

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
جامعة سعد دحلب البلدية
Université SAAD DAHLAB de BLIDA



Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie Electrique

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes

Pour l'obtention du diplôme de

Master

Option : Instrumentation

Thème

Effet d'ombrage sur le comportement des modules photovoltaïques

Réalisé par :

- Mlle. Belaidi Serine
- Mlle. ELouzeri Meriem

Sous la direction de:

- Pr. AISSAT Promoteur
- M. ZOUBYER SMARA Co-Promoteur

Remerciement

- ❖ *Nous tenons tout d'abord à remercier **Dieu** le tout puissant et Miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.*
- ❖ *Et à remercier sincèrement **Pr. AISSAT ABDELKADER** pour sa disponibilité, ses conseils et pour le temps et l'intérêt que vous avez consacré malgré vos engagements et vos responsabilités.*
- ❖ *Et à féliciter très chaleureusement **M.SMARA ZOUBEYR**, pour sa disponibilité tout au long de la réalisation de ce mémoire, ainsi pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'il a bien voulu nous consacrer et sans lui ce mémoire n'aurait jamais vu le jour. Je lui exprime toute ma reconnaissance pour sa confiance en mon travail, sa patience et les nombreux conseils.*
- ❖ *Un grand merci à **Dr. MEFLAH AISSA** pour ses conseils, le temps qu'il a consacré pour nous aider.*
- ❖ *Un grand merci à l'ensemble du corps enseignant de département d'électronique pour leurs efforts.*
- ❖ *Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail et de l'enrichir par leurs propositions.*
- ❖ *Merci à toute l'équipe de centre de recherche d'**UDES** pour son accueil et sa disponibilité.*
- ❖ *Et pour finir, merci à tous mes amis, ma famille et Antonin de nous avoir supportée, soutenue et accompagnée durant toutes ces années.*



Dédicaces

A l'homme de ma vie, mon exemple éternel, mon soutien moral et source de joie et de bonheur, celui qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir, que dieu te garde dans son vaste paradis, à toi mon père.

A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur ; maman que j'adore.

Aux personnes dont j'ai bien aimé la présence dans ce jour, à tous mes sœurs SARAH, MALEK, MARIAM et fifi.

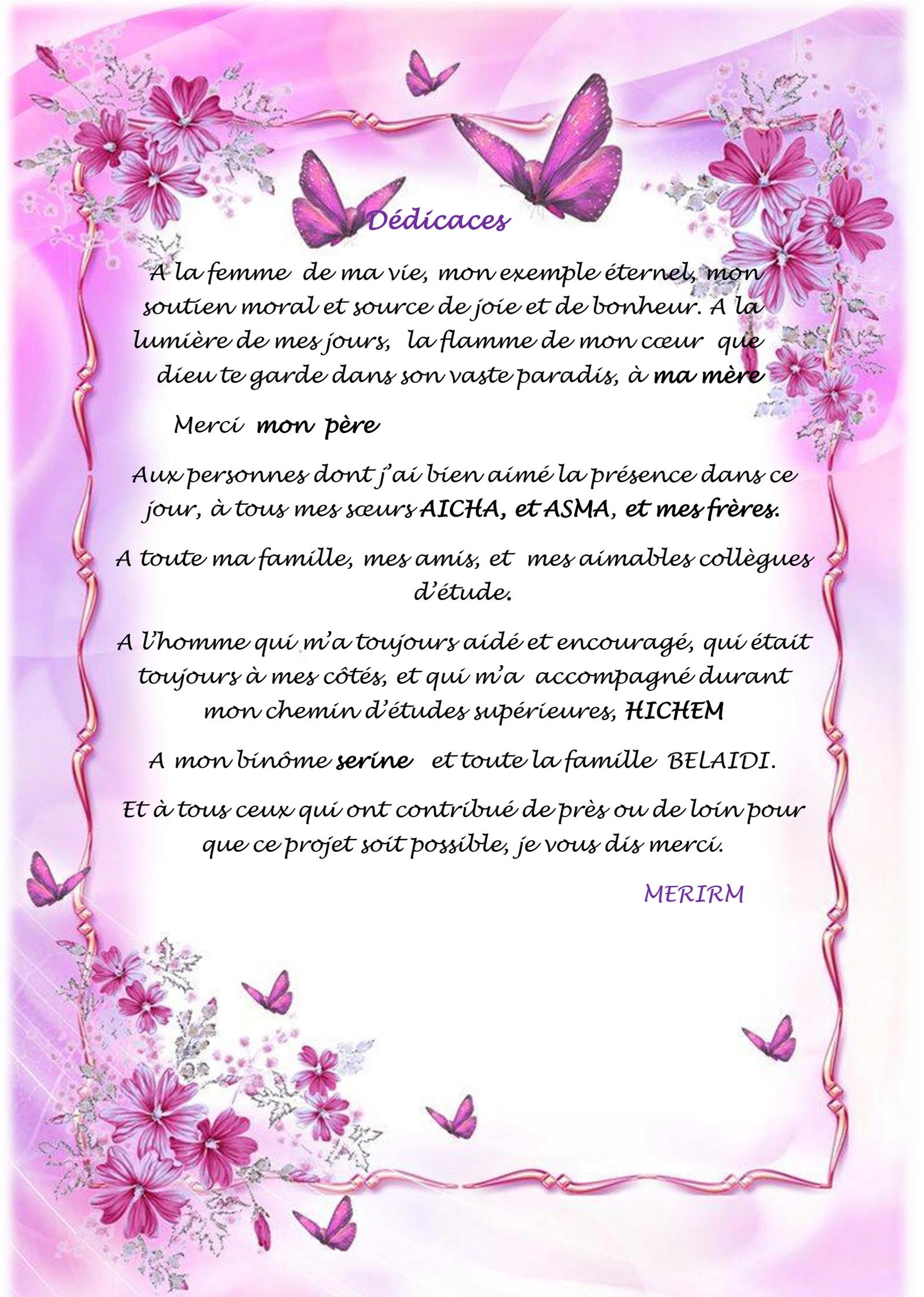
A toute ma famille, mes amis, et mes aimables collègues d'étude.

A l'homme qui m'a toujours aidé et encouragé, qui était toujours à mes côtés, et qui m'a accompagné durant mon chemin d'études supérieures, Hamza.

A mon binôme Meriem et toute la famille EL OUZRI.

Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce projet soit possible, je vous dis merci.

