max}(V)$	206.6675	17.2400	68.8219	68.8056	68.8056	69.7192
$I_{Max}(A)$	3.5886	43.0195	10.7761	10.7785	10.7785	10.6242

A.3.2. Sous les conditions d'ombrage partiel

✓ Scénario (PS-A₁):

Tableau A.3.2: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-A₁) et pour un champ PV de 4x3.

	String1	String2	String3
Row1	400	400	400
Row2	300	300	300
Row3	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000

Tableau A.3.3: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x3 pour le scénario (PS-A₁).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	489.1823	370.8078	370.7787	370.7787	370.7787	370.7787
V _{Max} (V)	17.1400	103.2158	34.5996	34.5996	34.5996	34.5996
I _{Max} (A)	28.5404	3.5925	10.7163	10.7163	10.7163	10.7163

✓ **Scénario (PS-D):** « Une colonne est complètement et inégalement ombragée »

Tableau A.3.4: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-D) et pour un champ PV de 4x3.

	String1	String2	String3
Row1	500	1000	1000
Row2	500	1000	1000
Row3	200	1000	1000
Row4	200	1000	1000

Tableau A.3.5: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x3 pour le scénario (PS-D).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	573.4263	494.4295	544.0792	556.8035	547.7145	554.0496
V _{Max} (V)	17.0815	138.0695	68.5143	69.3195	68.6896	68.9570
I _{Max} (A)	33.5701	3.5810	7.9411	8.0324	7.9738	8.0347

✓ **Scénario (PS-D₁):**

Tableau A.3.6: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-D₁) et pour un champ PV de 4x3.

	String1	String2	String3
Row1	300	400	1000
Row2	300	400	1000
Row3	300	400	1000
Row4	300	400	1000

Tableau A.3.7: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x3 pour le scénario (PS-D₁).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	407.1959	247.2120	407.0324	407.1070	407.1070	407.1070
V _{Max} (V)	16.669	69.0001	66.4642	66.5477	66.5477	66.5477
I _{Max} (A)	24.4314	3.5828	6.1241	6.1175	6.1175	6.1175

✓ **Scénario (PS-E):** « Différents patterns d'ombrage sont distribués aléatoirement dans le champ PV »

Tableau A.3.8: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-E) et pour un champ PV de 4x3.

	String1	String2	String3
Row1	1000	300	500
Row2	800	820	910
Row3	400	500	1000
Row4	400	600	200

Tableau A.3.9: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x3 pour le scénario (PS-E).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	444.1786	271.3016	295.6969	345.3860	343.0152	313.7967
V _{Max} (V)	16.3419	181.5618	34.8430	52.1209	51.7885	52.9269
I _{Max} (A)	27.1803	1.4943	8.4866	6.6266	6.6234	5.9289

A.4. Champ PV de taille 15: (5x3)

A.4.1. Sous les conditions uniformes

Tableau A.4.1: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x3 sous les conditions standards.

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	927.0715	927.0725	926.8468	926.8468	926.8468	926.8468
V _{Max} (V)	17.2459	258.5563	86.6211	86.6211	86.6211	86.6211
I _{Max} (A)	53.7560	3.5856	10.7000	10.7000	10.7000	10.7000

A.4.2. Sous les conditions d'ombrage partiel

✓ Scénario (PS-A₁):

Tableau A.4.2: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-A₁) et pour un champ PV de 5x3.

	String1	String2	String3
Row1	300	300	300
Row2	400	400	400
Row3	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000

Tableau A.4.3: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x3 pour le scénario (PS-A₁).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	671.1617	556.2363	555.5097	555.5097	555.5097	555.5097
V _{Max} (V)	17.3784	155.2589	52.2954	52.2954	52.2954	52.2954
I _{Max} (A)	38.6204	3.5826	10.6225	10.6225	10.6225	10.6225

✓ Scénario (PS-B): « Une ligne est complètement et inégalement ombragée »

Tableau A.4.4: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-B) et pour un champ PV de 5x3.

	String1	String2	String3
Row1	1000	1000	1000
Row2	1000	1000	1000
Row3	800	600	300
Row4	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000

Tableau A.4.5: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x3 pour le scénario (PS-B).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	806.2509	741.6527	741.6209	741.6209	741.6209	741.6209
$V_{Max}(V)$	17.8399	206.7309	68.8056	68.8056	68.8056	68.8056
$I_{Max}(A)$	45.1937	3.5875	10.7785	10.7785	10.7785	10.7785

✓ **Scénario (PS-B₁):**

Tableau A.4.6: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-B₁) et pour un champ PV de 5x3.

	String1	String2	String3
Row1	200	300	400
Row2	500	400	600
Row3	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000

Tableau A.4.7: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x3 pour le scénario (PS-B₁).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	690.9847	556.2361	555.5102	555.2498	555.5102	555.5102
$V_{Max}(V)$	16.6077	155.2720	52.2954	52.3867	52.2954	52.2954
$I_{Max}(A)$	41.6063	3.5823	10.6225	10.5991	10.6225	10.6225

✓ **Scénario (PS-C):** « Une colonne est complètement et uniformément ombragée »

Tableau A.4.8: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-C) et pour un champ PV de 5x3.

	String1	String2	String3
Row1	300	1000	1000
Row2	300	1000	1000
Row3	300	1000	1000
Row4	300	1000	1000
Row5	300	1000	1000

Tableau A.4.9: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x3 pour le scénario (PS-C).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	696.4767	618.0440	700.7172	700.7172	700.7172	700.7172
$V_{Max}(V)$	16.5595	172.4133	84.9318	84.9318	84.9318	84.9318
$I_{Max}(A)$	42.0590	3.5847	8.2503	8.2503	8.2503	8.2503

✓ **Scénario (PS-C₁):**

Tableau A.4.10: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-C₁) et pour un champ PV de 5x3.

	String1	String2	String3
Row1	300	400	1000
Row2	300	400	1000
Row3	300	400	1000
Row4	300	400	1000
Row5	300	400	1000

Tableau A.4.11: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x3 pour le scénario (PS-C₁).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	503.8830	309.0142	509.1515	509.1482	509.1482	509.1482
$V_{Max}(V)$	17.2684	86.1273	83.7318	83.7097	83.7097	83.7097
$I_{Max}(A)$	29.1795	3.5879	6.0807	6.0823	6.0823	6.0823

✓ **Scénario (PS-D₁):**

Tableau A.4.12: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-D₁) et pour un champ PV de 5x3.

	String1	String2	String3
Row1	100	900	1000
Row2	300	800	1000
Row3	500	600	1000
Row4	600	300	1000
Row5	800	200	1000

Tableau A.4.13: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x3 pour le scénario (PS-D₁).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	610.0000	425.1905	436.6047	602.0501	578.3529	555.3574
V _{Max} (V)	17.1268	142.4810	73.4237	85.7483	86.1858	87.0827
I _{Max} (A)	35.6168	2.9842	5.9464	7.0211	6.7105	6.3774

✓ **Scénario (PS-E):** « Différents patterns d'ombrage sont distribués aléatoirement dans le champ PV »

Tableau A.4.15: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-E) et pour un champ PV de 5x3.