SERINE



Dédicaces

A la femme de ma vie, mon exemple éternel, mon soutien moral et source de joie et de bonheur. A la lumière de mes jours, la flamme de mon cœur que dieu te garde dans son vaste paradis, à ma mère

Merci mon père

Aux personnes dont j'ai bien aimé la présence dans ce jour, à tous mes sœurs AICHA, et ASMA, et mes frères.

A toute ma famille, mes amis, et mes aimables collègues d'étude.

A l'homme qui m'a toujours aidé et encouragé, qui était toujours à mes côtés, et qui m'a accompagné durant mon chemin d'études supérieures, HICHEM

A mon binôme serine et toute la famille BELAIDI.

Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce projet soit possible, je vous dis merci.

MERIRM

SOMMAIRE

Introduction Générale	01
-----------------------------	----

Chapitre I

GENERALITES SUR LA FILIERE PHOTOVOLTAIQUE

I.1.Introduction.....	03
I.2.Caractéristiques de la source photovoltaïque	04
I.2.1.Principe photovoltaïque.....	04
I.2.2 Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque	05
I.2.2.1 Influence de la résistance shunt et série sur le courbe I(V)	06
I.2.2.2 Influence de l'ensoleillement sur les courbes I(V), P(V)	06
I.2.2.3 Influence de la température sur les courbes I(V), P(V)	07
I.3 Technologies photovoltaïques	07
I.3.1SiliciumMonocrystalline	07
I.3.2 Silicium Poly-cristallin	07
I.3.3 Silicium amorphe (a-Si)	07
I.4.Modélisation électriques d'un générateur photovoltaïque	08
I.4.1.Influence de la résistance shunt et série sur la courbe I(V)	08
I.4.2 Influence de l'ensoleillement sur les courbes I(V), P(V)	09
I.4.3 Influence de la température sur les courbes I(V), P(V)	10
I.5 Système de conditionnement de la puissance	10
I.6.Chaîne de conversion photovoltaïque.....	11
I.7. Instrumentation utilisée pour la caractérisation des modules photovoltaïques.....	13
I.7.1.Instrumentation pour les relevés atmosphériques.....	13
A) Le capteur d'éclairement.....	14
B) Le capteur du vent (Anémomètre)	14
C) Le capteur de température.....	15
I.7.2. Instrumentation pour la caractérisation électrique.....	15

I.8.Exemples de caractérisation de différentes technologies photovoltaïques.....	16
I.9 Conclusion	21

Chapitre II

ANALYSE DE L'EFFET D'OMBRAJE SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES

II.1 Introduction	23
II.2 Modèle mathématique de la cellule PV en polarisation inverse	24
II.3 Occultations partielles du module photovoltaïque et point chaud	26
II.3.1 Influence du pourcentage d'ombrage	27
II.3.2 Influence du nombre de cellules ombragées	28
II.4 La protection par diodes by-pass	29
II.5 pertes de puissance causées par l'effet d'ombrage partiel	31
II.5.1 Ombrage d'une seule cellule avec différents pourcentage	32
II.5.2 Ombrage de plusieurs cellules en série	33
II.5.3 Ombrage de plusieurs cellules dans différentes parties du module PV	34
II.5.3.1 Ombrage vertical	34
II.5.3.2 Ombrage horizontal	36
II.6 conclusion	37

Chapitre III

ETUDE ET MODELISATION DES DIFFERENTES CONFIGURATIONS PHOTOVOLTAÏQUE

III.1 Introduction	38
III.2. Les différentes configurations de panneaux photovoltaïques	38
III.2.1.Connexion Série	38
III.2.2 Connexion Parallèle.....	39

III.2.3 Connexion Série- parallèle (SP).....	39
III.2.4 Connexion totalement croisée (Total Cross-Tied « TCT »).....	41
III.2.5 Connexion en Pont-lié (Bridge-Linked « BL »)	42
III.2.6 Connexion en nid d'abeilles (Honey comb « HC »)	43
III.3 Puissance du champ pv pour différentes configurations	44
III.3.1 simulation en absence d'ombrage	44
III.3.2 Simulation en présence d'ombrage partiel	44
III.3.2.1 Premier scénario (S1)	45
III.3.2.2 Deuxième scénario (S2)	48
III.3.2.3 Troisième Scénario (S3)	53
III.4 Effet de l'arrangement des modules ombragés dans le champ PV	57
III. 5 Conclusion	61
Conclusion générale	62
Références bibliographiques	63

Liste des Figures

Figure I.1	Schéma d'une cellule élémentaire	04
Figure I.2	Situation actuelle des technologies présentes sur le marché.	05
Figure I.3	Cellule solaire monocristalline	06
Figure I.4	Cellule solaire Poly-cristallin	07
Figure I.5	(a) Cellule amorphe sur un support rigide, (b) Cellule amorphe sur un support souple	07
Figure I.6	Modèle électrique et caractéristique I-V d'un générateur	08
Figure I.7	Effet de la résistance shunte et série sur la caractéristique I.V d'un GPV	09
Figure I.8	L'effet de l'ensoleillement sur les caractéristiques I(V) et P(V)	09
Figure I.9	L'effet de la température sur les caractéristiques I(V) et P(V)	10
Figure I.10	Différentes connexions d'un panneau PV et une batterie de tension E_{eq}	10
Figure I.11	Système de conditionnement de la puissance	11
Figure I.12	Installation photovoltaïque autonome	12
Figure I.13	Installation photovoltaïque couplée au réseau	12
Figure I.14	Plateforme extérieure pour caractériser des modules de différentes technologies	13
Figure I.15	Capteurs d'éclairement (a) Pyranomètre, (b) : Cellule de référence	14
Figure I.16	Capteurs du vent (Anémomètre)	15
Figure I.17	Capteurs de température (RTD)	15
Figure I.18	Système de caractérisation électrique	16
Figure I.19	Courbes I-V (a) et P-V (b), mesurées pour le module monocristallin (c-Si, JT 185M). Journée nuageuse.[14]	17
Figure I.20	Courbes I-V (a) et P-V (b), mesurées pour le module monocristallin (c-Si, JT 185M). Journée claire. [14]	18
Figure I.21	Courbes I-V (a) et P-V (b), mesurées pour le module à couches minces (a-Si/a-Si, SCHOTT ASI 100). Journée nuageuse.[14]	19
Figure I.22	Courbes I-V (a) et P-V (b), mesurées pour le module à couches minces (a-Si/a-Si, SCHOTT ASI 100). Journée claire.[14]	20
Figure II.1	Circuit équivalent du modèle Bishop	23
Figure II.2	Caractéristique I-V de la cellule PV sur toute la plage de la tension pour différents niveaux d'éclairement	24
Figure II.3	Effet du point chaud sur les modules photovoltaïques	25
Figure II.4	Caractéristiques I-V de deux cellules PV différentes, et leur caractéristique résultante	26
Figure I.5	Modèle d'un module PV de 36 cellules avec une cellule ombragée dans l'environnement Matlab/Simulink	27
Figure I.6	Caractéristique I-V d'un module PV de 36 cellules, avec une cellule ombragée	27

Figure I.7	Caractéristiques I-V et P-V d'un module de 36 cellules, avec une cellule ombragée pour différents pourcentages	28
Figure II.8	Caractéristiques I-V (a), P-V (b) de la cellule ombragée pour différents pourcentages d'ombrage	28
Figure II.9	Influence du nombre de cellules ombragées sur la caractéristique I-V et P-V d'un module photovoltaïque (Q = 70%)	29
Figure II.10	Caractéristique I-V de deux cellules PV non identiques, et leur caractéristique résultante en présence de la protection par diodes by-pass	30
Figure II.11	Effet de diodes by-pass sur les caractéristiques I-V, P-V d'un module photovoltaïque protégé, pour différents pourcentage d'ombrage.	30
Figure II.12	Effet du nombre de diodes by-pass sur les caractéristiques I-V, P-V d'un module photovoltaïque	31
Figure II.13	Influence de l'éclairement sur un module partiellement ombragé	31
Figure II.14	Niveaux d'ombrage considérés pour cellule PV	32
Figure II.15	Caractéristique électrique pour chaque niveau d'ombrage considéré	32
Figure II.16	Configuration considérée pour la comparaison	33
Figure II.17	Caractéristiques obtenues pour la comparaison considérée	33
Figure II.18	Positionnement d'ombrage sur le module PV	34
Figure II.19	Ombrage vertical ; (a) : une ligne ombragée à 30% (b) : une ligne ombragée à 30%, (c) : une ligne ombragée à 100%	35
Figure II.20	Ombrage horizontal ; (a) : une ligne ombragée à 30% (b) : une ligne ombragée à 30%, (c) : une ligne ombragée à 100%	37
Figure III.1	Connexion Série (S)	39
Figure III.2	Connexion Parallèle (P)	39
Figure III.3	(a) Connexion Série- parallèle (4S*4P) (b) Connexion Série- parallèle (2S*8P) (c) Connexion Série- parallèle (8S*2P)	41
Figure III.4	(a) Connexion totalement croisée (4*4 TCT) (b) Connexion totalement croisée (2*8 TCT) (c) Connexion totalement croisée (2*8 TCT)	42
Figure III.5	Connexion en Pont-lié (BL)	43
Figure III.6	Connexion en nid d'abeilles (HC)	43
Figure III.7	Les caractéristiques (P-V) pour différentes configurations du champ Sous les conditions uniformes d'éclairement	44
Figure III.8	Schéma de connexion et la distribution des éclairagements dans champ PV.(1er cas du scénario 1)	45
Figure III.9	Les caractéristiques (P-V) avec différentes configuration du champ (4*4) Sous d'ombrage partiel (E=300 W/m ²)	45
Figure III.10	Les caractéristiques (P-V) avec différentes configurations du champ Sous ombrage partiel (E=500 W/m ²)	46

Figure III.11	Les caractéristiques (P-V) avec différents configuration de champ sous ombrage partiel (E=700 W/m ²)	47
Figure III.12	« Scénario 2 » Le schéma de connexion.	49
Figure III.13	Les caractéristiques (P-V) pour différentes configurations du champ sous Ombrage partiel de 300 W/m ²	50
Figure III.14	Les caractéristiques (P-V) pour différentes configurations du champ sous ombrage partiel (E=500 W/m ²)	51
Figure III.15	Les caractéristiques (P-V) avec différentes configurations du champ sous ombrage partiel (E=700 W/m ²)	52
Figure III.16	« Scénario 3 » Le schéma de connexion	54
Figure III.17	Les caractéristiques (P-V) pour différentes configurations du champ sous ombrage Partiel (E=300 W/m ²)	55
Figure III.18	Les caractéristiques (P-V) pour différentes configurations du champ sous ombrage partiel (E=500 W/m ²)	56
Figure III.19	Les caractéristiques (P-V) pour différentes configurations du champ sous ombrage partiel (E=700 W/m ²)	57
Figure III.20	Courbes caractéristiques des arrangements du 1er groupe	59
Figure III.21	Courbes caractéristiques des arrangements du 1er groupe	59
Figure III.22	Quatre arrangements proposés (2eme groupe)	60
Figure III.23	Quatre arrangements proposés (2eme groupe)	61

Liste des tableaux

Tableau III.1	Distribution des éclairagements dans champ PV (2eme cas du scénario 2).....	46
Tableau III.2	Distribution des éclairagements dans le champ PV (3eme cas du scénario1)	47
Tableau III.3	Les valeurs de puissances Max pour différentes configurations (Scénario 1)	48
Tableau III.4	Distribution des éclairagements dans le champ PV (1er cas du scénario 2).....	49
Tableau III.5	Distribution des éclairagements dans le champ PV(2eme cas du scénario 2).....	50
Tableau III.6	Distribution des éclairagements dans le champ PV (3eme cas du scénario2).....	51
Tableau III.7	Les valeurs de puissances Max pour différentes configurations (Scénario 2).....	53
Tableau III.8	Distribution des éclairagements dans le champ PV (1er cas du scénario 3).....	54
Tableau III.9	Distribution des éclairagements dans le champ PV (2eme cas du scénario 3).....	55
Tableau III.10	Distribution des éclairagements dans le champ PV (3eme cas du scénario 3)	56
Tableau III.11	Les valeurs de puissances Max pour différentes configurations (Scénario 3)	57

ملخص

التظليل الجزئي يمثل مشكلة شائعة في الأنظمة الكهروضوئية. في هذا العمل ، قمنا بنموذجة ودراسة تأثير التكوينات المختلفة في ظل ظروف تظليل جزئية. بالإضافة إلى ذلك ، سيكمل هذا العمل الدراسات السابقة في هذا المجال من خلال تحليل مفصل ودراسة متعمقة لتأثير التظليل على تكوينات مختلفة من الوحدات الكهروضوئية.