	String1	String2	String3
Row1	140	450	300
Row2	540	300	640
Row3	700	200	420
Row4	600	1000	240
Row5	320	180	800

Tableau A.4.16: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x3 pour le scénario (PS-E).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	400.8361	227.4265	244.7224	325.4021	290.7463	319.1872
V _{Max} (V)	17.0046	144.4304	52.6128	68.3507	87.7401	67.7287
I _{Max} (A)	23.5723	1.5746	4.6514	4.7608	3.3137	4.7127

A.5. Champ PV de taille 16: (4x4)

A.5.1. Sous les conditions uniformes

Tableau A.5.1: Les résultats de simulation pour les différentes configurations pour un champ PV de 4x4 sous les conditions standards.

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	988.8716	988.8775	988.8600	988.4501	988.8600	988.8600
$V_{Max}(V)$	17.2262	275.8253	69.0511	69.4069	69.0511	69.0511
$I_{Max}(A)$	57.4052	3.5852	14.3207	14.2414	14.3207	14.3207

A.5.2. Sous les conditions d'ombrage partiel

✓ **Scénario (PS-A):** « Une ligne est complètement et uniformément ombragée »

Tableau A.5.2: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-A) et pour un champ PV de 4x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	1000	1000	1000	1000
Row2	500	500	500	500
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000

Tableau A.5.3: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x4 pour le scénario (PS-A).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	859.2208	741.6523	741.6540	741.6540	741.6540	741.6540
$V_{Max}(V)$	17.1289	207.0178	51.6938	51.6936	51.6936	51.6938
$I_{Max}(A)$	50.1621	3.5826	14.3471	14.3471	14.3471	14.3471

✓ **Scénario (PS-B):** « Une ligne est complètement et inégalement ombragée »

Tableau A.5.4: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-B) et pour un champ PV de 4x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	1000	1000	1000	1000
Row2	300	500	600	800
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000

Tableau A.5.5: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x4 pour le scénario (PS-B).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	872.1423	741.6443	741.6543	741.6543	741.6543	741.6543
$V_{Max}(V)$	17.1241	207.1370	51.6936	51.6936	51.6938	51.6936
$I_{Max}(A)$	50.9307	3.5805	14.3471	14.3471	14.3471	14.3471

✓ **Scénario (PS-C):** « Une colonne est complètement et uniformément ombragée »

Tableau A.5.6: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-C) et pour un champ PV de 4x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	1000	500	1000	1000
Row2	1000	500	1000	1000
Row3	1000	500	1000	1000
Row4	1000	500	1000	1000

Tableau A.5.7: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x4 pour le scénario (PS-C).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	859.2208	741.6523	858.7183	859.1185	858.7183	858.6327
$V_{Max}(V)$	17.1289	207.0178	67.9818	68.2832	67.9818	67.9361
$I_{Max}(A)$	50.1621	3.5826	12.6316	12.5817	12.6316	12.6388

✓ **Scénario (PS-D):** « Une colonne est complètement et inégalement ombragée »

Tableau A.5.8: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-D) et pour un champ PV de 4x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	1000	300	1000	1000
Row2	1000	500	1000	1000
Row3	1000	600	1000	1000
Row4	1000	800	1000	1000

Tableau A.5.9: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x4 pour le scénario (PS-D).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	872.1423	741.6443	819.8777	851.6871	846.0090	842.6259
$V_{Max}(V)$	17.1241	207.1370	69.4683	69.7296	69.2866	70.1521
$I_{Max}(A)$	50.9307	3.5805	11.8022	12.2141	12.2103	12.0114

- ✓ **Scénario (PS-E):** « Différents patterns d'ombrage sont distribués aléatoirement dans le champ PV »

Tableau A.5.10: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-E) et pour un champ PV de 4x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	1000	800	300	500
Row2	800	420	820	920
Row3	400	150	500	1000
Row4	200	700	1000	250

Tableau A.5.11: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x4 pour le scénario (PS-E).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	587.1249	379.9092	413.6343	528.3074	467.4672	428.8101
$V_{Max}(V)$	16.8561	144.4621	34.8119	69.7647	52.5126	34.5431
$I_{Max}(A)$	34.8315	2.6298	11.8820	7.5727	8.9020	12.4138

- ✓ **Scénario (PS-G):** « Propagation de l'ombrage dans la même rangée de gauche à droite »

Tableau A.5.12: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-G₁) et pour un champ PV de 4x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	1000	1000	1000	1000
Row2	1000	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	200	1000	1000	1000

Tableau A.5.13: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x4 pour le scénario (PS-G₁).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	936.9205	927.0716	799.1027	853.8889	813.7068	800.9848
V _{Max} (V)	17.1916	258.5656	55.2031	71.7934	70.3719	69.6488
I _{Max} (A)	54.4988	3.5854	14.4757	11.8937	11.5630	11.5003

Tableau A.5.14: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x4 pour le scénario (PS-G₂).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	885.0366	865.2602	770.6861	741.6545	746.2347	750.2133
V _{Max} (V)	17.1155	241.1577	53.6421	51.6936	51.9989	52.4215
I _{Max} (A)	51.7097	3.5879	14.3672	14.3471	14.3510	14.3112

Tableau A.5.15: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x4 pour le scénario (PS-G₃).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	833.3482	803.4584	753.7513	741.6535	746.2331	750.2090
V _{Max} (V)	17.1270	224.0163	52.5368	51.6936	51.9984	52.1319
I _{Max} (A)	48.6571	3.5866	14.3471	14.3471	14.3511	14.3906

Tableau A.5.16: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x4 pour le scénario (PS-G₄).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	781.7585	741.6506	741.6524	741.6524	741.6524	741.6524
V _{Max} (V)	17.0771	207.0177	51.6938	51.6935	51.6936	51.6935
I _{Max} (A)	45.7781	3.5825	14.3470	14.3471	14.3471	14.3471

✓ **Scénario (PS-H):** « Le même pattern d'ombrage se déplace aléatoirement dans le champ PV »

Tableau A.5.17: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-H₁) et pour un champ PV de 4x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	800	1000	1000	1000
Row2	800	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000

Tableau A.5.18: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x4 pour le scénario (PS-H₁).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	962.7548	872.1630	947.2677	956.7776	954.0749	946.5391
V _{Max} (V)	17.2846	290.3389	69.1069	69.5684	69.2743	68.7970
I _{Max} (A)	55.7003	3.0039	13.7073	13.7530	13.7724	13.7584

✓ **Scénario (PS-H₂):****Tableau A.5.19:** Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-H₂) et pour un champ PV de 4x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	1000	1000	1000	1000
Row2	1000	1000	1000	1000
Row3	1000	800	1000	1000
Row4	1000	800	1000	1000

Tableau A.5.20: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 4x4 pour le scénario (PS-H₂).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	962.7548	872.1638	947.2677	955.3567	951.4089	954.5441
V _{Max} (V)	17.2846	290.3344	69.1069	70.0289	70.2948	68.9737
I _{Max} (A)	55.7003	3.0040	13.7073	13.6423	13.5346	13.8392

A.6. Champ PV de taille 18: (6x3)**A.6.1. Sous les conditions uniformes**

Tableau A.6.1: Les résultats de simulation pour les différentes configurations pour un champ PV de 6x3 sous les conditions standards.

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	1112.2	1112.5	1112.3	1112.5	1112.5	1112.5
$V_{Max}(V)$	17.3289	310.2434	103.8879	103.5981	103.5981	103.5981
$I_{Max}(A)$	64.1810	3.5859	10.7065	10.7382	10.7382	10.7382

A.6.2. Sous les conditions d'ombrage partiel

✓ **Scénario (PS-A):** « Une ligne est complètement et uniformément ombragée »

Tableau A.6.2: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-A) et pour un champ PV de 6x3.