في هذا العمل تم اقتراح ايضاً اثنين من الترتيبات جديدة مطبقة على مصفوفة كهر وضوئية للتخفيف تأثير أضرار الظل الجزئي. وهذا يسمح إعادة توزيع أنماط الظل على مصفوفة كهر وضوئية بأكملها

كلمات مفاتيح: طاقة شمسية, الطاقة الكهروضوئية, الظل الجزئي

Résumé

L'ombrage partiel est un problème courant dans les systèmes PV. Dans ce travail, nous avons modélisé et étudié l'effet de différentes configurations dans des conditions d'ombrage partiel. En outre, ces travaux compléteront les études antérieures dans ce domaine par une analyse détaillée et une étude approfondie de l'effet de l'ombrage sur différentes configurations de modules PV. Dans ce travail, deux nouvelles dispositions appliquées à la matrice photovoltaïque sont également proposées pour atténuer l'effet des dommages par ombre partielle. Cela permet de redistribuer les modèles d'ombres sur l'ensemble de la matrice photovoltaïque

Mots clés : Energie solaire, photovoltaïque (PV), Effet de L'ombrage partiel, diodes by-pass et anti retour, Champ PV configuration, Poursuite de point de puissance maximale (MPPT).

Abstract

Partial shading is a common problem in PV systems. In this work, we modeled and studied the effect of different configurations under partial shading conditions. In addition, this work will complement previous studies in this area through detailed analysis and in-depth study of the effect of shading on different configurations of PV modules.

In this work two new arrangements applied to the photovoltaic matrix are also proposed to mitigate the effect of partial shadow damage. This allows redistribution of shadow patterns over the entire photovoltaic matrix.

Keywords: Solar energy, Photovoltaic (PV), partial shading effects, Bypass and blocking diodes, PV array configuration, Maximum power point tracking (MPPT).

CHAPITRE I

GENERALITES SUR LA FILIERE PHOTOVOLTAIQUE

I.1 Introduction

LA transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus photovoltaïque est un des moyens d'exploitation du gisement solaire. Elle est réalisée par des cellules photovoltaïques (PV), ce sont des convertisseurs instantanés, qui ne pourront fournir une énergie sous forme électrique que s'ils reçoivent une énergie sous forme de rayonnement. Une cellule sous obscurité totale va se comporter comme un composant passif. La cellule solaire ne peut être assimilée à aucun autre générateur classique d'énergie électrique de type continu. Elle n'est ni une source de tension constante ni une source de courant constant. Elle possède des caractéristiques électriques non linéaires dépendant de l'éclairement et de la température.

Actuellement, le rendement de conversion d'énergie solaire en énergie électrique est encore faible (souvent inférieur à 21 %), et sous un ensoleillement nominal de 1000 W/m^2 , 6.6 m^2 de panneaux PV sont nécessaires pour fournir 1 kW crête. Ce qui induit un coût élevé du watt crête. Ce rendement faible ainsi que le coût élevé de la source photovoltaïque ont incité les utilisateurs à exploiter le maximum de puissance électrique disponible au niveau du générateur PV. Ce maximum est généralement obtenu en assurant une bonne adaptation entre le générateur PV et le récepteur associé (charge). Cette adaptation est effectuée à l'aide de convertisseurs statiques contrôlés (hacheurs MPPT) [1].

Dans ce chapitre, les principales caractéristiques de la source photovoltaïque et ses différentes technologies seront rappelées. Les systèmes PV ainsi que l'instrumentation utilisé pour les relevés atmosphériques et les caractérisations électriques sont aussi présentés.

I.2 Caractéristiques de la source photovoltaïque

I.2.1 Principe photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est assimilable à une diode photosensible, son fonctionnement est basé sur les propriétés des matériaux semi-conducteurs. La cellule photovoltaïque permet la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Son principe de fonctionnement repose sur l'effet photovoltaïque. Une cellule est constituée de deux couches minces d'un semi-conducteur. Ces deux couches sont dopées différemment. Pour la couche N, c'est un apport d'électrons périphériques et pour la couche P c'est un déficit d'électrons. Les deux couches présentent ainsi une différence de potentiel. L'énergie des photons lumineux captés par les électrons périphériques (couche N), leur permet de franchir la barrière de potentiel et d'engendrer un courant électrique continu. Pour effectuer la collecte de ce courant, des électrodes sont déposées par sérigraphie sur les deux couches de semi-conducteur (Fig. I.1). L'électrode supérieure est une grille permettant le passage des rayons lumineux. Une couche anti reflet est ensuite déposée sur cette électrode afin d'accroître la quantité de lumière absorbée [2-3].

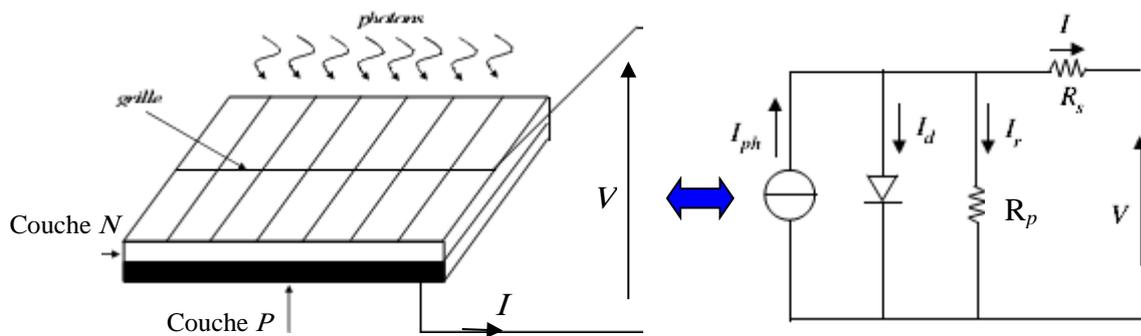


Figure I.1: Schéma d'une cellule élémentaire

En associant les cellules PV en série (somme des tensions de chaque cellule) ou en parallèle (somme des intensités de chaque cellule), on peut constituer un générateur PV selon les besoins des applications visées. Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaitées. Ainsi, pour N_s cellules en série, constituant des branches elles-mêmes (N_p) en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par :

$$P_{pv} = N_s * V_{pv} * N_p * I_{pv}$$

I.3 Technologies photovoltaïques

Trois générations de technologies existent actuellement, elles diffèrent par les matériaux utilisés et/ou par leur épaisseur : la première à base de silicium mono ou polycristallin qui couvre de l'ordre de 80% de la production mondiale ; la deuxième, celle des couches minces, comprend les cellules au Silicium Amorphe, Micro-cristallin, Micromorphe, Cuivre-Indium-Sélénium, Arsenure de Gallium, Tellure de Cadmium et les cellules à colorant (TiO_2). En outre, la troisième génération est en cours d'expérimentation comme les cellules organiques (polymères) et les cellules à nano-cristaux. La figure I.2 représente les principaux types de technologies existantes sur le marché.

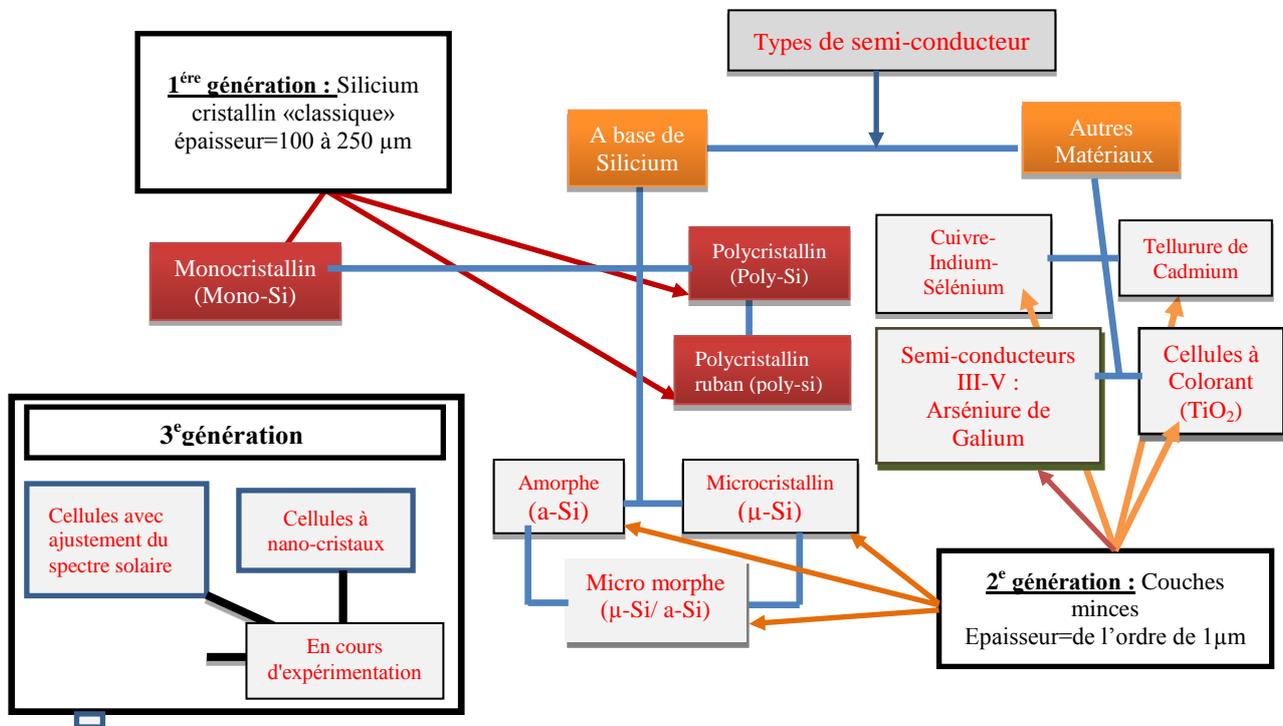


Figure I.2 : Situation actuelle des technologies présentes sur le marché.

A l'unité du Développement des équipements solaire de Bou-Ismaïl, les modules disponibles sont ceux formés de silicium cristallin (mono ou poly) et de l'amorphe. Dans ce qui suit les caractéristiques de chacune de ces trois technologies seront présentées.

I.3.1 Silicium Monocristallin

La cellule au silicium monocristallin est constituée d'un seul cristal. Elle a un aspect uniforme, de couleur gris bleuté ou noir [4]. Cette technologie présente les avantages suivants :

- le Silicium se dope facilement avec du bore et du phosphore,
- Le deuxième élément le plus fréquent ; O₂ (46%), Si (28%), Al (8%),
- Un rendement élevé (de 16 à 19% en industrie et de 26% en laboratoire),
- La durée de vi et le vieillissement des cellules PV sont maîtrisés.

Les inconvénients principaux de cette technologie sont :

- Un coût de fabrication élevé,
- Une performance qui diminue fortement lorsque la température de module augmente,
- Une performance qui diminue fortement à faible éclaircissement,
- Presque aucune flexibilité d'utilisation (surface rigide),



Figure I.3 : Cellule solaire monocristalline

I.3.2 Silicium Poly-cristallin

Il est fabriqué à partir des résidus provenant de la fabrication du silicium monocristallin. Le procédé de cristallisation consiste en la refonte de ces résidus suivie d'une solidification unidirectionnelle sous forme de structure colonnaire multi-cristalline à gros grains. La technologie multi cristalline nécessite deux à trois fois moins d'énergie que la technologie précédente. Son rendement est un peu moindre (14% en industrie et 20 % en laboratoire) mais son coût est plus avantageux [5]. La Figure I.4 montre les motifs créés par les différents cristaux.

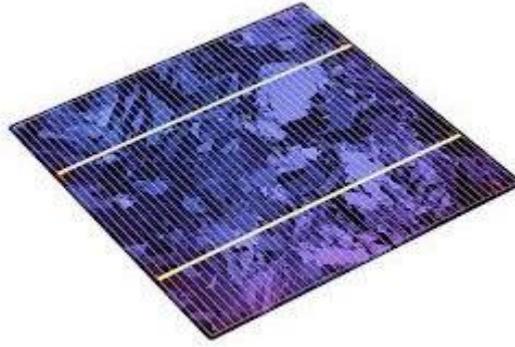
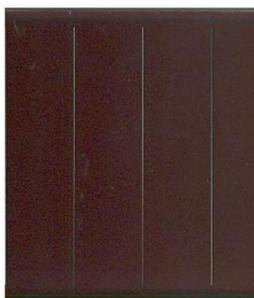


Figure I.4 : Cellule solaire Poly-cristallin

I.3.3 Silicium amorphe (a-Si)

C'est un matériau composé de silicium hydrogéné (état non cristallin). D'un rendement moins bon que le cristallin, sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin. Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques. Le coût de la production est bien plus bas que celui des cellules cristallines. Les cellules amorphes peuvent fonctionner sous de très faibles éclairagements. Elles sont très bon marché par rapport aux autres types de cellules couche minces [6]. Elles sont moins sensibles aux températures élevées. Elles présentent un rendement de conversion moyen de 11 % en industrie et de 17 % en laboratoire.[14].