	String1	String2	String3
Row1	1000	1000	1000
Row2	1000	1000	1000
Row3	300	300	300
Row4	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000
Row6	1000	1000	1000

Tableau A.6.3: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 6x3 pour le scénario (PS-A).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	966.1629	927.0700	926.6561	926.8440	926.8440	926.8440
$V_{Max}(V)$	17.6470	258.5658	85.6046	86.6211	86.6211	86.6211
$I_{Max}(A)$	54.7496	3.5854	10.8248	10.7000	10.7000	10.7000

✓ **Scénario (PS-B):** « Une ligne est complètement et inégalement ombragée »

Tableau A.6.4: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-B) et pour un champ PV de 6x3.

	String1	String2	String3
Row1	1000	1000	1000
Row2	1000	1000	1000
Row3	300	600	800
Row4	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000
Row6	1000	1000	1000

Tableau A.6.5: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 6x3 pour le scénario (PS-B).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P_{Max} (W)	1018.1	865.2655	926.6181	926.8452	926.8452	926.7011
V_{Max} (V)	16.5800	241.4214	85.5767	86.6211	86.6211	86.7370
I_{Max} (A)	61.4075	3.5840	10.8279	10.7000	10.7000	10.6840

Scénario (PS-C): « Une colonne est complètement et uniformément ombragée »

Tableau A.6.6: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-C) et pour un champ PV de 6x3.

	String1	String2	String3
Row1	1000	1000	300
Row2	1000	1000	300
Row3	1000	1000	300
Row4	1000	1000	300
Row5	1000	1000	300
Row6	1000	1000	300

Tableau A.6.7: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 6x3 pour le scénario (PS-C).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P_{Max} (W)	829.8855	679.8457	840.7900	840.7408	840.7401	840.7401
V_{Max} (V)	16.3168	189.7422	101.7593	102.5698	102.5708	102.5708
I_{Max} (A)	50.8606	3.5830	8.2625	8.1968	8.1967	8.1967

✓ **Scénario (PS-D):** « Une colonne est complètement et inégalement ombragée »

Tableau A.6.8: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-D) et pour un champ PV de 6x3.

	String1	String2	String3
Row1	1000	1000	300
Row2	1000	1000	300
Row3	1000	1000	500
Row4	1000	1000	500
Row5	1000	1000	800
Row6	1000	1000	800

Tableau A.6.9: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 6x3 pour le scénario (PS-D).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P_{MAX} (W)	929.8082	679.8402	858.4895	890.5327	887.0527	869.3929
V_{MAX} (V)	17.2983	189.8618	103.7681	104.8994	104.8405	105.1875
I_{MAX} (A)	53.7515	3.5807	8.2732	8.4894	8.4610	8.2652

✓ **Scénario (PS-E):** « Différents patterns d'ombrage sont distribués aléatoirement dans le champ PV »

Tableau A.6.10: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-E) et pour un champ PV de 6x3.

	String1	String2	String3
Row1	800	300	500
Row2	420	820	920
Row3	150	500	1000
Row4	700	600	200
Row5	1000	900	400
Row6	120	400	200

Tableau A.6.11: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 6x3 pour le scénario (PS-E).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	593.6129	353.5605	356.5501	487.8295	421.4645	392.1939
$V_{Max}(V)$	16.6240	236.0536	53.4623	87.2580	70.6351	52.9488
$I_{Max}(A)$	35.7082	1.4978	6.6692	5.5907	5.9668	7.4070

✓ **Scénario (PS-F):** « Propagation de l'ombrage dans la même colonne de haut en bas »

Tableau A.6.12: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-F₁) et pour un champ PV de 6x3.

	String1	String2	String3
Row1	200	1000	1000
Row2	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000
Row6	1000	1000	1000

Tableau A.6.13: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 6x3 pour le scénario (PS-F₁).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	1060.5	1050.7	980.5226	926.8459	931.7320	947.4644
$V_{Max}(V)$	17.1694	293.1649	90.8605	86.6211	86.6985	88.1814
$I_{Max}(A)$	61.7660	3.5839	10.7915	10.7000	10.7468	10.7445

Tableau A.6.14: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 6x3 pour le scénario (PS-F₂).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	1008.7	988.8755	819.7211	877.0712	852.7934	859.5721
V _{Max} (V)	17.1491	275.8253	103.9420	107.3489	106.0797	106.6935
I _{Max} (A)	58.8168	3.5852	7.8863	8.1703	8.0392	8.0565

Tableau A.6.15: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 6x3 pour le scénario (PS-F₃).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	956.6292	927.0696	818.2094	855.2087	848.4185	848.9640
V _{Max} (V)	17.2152	258.5658	103.7886	105.8286	105.4529	105.5047
I _{Max} (A)	55.5688	3.5854	7.8834	8.0811	8.0455	8.0467

Tableau A.6.16: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 6x3 pour le scénario (PS-F₄).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	903.9354	865.2632	814.5476	835.6085	818.5106	811.2611
V _{Max} (V)	16.8615	241.4211	102.8073	103.7647	103.5775	102.8160
I _{Max} (A)	53.6094	3.5840	7.9231	8.0529	7.9024	7.8904

Tableau A.6.17: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 6x3 pour le scénario (PS-F₅).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	853.7263	803.4483	808.9221	818.1382	813.5852	808.2917
V _{Max} (V)	17.0076	223.8655	103.0760	103.6358	103.5006	101.9348
I _{Max} (A)	50.1966	3.5890	7.9254	7.8944	7.8607	7.9295

Tableau A.6.18: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 6x3 pour le scénario (PS-F₆).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	796.0486	741.6403	802.2535	802.3536	802.3536	802.3536
V _{Max} (V)	16.4540	207.1370	101.5364	101.9156	101.9156	101.9156
I _{Max} (A)	48.3802	3.5804	7.9011	7.8727	7.8727	7.8727

A.7. Champ PV de taille 20: (5x4)

A.7.1. Sous les conditions uniformes

Tableau A.7.1: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x4 sous les conditions standards.

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	1236.1	1236.1	1236.1	1236.1	1236.1	1236.1
V _{Max} (V)	17.2396	344.6133	86.2071	86.2071	86.1374	86.2071
I _{Max} (A)	71.7011	3.5869	14.3387	14.3387	14.3502	14.3387

A.7.2. Sous les conditions d'ombrage partiel

✓ **Scénario (PS-A):** « Une ligne est complètement et uniformément ombragée »

Tableau A.7.2: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-A) et pour un champ PV de 5x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	400	400	400	400
Row2	1000	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000	1000

Tableau A.7.3: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x4 pour le scénario (PS-A).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	1080.1	988.8746	988.8569	988.4468	988.8581	988.8717
V _{Max} (V)	17.0359	275.8252	69.0510	69.4069	69.0479	68.9962
I _{Max} (A)	63.4038	3.5851	14.3207	14.2413	14.3213	14.3323

✓ **Scénario (PS-B):** « Une ligne est complètement et inégalement ombragée »

Tableau A.7.4 : Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-B) et pour un champ PV de 5x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	200	200	500	500
Row2	1000	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000
Row5	1000	1000	1000	1000

Tableau A.7.5: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x4 pour le scénario (PS-B).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P_{Max} (W)	1066.8	988.8743	988.8578	988.4465	988.8567	988.8578
V_{Max} (V)	16.9749	275.8249	69.0479	69.4069	69.0510	69.0479
I_{Max} (A)	62.8443	3.5852	14.3213	14.2413	14.3207	14.3213