(a)



(b)

Figure I.5: (a) Cellule amorphe sur un support rigide, (b) Cellule amorphe sur un support souple

I.4 Modélisation électriques d'un générateur photovoltaïque

Pour les trois technologies présentées précédemment, lorsque la jonction P-N est éclairée, elle présente la particularité de pouvoir fonctionner en générateur, en produisant un

courant I_{ph} proportionnel à l'éclairement. Ce comportement en statique peut être décrit par l'équation électrique $I = f(V)$ suivante [7, 8]:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q(V+I.R_s)}{nkT}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (I-1)$$

I_d est le courant de saturation de la diode; n facteur idéalité de la diode ; R_s et R_p sont respectivement la résistance série et la résistance parallèle, T est la température absolue en Kelvin. L'équation contient également la charge élémentaire constante et la constante de Boltzmann k . Le photo-courant I_{ph} , atteint à une insolation standard (1000W/m²) le courant de court-circuit I_{sc} telle que ;

$$I_{ph} = I_{sc} \frac{\phi}{1000} \quad (I-2)$$

Pour un générateur photovoltaïque de N_s cellules en série et N_p cellules en parallèle, le modèle électrique de sa caractéristique I-V est donné comme suit:

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left[e^{\frac{q \left(\frac{V + IR_s}{N_s N_p} \right)}{nkT}} - 1 \right] - \frac{N_p}{R_p} \left(\frac{V}{N_s} + \frac{IR_s}{N_p} \right) \quad (I.3)$$

Le modèle électrique et la caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque sont représentés dans la figure I.6 :

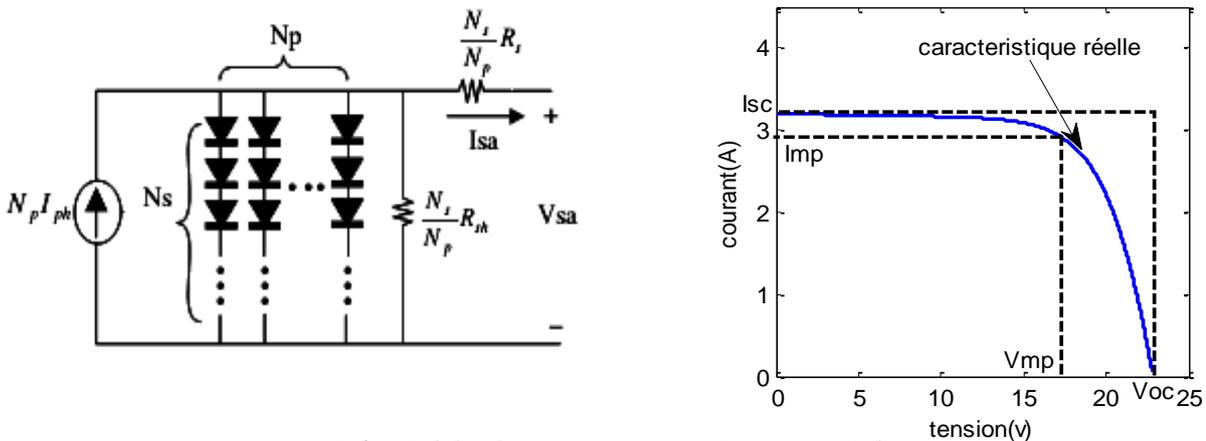


Figure I.6: Modèle électrique et caractéristique I-V d'un générateur

Le panneau photovoltaïque est considéré comme une source de puissance avec un point P_{\max} où la puissance est maximale. Il est donc intéressant de se placer sur ce point pour tirer le maximum d'énergie et ainsi exploiter au mieux la puissance crête installée. Il est important de noter que certains régulateurs solaires réalisent une adaptation d'impédance afin qu'à chaque instant on se trouve proche de ce point P_{\max} [9].

D'après l'équation I-3, la caractéristique I-V est influencée par l'éclairement, la température, la résistance shunt, et la résistance série.

I.4.1 Influence de la résistance shunt et série sur la courbe I(V)

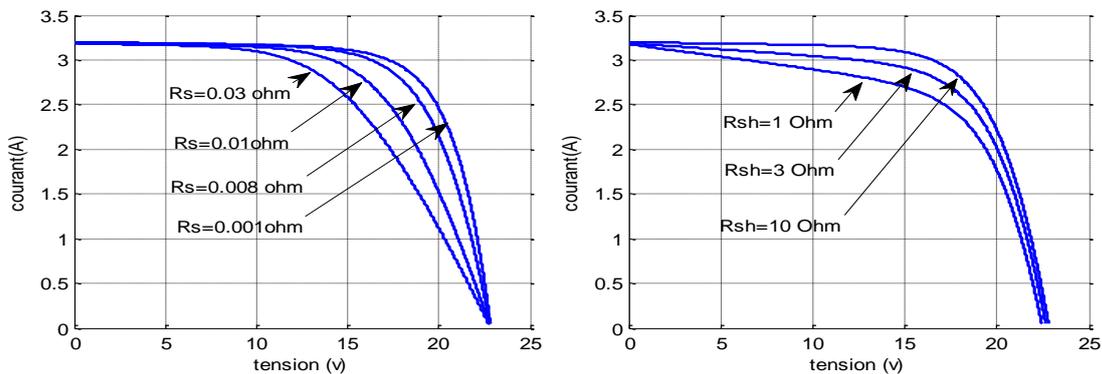


Figure I.7 : Effet de la résistance shunte et série sur la caractéristique I.V d'un GPV

Les performances d'une cellule photovoltaïque sont d'autant plus dégradées que la résistance série est grande ou que la résistance shunt est faible.

I.4.2 Influence de l'ensoleillement sur les courbes I(V), P(V)

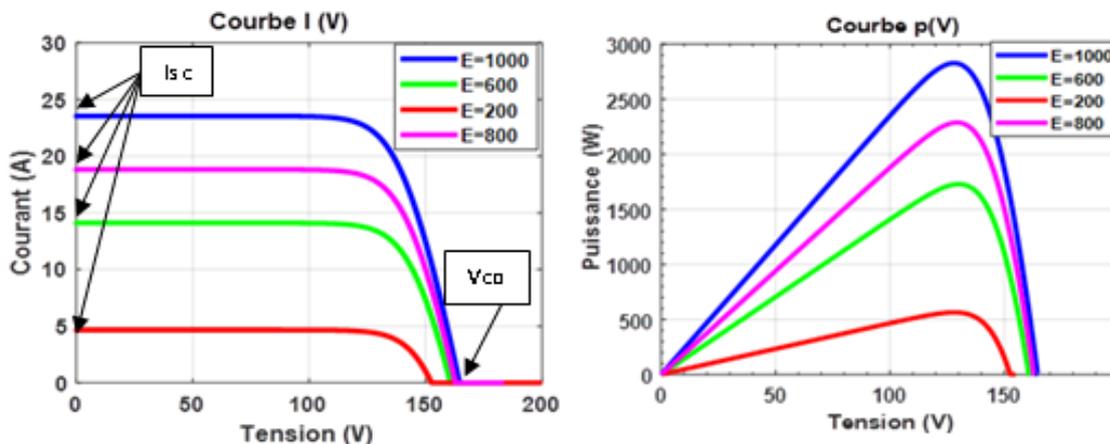


Figure I.8: L'effet de l'ensoleillement sur les caractéristiques I(V) et P(V)

I.4.3 Influence de la température sur les courbes I(V), P(V)

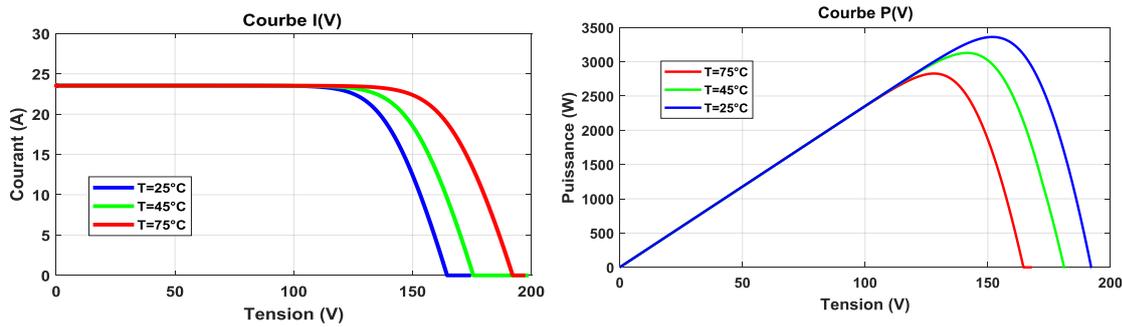


Figure I.9: L'effet de la température sur les caractéristiques I(V) et P(V)

Le photo-courant I_{ph} est pratiquement proportionnel à l'éclairement. Par contre, la température a une influence négligeable sur la valeur du courant. L'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible.

I.5 Système de conditionnement de la puissance

L'utilisation directe de l'énergie sortant d'un générateur PV est possible. Par exemple, un panneau PV peut être directement connecté à une charge. Il faut cependant que la charge accepte la tension et le courant continus délivrés par le générateur.

Cependant, dans ce cas de connexion directe, le panneau n'est exploité au mieux qu'au point de fonctionnement pour lequel la tension nominale de la charge est égale à la tension optimale du générateur V_{opt} . Comme l'illustre la figure I.10, pour une charge de type batterie, si sa tension $E_{eq} < V_{opt}$ ou $E_{eq} > V_{opt}$, le panneau PV délivre une puissance inférieure à sa puissance maximale P_{max} [10, 11].

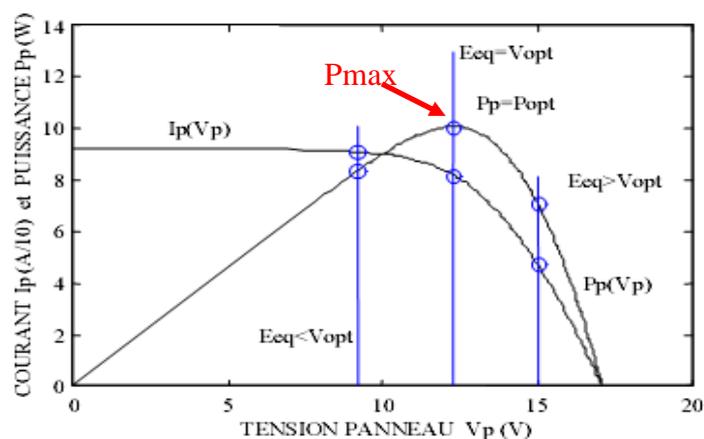


Figure I.10: Différentes connexions d'un panneau PV et une batterie de tension E_{eq}

Une connexion indirecte entre la charge et le générateur par l'intermédiaire d'un convertisseur statique DC/DC est parfois nécessaire. Les raisons sont de plusieurs types :

- Les formes des tensions et des courants délivrés par le générateur ne sont pas compatibles avec la charge (cas d'une charge devant être alimentée en sinusoïdal) [12].
- La tension nécessaire à la charge est très élevée par rapport à celle délivrée par un panneau.
- La tension et/ou le courant de la charge doit être contrôlés,
- La production de la puissance du générateur PV doit être maximisée par l'intermédiaire d'une loi de commande de type MPPT [11].