✓ **Scénario (PS-C):** « Une colonne est complètement et uniformément ombragée »

Tableau A.7.6: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-C) et pour un champ PV de 5x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	400	1000	1000	1000
Row2	400	1000	1000	1000
Row3	400	1000	1000	1000
Row4	400	1000	1000	1000
Row5	400	1000	1000	1000

Tableau A.7.7: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x4 pour le scénario (PS-C).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P_{Max} (W)	1041.4	927.0689	1041.3	1041.0	1041.3	1041.3
V_{Max} (V)	17.0080	258.5658	84.9684	84.7838	85.0096	85.0096
I_{Max} (A)	61.2292	3.5854	12.2550	12.2779	12.2497	12.2497

✓ **Scénario (PS-D):** « Une colonne est complètement et inégalement ombragée »

Tableau A.7.8: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-D) et pour un champ PV de 5x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	200	1000	1000	1000
Row2	200	1000	1000	1000
Row3	400	1000	1000	1000
Row4	400	1000	1000	1000
Row5	600	1000	1000	1000

Tableau A.7.9: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x4 pour le scénario (PS-D).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	1027.3	927.0686	989.3738	1010.4	1007.1	994.7122
$V_{Max}(V)$	16.8826	258.5658	85.2761	85.1045	86.4903	86.4354
$I_{Max}(A)$	60.8515	3.5854	11.6020	11.8728	11.6438	11.5082

✓ **Scénario (PS-E):** « Différents patterns d'ombrage sont distribués aléatoirement dans le champ PV »

Tableau A.7.10: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-E) et pour un champ PV de 5x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	1000	800	300	500
Row2	800	420	820	920
Row3	400	150	500	1000
Row4	200	700	600	200
Row5	340	1000	1000	380

Tableau A.7.11: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x4 pour le scénario (PS-E).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
$P_{Max}(W)$	711.6193	429.7450	440.1863	567.4238	614.1737	528.5280
$V_{Max}(V)$	16.0351	163.3091	72.0935	89.3150	69.1590	52.5285
$I_{Max}(A)$	44.3788	2.6315	6.1058	6.3531	8.8806	10.0617

✓ **Scénario (PS-G):** « Propagation de l'ombrage dans la même rangée de gauche à droite »

Tableau A.7.12: Patterns d'ombrage pour le scénario (PS-G₁) et pour un champ PV de 5x4.

	String1	String2	String3	String4
Row1	1000	1000	1000	1000
Row2	1000	1000	1000	1000
Row3	1000	1000	1000	1000
Row4	1000	1000	1000	1000
Row5	800	1000	1000	1000

Tableau A.7.13: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x4 pour le scénario (PS-G₁).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	1223.1	1174.3	1189.9	1216.1	1211.1	1210.6
V _{Max} (V)	17.2207	327.6983	87.2861	86.5791	86.8396	86.8627
I _{Max} (A)	71.0249	3.5834	13.6317	14.0465	13.9464	13.9374

Tableau A.7.14: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x4 pour le scénario (PS-G₂).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	1210.1	1112.5	1147.6	1179.2	1164.9	1162.9
V _{Max} (V)	17.2371	310.2734	88.2506	88.0432	87.8271	88.2653
I _{Max} (A)	70.2035	3.5855	13.0035	13.3935	13.2638	13.1756

Tableau A.7.15: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x4 pour le scénario (PS-G₃).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	1197	1085.3	1109.9	1130.7	1128.9	1128.6
V _{Max} (V)	17.2715	361.5499	89.2813	89.2441	89.2019	89.2221
I _{Max} (A)	69.3048	3.0017	12.4318	12.6697	12.6557	12.6496

Tableau A.7.16: Les résultats de simulation pour les différentes configurations d'un champ PV de 5x4 pour le scénario (PS-G₄).

	Configuration					
	P	S	SP	TCT	BL	HC
P _{Max} (W)	1184	1076.1	1076.1	1075.6	1075.7	1075.6
V _{Max} (V)	17.2583	359.9125	89.9950	89.5956	89.3610	89.5956
I _{Max} (A)	68.6072	2.9898	11.9568	12.0049	11.0012	12.0049

Annexe B

B. Résultats de simulation du contrôleur ANFIS-PI pour les configurations BL, HC et SP pour le scénario d'ombrage PS₁

Les résultats de simulation de l'application de la commande ANFIS pour les trois configurations HC, BL et SP sont présentés dans ce qui suit :

B.1. La configuration HC

Les caractéristiques (P-V) ainsi que la réponse du contrôleur ANFIS-PI pour la configuration HC pour le scénario d'ombrage PS₁ sont présentées respectivement sur les figures B.1 et B.2.

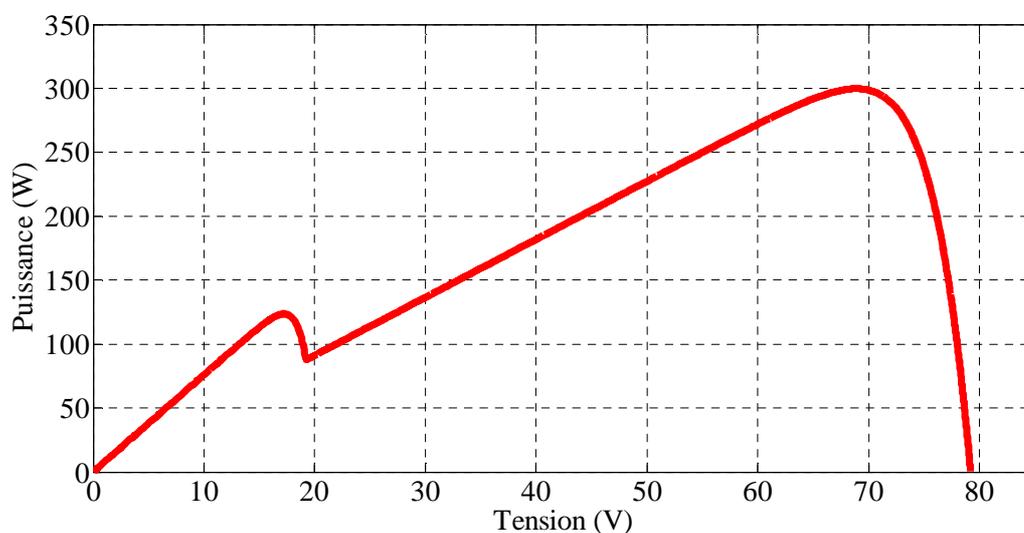


Figure B.1: Caractéristiques (P-V) de la configuration HC d'un champ PV de 4x2 pour le scénario d'ombrage partiel PS₁.

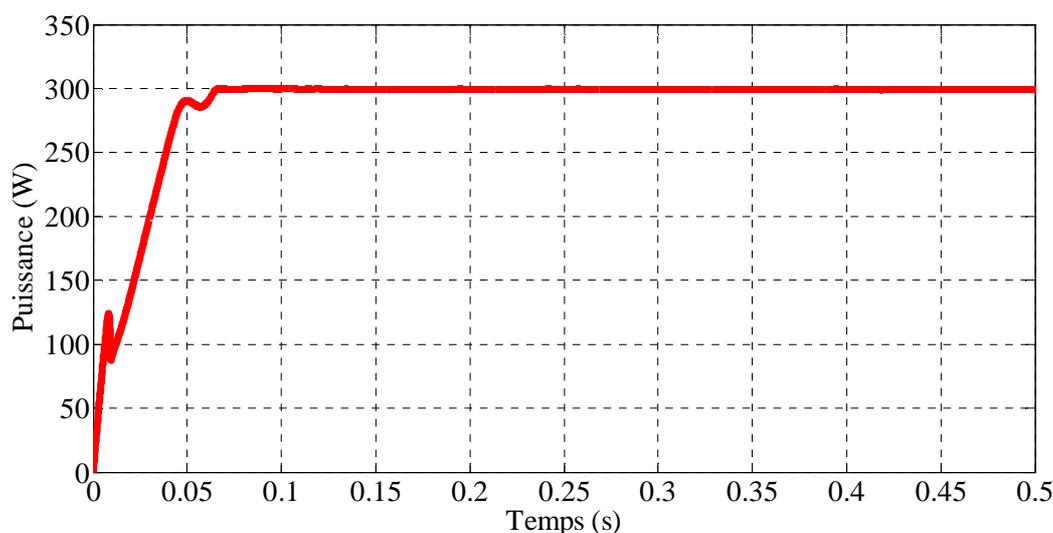


Figure B.2: La puissance maximale de sortie de la configuration HC pour le scénario d'ombrage PS₁.

B.2. La configuration BL

Les caractéristiques (P-V) ainsi que la réponse du contrôleur ANFIS-PI pour la configuration BL pour le scénario PS_1 , sont présentées respectivement sur les figures B.3 et B.4.

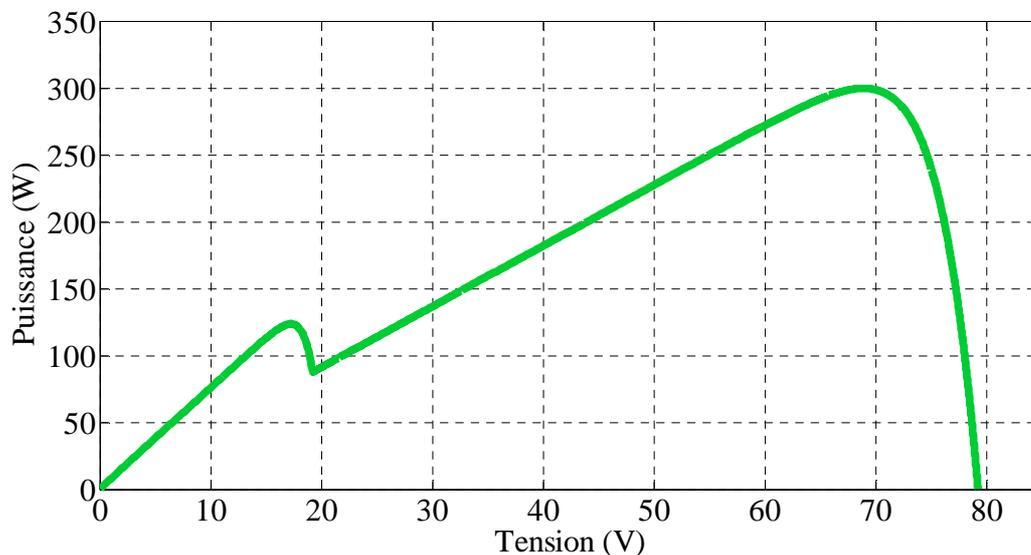


Figure B.3: Caractéristiques (P-V) de la configuration BL d'un champ PV de 4x2 pour le scénario d'ombrage partiel PS_1 .

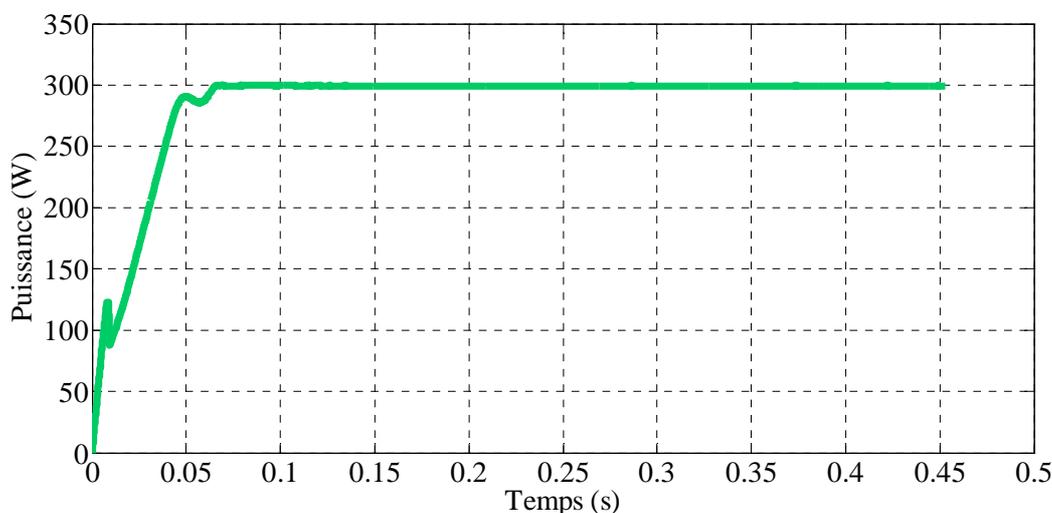


Figure B.4: La puissance maximale de sortie de la configuration BL pour le scénario d'ombrage PS_1 .

B.3. La configuration SP

Les caractéristiques (P-V) ainsi que la réponse du contrôleur ANFIS-PI pour la configuration SP pour le scénario PS_1 , sont présentées respectivement sur les figures B.5 et B.6.

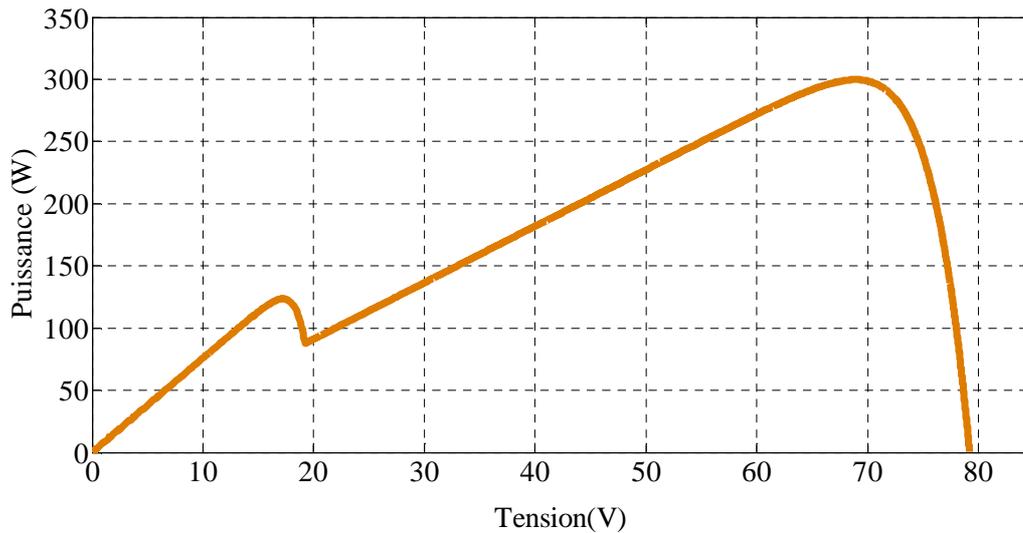


Figure B.5: Caractéristiques (P-V) de la configuration SP d'un champ PV de 4x2 pour le scénario d'ombrage partiel PS_1 .

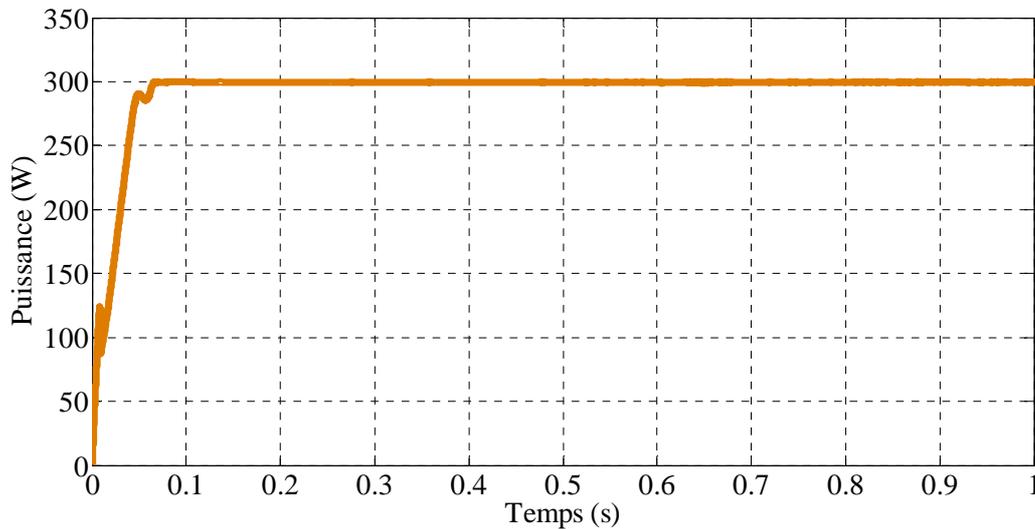


Figure B.6: La puissance maximale de sortie de la configuration SP pour le scénario d'ombrage PS_1 .

Le tableau B.1 montre les performances du contrôleur MPPT pour les différentes configurations de champ PV pour le scénario d'ombrage partiel PS_1 .

Tableau B.1 : Performances des différentes configurations pour le scénario PS_1 .

Configuration	Performances			
	$P_{Max}(W)$	$P_{MPPT}(W)$	Efficacité (%)	Erreur relative (%)
TCT	299.73	299.5	99.92	0.077
BL	299.73	299.5	99.92	0.077
HC	299.73	299.5	99.92	0.077
SP	299.73	299.5	99.92	0.077

Bibliographie

- [1] S.Vighetti, “*Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion*”, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2010.
- [2] D. Picault, “*Reduction of mismatch losses in grid-connected Photovoltaic Systems using alternative topologies*”, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2010.
- [3] L.Bun, “*Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV*”, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2011.
- [4] C.Semassou, “*Aide à la décision pour le choix de sites et systèmes énergétiques adaptés aux besoins du Benin*”, Thèse de doctorat, l’Université de Bordeaux 1, 2011.
- [5] Reynaud Jean-François, “*Recherches d’optimums d’énergies pour charge/décharge d’une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques*”, Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2011.
- [6] Xuan Linh Dang, “*Contribution à l’étude des systèmes PV/Stockage distribués : impact de leur intégration à un réseau fragile*”, Thèse de doctorat, Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2014.
- [7] R.Laronde, “*Fiabilité et durabilité d’un système complexe dédié aux énergies renouvelables : Application à un système photovoltaïque*”, Thèse de doctorat, Université d’Angers, 2011.
- [8] T.Mambrini, “*Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d’implantation et en fonction des différentes technologies*”, Thèse de doctorat, Université Paris-Sud ,2014.
- [9] P.Petit, “*Optimisation du transfert d’énergie dans les systèmes photovoltaïques*”, Thèse de doctorat, Université de Metz, 2011.
- [10] W.Rezgui, “*Système intégré pour la supervision et le diagnostic des défauts dans les systèmes de production d’énergies : les installations photovoltaïques*”, Thèse de doctorat, Université de Hadj Lakhdar –Batna, 2015.
- [11] D.Meekhun, “*Réalisation d’un système de conversion et de gestion de l’énergie d’un système photovoltaïque pour l’alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonome pour l’application aéronautique*”, INSA de Toulouse, 2010.
- [12] Minh Huynh Quang, “*Optimisation de la production de l’électricité renouvelable pour site isolé*”, Thèse de doctorat, l’Université de Reims Champagne-Ardenne, 2013.

- [13] S.Abouda, “*Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques : Application aux systèmes de pompage*”, Thèse de doctorat, Université de Sfax, 2015.
- [14] S.Abada, “*Etude et optimisation d’un générateur photovoltaïque pour la recherche d’une batterie avec un convertisseur SEPIC*”, Université de Laval-Quebec, 2011.
- [15] A.C.Pastor, “*Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques*”, Thèse de doctorat, INSA de Toulouse, 2006.
- [16] Akassewa Tchapo Singo, “*Système d’alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l’habitat énergétiquement autonome*”, Thèse de doctorat, Université de Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.
- [17] S.Petibon, “*Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l’énergie pour les applications photovoltaïques*”, Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [18] C. Cabal, “*Optimisation énergétique de l’étage d’adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque*”, Thèse de doctorat, Université Paul Sabatier - Toulouse III, 2008.
- [19] A. Houari, “*Contribution à l’étude de micro-réseaux autonomes alimentés par des sources photovoltaïques*”, Thèse de doctorat, Université de Lorraine, 2012.
- [20] Y. El Basri, “*Architecture de puissance distribuée reconfigurable dédiée à l’optimisation de l’énergie photovoltaïque*”, Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2013.
- [21] G. Notton, I. Caluianu, I. Colda, S. Caluianu, “*Influence d’un ombrage partiel sur la production électrique d’un module photovoltaïque en silicium monocristallin*”, *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 13, N°.1, pp.49-62, 2010.
- [22] K. Sobaihi, “*Etude et réalisation d’un hacheur de tracking (MPPT) à contre réaction de tension*”, Mémoire de Magister, ENP, Algérie, 2003.
- [23] F. Belhachat, C. Larbes, “*Modeling, analysis and comparison of solar photovoltaic array configurations under partial shading conditions*”, *Solar Energy*, Vol.120, pp.399-418, 2015.
- [24] F.Belhachat, C. Larbes, “*Maximum power prediction of optimal PV array configurations under partial shading conditions based on ANFIS approach*”, *International Conference on Pattern Analysis and Intelligent Systems (PAIS’2015)*, Tebessa, Algérie, Octobre 2015.
- [25] M.Z.M Ahmed Shams El-Dein, “*Novel Designs for Photovoltaic Arrays to Reduce Partial Shading Losses and to Ease Series Arc Fault Detection*”, *PHD Thesis*, Waterloo, Ontario, Canada, 2012.
- [26] K. Lappalainen, “*Effects of climate and environment conditions on the operation of solar photovoltaic generators*”, *Master of Science Thesis*, Tampere University, 2012.

- [27] S.S.Buddala, “*Analysis and Modeling of Parallel Photovoltaic Systems under Partial Shading Conditions*”, Master thesis, University of Toledo, 2014.
- [28] Priyanka O Singh, “*Modeling of Photovoltaic Arrays under Shading Patterns with Reconfigurable Switching and Bypass Diodes*”, Master of Science thesis, University of Toledo, 2011.
- [29] R.Kumar. Kharb, S.L.Shimi , S.Chatterji , Md.Fahim Ansari, “*Modeling of solar PV module and maximum power point tracking using ANFIS*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 33, pp. 602-612, 2014.
- [30] Syafaruddin, “*ANN-polar coordinated fuzzy controlled based real-time maximum power point tracking control of photovoltaic system*”, Doctoral thesis, Kumamoto University, 2009.
- [31] D.Radianto, D.A. Asfani, T. Hiyama, Syafaruddin, “*Partial Shading Detection and MPPT Controller for Total Cross Tied Photovoltaic using ANFIS*”, ACEEE Int. J. on Electrical and Power Engineering, Vol. 03, N°.02, May 2012.
- [32] F.Belhachat, C. Larbes, L. Barazane, S. Kharzi, “*Commande neuro-floue d’un hacheur MPPT*”, 4th International Conference on Computer Integrated Manufacturing (CIP), Sétif, Algérie, 2007.
- [33] F.Belhachat, C. Larbes, L. Barazane, “*Commande d’un Hacheur MPPT par les Réseaux de Neurones*”, International Conference On Renewable Energy (ICRE’07), Bejaia, Algérie, 2007.
- [34] F.Belhachat, “*Commande neuro-floue d’un hacheur MPPT*”, Mémoire de Magister”, ENP ,2007.
- [35] G.F.Tchoketch Kebir, “*Commande des hacheurs MPPT par la logique floue*”, Magister, ENP, Algérie 2006.
- [36] T. Obeidi, “*Application des algorithmes génétiques dans la commande des hacheurs MPPT*”, Magister, ENP, Algérie, 2006.
- [37] N. Femia, G.Petrone, G.Spagnuolo, M.Vitelli, “*Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method*”, IEEE Trans. Power Electron., 20(4), pp. 963-973, 2005.
- [38] D.P. Hohm, and M.E. Ropp, “*Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms*”, Progress in Photovoltaic: Research and Applications, vol.11, pp.47–62, 2003.
- [39] T. Esram, P. L. Chapman, “*Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques*”, IEEE Trans. Energy Convers., Vol. 22, N° 2, pp. 439–449, Jun. 2007.
- [40] Hannes. Knopf, “*Analysis, Simulation, and Evaluation of Maximum Power*

Point Tracking (MPPT) Methods for a Solar Powered Vehicle”, Master Thesis, Portland State University, 1999.

[41] D. Picault , B. Raison , S. Bacha , J. de la Casa , J. Aguilera, “*Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses*”, Solar Energy, Vol.84, pp.1301–1309, 2010.

[42] A.Bidram, A.Davoudi, R.S. Balog, “*Control and circuit techniques to mitigate partial shading effects in photovoltaic arrays*”, IEEE Journal of Photovoltaics, Vol.2, No.4, pp.532-546, October 2012.

[43] D. Dzung, B. Lehman, “*An adaptive solar photovoltaic array using model-based reconfiguration algorithm*” ,IEEE Trans. Ind. Electron., Vol.55, N°.7, pp. 2644-2654, Jul. 2008.

[44] S.Subiyanto, A.Mohamed, M.A. Hannan, “*Intelligent maximum power point tracking for PV system using Hopfield neural network optimized fuzzy logic controller*”, Energy and Buildings 51 (2012) 29–38.

[45] J.W.Bishop, “*Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits*”, Solar Cells, Vol.25, pp.73-89, 1988.

[46] S. S. Buddala, S. Vemuru, V. Devabhaktuni, “*Small signal modeling of diode in a parallel module subjected to partial shading*”, IEEE Int. Conference on Electro/Information Technology (EIT), pp.1-5, 2013.

[47] L. Gao, R. A. Dougal, S. Liu, A. P. Iotova, “*Parallel-connected solar PV system to address partial and rapidly fluctuating shadow conditions*” , IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol.56, N°.5, pp. 1548-1556, May 2009.

[48] R.E. Hanitsch, D.Schulz, U.Siegfried, “*Shading effects on output power of grid connected photovoltaic generator systems*”, Rev. Energ. Ren.: Power Engineering, pp. 93-99, 2001.

[49] M.Jazayeri, S.Uysal, “*A comparative study on different photovoltaic array topologies under partial shading conditions*”, T&D Conference and Exposition, IEEE PES, pp.1-5, April 2014.

[50] E. Paraskevadaki, S. Papathanassiou, “*Performance of conventional MPPT techniques in the presence of partial shading*”, Proc. 5th European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference, Tarragona, Spain, April 2010.

[51] S.Pareek, R.Dahiya, “*Output power maximization of partially shaded 4*4 PV field by altering its topology*”, Energy Procedia 54, pp.116-126, 2014.

- [52] K.S.Parlak, “*PV array reconfiguration method under partial shading conditions*”, *Electrical Power and Energy Systems* 63, pp.713–721, 2014.
- [53] V. Quaschnig, R.Hanitsch, “*Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells*”, *Solar Energy*, Vol.56, N°.6, pp.513-520, 1996.
- [54] R.Ramaprabha, B.L.Mathur, “*Effect of shading on series and parallel connected solar PV modules*”, Vol.3, N°.10, pp. 32-41, October 2009.
- [55] R.Ramaprabha, B.L.Mathur, M.Murthy, S.Madhumitha, “*New configuration of solar photovoltaic array to address partial shaded conditions*”, 3rd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology (ICETET), 2010, pp. 328-333.
- [56] R.Ramaprabha, B. L.Mathur, “*A comprehensive review and analysis of solar photovoltaic array configurations under partial shaded conditions*”, *International Journal of Photo energy*, Vol. 2012, pp.1-16, 2012.
- [57] M. Z. Shams El-Dein, M. Kazerani, M. M. A. Salama, “*Optimal photovoltaic array reconfiguration to reduce partial shading losses*”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol.4, N°.1, pp. 145-153, January 2011.
- [58] M. Z. Shams El-Dein, M. Kazerani, M. M. A.Salama, “*Novel configurations for photovoltaic farms to reduce partial shading losses*”, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, 2011.
- [59] S. Silvestre, A. Boronat, A. Chouder, “*Study of bypass diodes configuration on PV modules*”, *Applied Energy*, Vol. 86, pp. 1632-1640, 2009.
- [60] Luiz Fernando Lavado Villa, Damien Picault, Bertrand Raison, Seddik Bacha, Antoine Labonne, “*Maximizing the power output of partially shaded photovoltaic plants through optimization of the interconnections among its modules*”, *IEEE, Journal of Photovoltaic*, Vol. 2, No.2, pp.154-163, April 2012.
- [61] Yaw-Juen Wang, Po-Chun Hsu, “*An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells*”, *Energy* 36, 2011, pp. 3069-3078.
- [62] Y.Shaiek, M.Ben Smida, A.Sakly, M.F.Mimouni, “*Comparison between conventional methods and GA approach for maximum power point tracking of shaded solar PV generators*”, *Solar Energy*, Vol. 90, pp.107-122, 2013.
- [63] Yi-Hua Liu, Chun-Liang Liu, Jia-Wei Huang, Jing-Hsiau Chen, “*Neural-network-based maximum power point tracking methods for photovoltaic systems operating under fast changing environments*”, *Solar Energy*, Vol. 89, pp.42-53, 2013.

- [64] H. Heydari-doostabad, R. Keypour, M.R. Khalghani, M.H. Khooban, “*A new approach in MPPT for photovoltaic array based on Extremum Seeking Control under uniform and non-uniform irradiances*”, *Solar Energy*, Vol.94, pp.28–36, 2013.
- [65] J. Ahmed, Z. Salam, “*A Maximum Power Point Tracking (MPPT) for PV system using Cuckoo Search with partial shading capability*”, *Applied Energy*, Vol.119, pp.118-130, 2014.
- [66] L.L. Jiang, Douglas L. Maskell, Jagdish C. Patra, “*A novel ant colony optimization-based maximum power point tracking for photovoltaic systems under partially shaded conditions*”, *Energy and Buildings*, Vol.58, pp.227-236, 2013.
- [67] M.F.N. Tajuddin, S. Md Ayob, Z. Salam, M.S. Saad, “*Evolutionary based maximum power point tracking technique using differential evolution algorithm*”, *Energy and Buildings* Vol.67, pp.245-252, 2013.
- [68] N. Gokmen, E. Karatepe, F. Ugranli, S. Silvestre, “*Voltage band based global MPPT controller for photovoltaic systems*”, *Solar Energy*, Vol.98, pp.322-334, 2013.
- [69] R. Ramaprabha, “*Selection of an optimum configuration of solar PV array under partial shaded condition using particle swarm optimization*”, *International Journal of Electrical, Electronic Science and Engineering*, Vol.8, N^o.1, 2014.
- [70] K. Ishaque, Z. Salam, A. Shamsudin, M. Amjad, “*A direct control based maximum power point tracking method for photovoltaic system under partial shading conditions using particle swarm optimization algorithm*”, *Applied Energy* 99 (2012) 414–422.
- [71] K. Sundareswaran, V. Vignesh kumar, S. Palani, “*Application of a combined particle swarm optimization and perturb and observe method for MPPT in PV systems under partial shading conditions*”, *Renewable Energy*, Vol. 75, pp.308-317, 2015.
- [72] N.A. Ahmed, Masafumi Miyatake, “*A novel maximum power point tracking for photovoltaic applications under partially shaded insolation conditions*”, *Electric Power Systems Research*, Vol.78, pp.777-784, 2008.
- [73] Yi-Hua Liu, Jing-Hsiao Chen, Jia-Wei Huang, “*Global maximum power point tracking algorithm for PV systems operating under partially shaded conditions using the segmentation search method*”, *Solar Energy*, Vol.103, pp.350-363, 2014.
- [74] S. Daraban, D. Petreus, C. Morel, “*A novel MPPT (maximum power point tracking) algorithm based on a modified genetic algorithm specialized on tracking the global maximum power point in photovoltaic systems affected by partial shading*”, *Energy*, Vol.74, pp.374-388, 2014.

- [75] K.Punitha,D. Devaraj, S. Sakthivel, “*Artificial neural network based modified incremental conductance algorithm for maximum power point tracking in photovoltaic system under partial shading conditions*”, Energy, Vol.62, pp.330-340, 2013.
- [76] A. Bouiloutaa, A. Mellit, S.A. Kalogirou, “*New MPPT method for stand-alone photovoltaic systems operating under partially shaded conditions*”, Energy, Vol.55, pp.1172-1185, 2013.
- [77] M. Muthuramalingam, P.S.Manoharan, “*Comparative analysis of distributed MPPT controllers for partially shaded stand-alone photovoltaic systems*”, Energy Conversion and Management, Vol.86, pp. 286-299, 2014.
- [78] D.Radianto, D.A. Asfani, Syafaruddin, T.Hiyama, “*Fuzzy Logic controller Based Maximum Power Point Tracking for Total Cross Tied Photovoltaic Under Partial Shading*”, International Review of Automatic Control (I.R.E.A.CO.), Vol.6, N^o.3, May 2013.
- [79] C.S. Chin, M.K. Tan, P. Neelakantan, B.L. Chua and K.T.K. Teo, “*Optimization of Partially Shaded PV Array using Fuzzy MPPT*”, 2011 IEEE Colloquium on Humanities, Science and Engineering Research (CHUSER 2011), Penang, 2011,.
- [80] H. Renaudineau, A. Houari, J.-P. Martin, S. Pierfederici, F. Meibody-Tabar, B. Gerardin, “*A new approach in tracking maximum power under partially shaded conditions with consideration of converter losses*”, Solar Energy, Vol. 85, pp.2580-2588, 2011.
- [81] Syafaruddin, E. Karatepe, T. Hiyama, “*Artificial neural network-polar coordinated fuzzy controller based maximum power point tracking control under partially shaded conditions*”, IET Renew. Power Gener, 2009, Vol. 3, Iss. 2, pp. 239–253.
- [82] Yasser E.Abu Eldaha, Naggar H.Saad, Abdalhalim Zekry, “*Enhancing the maximum power point tracking techniques for photovoltaic systems*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 40, pp. 505–514, 2014.
- [83] Syafaruddin, H. Takashi, “*ANN based Optimal Operating Points of PV Array under Partially Shaded Condition*”, The International Conference on Electrical Engineering 2008, Japan.
- [84] Chowdhury, Hiranmay Saha, Shubhajit Roy, “*Maximum power point tracking of partially shaded solar photovoltaic arrays*”, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.94, pp.1441-1447, 2010.
- [85] R.Ramaprabha, B. L.Mathur, “*Soft Computing Optimization techniques for Solar Photovoltaic Arrays*”, ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, Vol.6, No.10, October 2011.

- [86] K.Ishaque, Z. Salam, "A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.19, pp. 475-488, 2013.
- [87] H.Patel, V.Agarwal, "Maximum Power Point Tracking Scheme for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol.55, N°.4, April 2008.
- [88] G. Shobana, P. Sornadeepika, R. Ramaprabha, "Global Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Array under Partial Shaded Conditions", *International Journal of Engineering Research*, Volume N°.2, Issue N°.3, pp : 219-223, July 2013.
- [89] Bader N. Alajmi, Khaled H. Ahmed, Stephen J. Finney, Barry W. Williams, "Fuzzy-Logic-Control Approach of a Modified Hill-Climbing Method for Maximum Power Point in Microgrid Standalone Photovoltaic System", *IEEE Transactions on power electronics*, Vol. 26, N°.4, April 2011.
- [90] I.Abdalla, "Integrated PV and Multilevel Converter System for Maximum Power Generation under Partial Shading Conditions", *PHD Thesis*, University of Leeds, 2013.
- [91] M. F. N. Tajuddin, S. M. Ayob, Z. Salam, "Tracking of Maximum Power Point in Partial Shading Condition using Differential Evolution (DE)", 2012 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Kota Kinabalu Sabah, Malaysia, December 2012.
- [92] E.Koutroulis, F.Blaabjerg, "A New Technique for Tracking the Global Maximum Power Point of PV Arrays Operating Under Partial-Shading Conditions", *IEEE Journal of photovoltaics*, Vol. 2, N°.2, April 2012.
- [93] J.S.R.Jang, "ANFIS: Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System", *IEEE Transactions on systems, Man, and Cybernetics*, Vol. 23, N°.3, May/June, 1993.
- [94] R.Ramaprabha, B.L. Mathur, "Genetic Algorithm Based Maximum Power Point Tracking for Partially Shaded Solar Photovoltaic Array", *International Journal of Research and Reviews in Information Sciences (IJRRIS)* Vol. 2, N°1, March 2012.