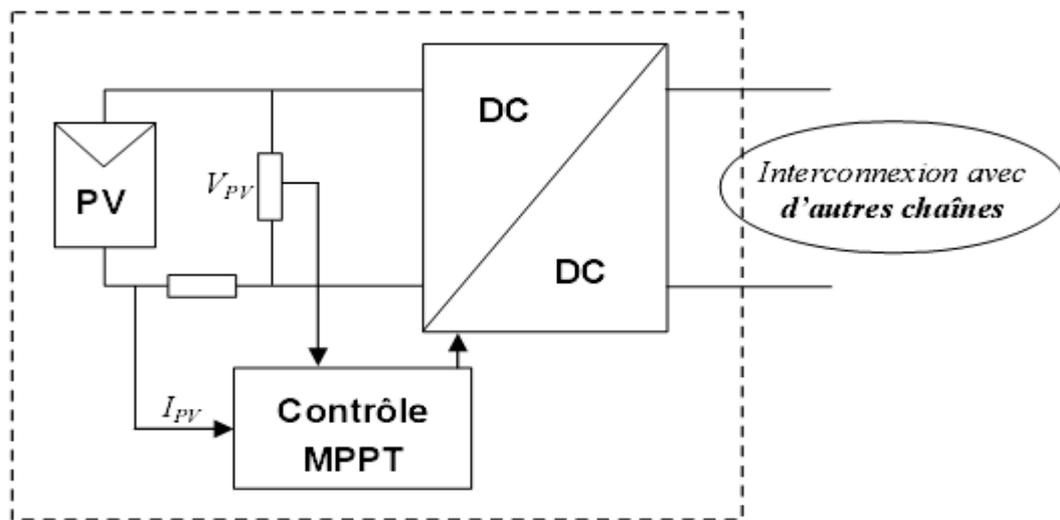


Figure I.11: Système de conditionnement de la puissance

Le circuit de la figure I.11 permet de conditionner au point de puissance maximale une source de puissance (générateur PV) dont le graphe de la puissance en fonction de la tension ou du courant présente un maximum.

I.6 Chaîne de conversion photovoltaïque

Dans le cas d'installations autonomes, l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques est utilisée immédiatement (pompage, ventilation, etc....) ou stockée dans des batteries pour une utilisation différée. Le courant continu produit alimente directement les appareils prévus à cet effet ou est transformé en 220 Volts alternatif [13].

La chaîne de puissance d'une installation autonome où une charge est alimentée à travers un convertisseur statique commandé par un MPPT peut être représentée comme indiqué sur la figure I.12 :

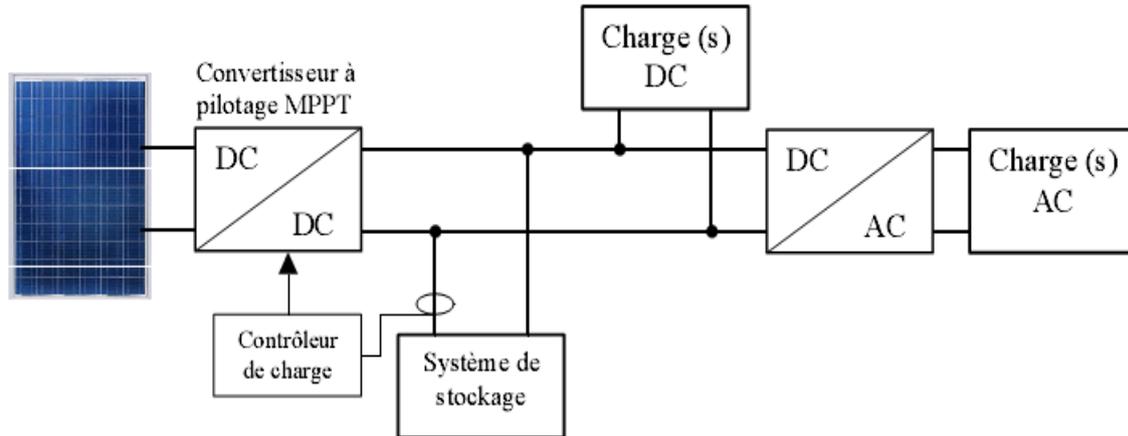


Figure I.12: Installation photovoltaïque autonome

Le système peut également être connecté au réseau (figure I.13). L'avantage du raccordement est de se dispenser du coûteux et problématique de stockage de l'électricité. Pour des raisons de sécurité, l'onduleur ne peut fonctionner qu'en présence du réseau, une éventuelle panne de ce dernier rend le système de production d'origine renouvelable inopérant. Un redresseur est nécessaire si on a une charge à courant continu. Si la consommation locale est supérieure à la production de la centrale, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs voisins.

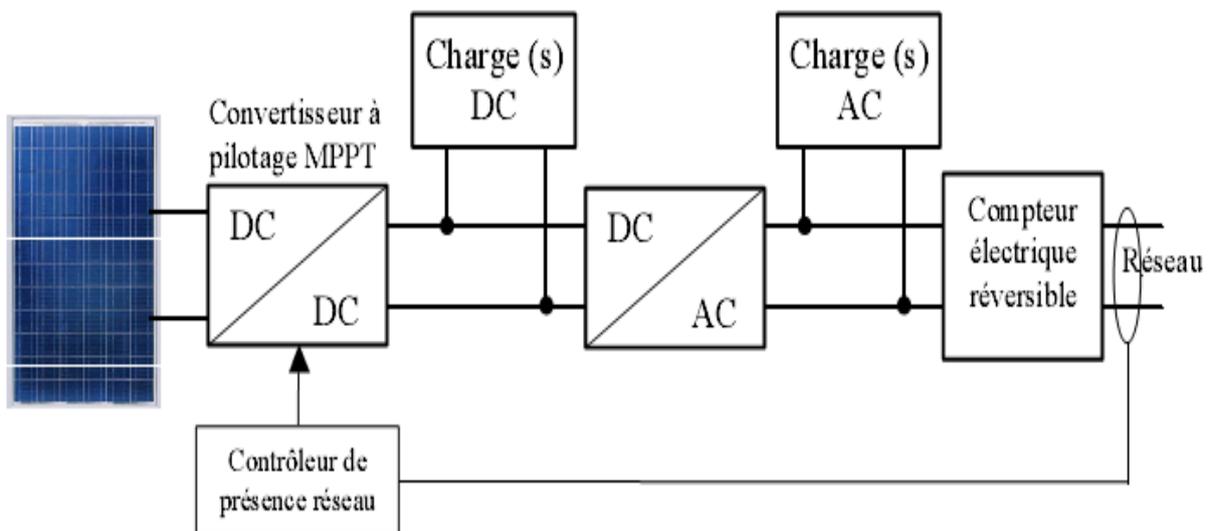


Figure I.13: Installation photovoltaïque couplée au réseau

La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur de telle sorte que la puissance fournie par le GPV soit la P_{max} disponible à ses bornes. L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher le PPM, mais en général il est basé sur la

variation du rapport cyclique du convertisseur jusqu'à se placer sur le PPM en fonction des évolutions des paramètres d'entrée (I_{pv} et V_{pv}).

I.7 .Instrumentation utilisée pour la caractérisation des modules photovoltaïques

I.7.1.Instrumentation pour les relevés atmosphériques

La figure I.14 représente la plateforme extérieure installée à l'UDES pour caractériser des modules de différentes technologies. Cette plateforme est dotée d'une instrumentation pour tenir compte les données météorologiques.

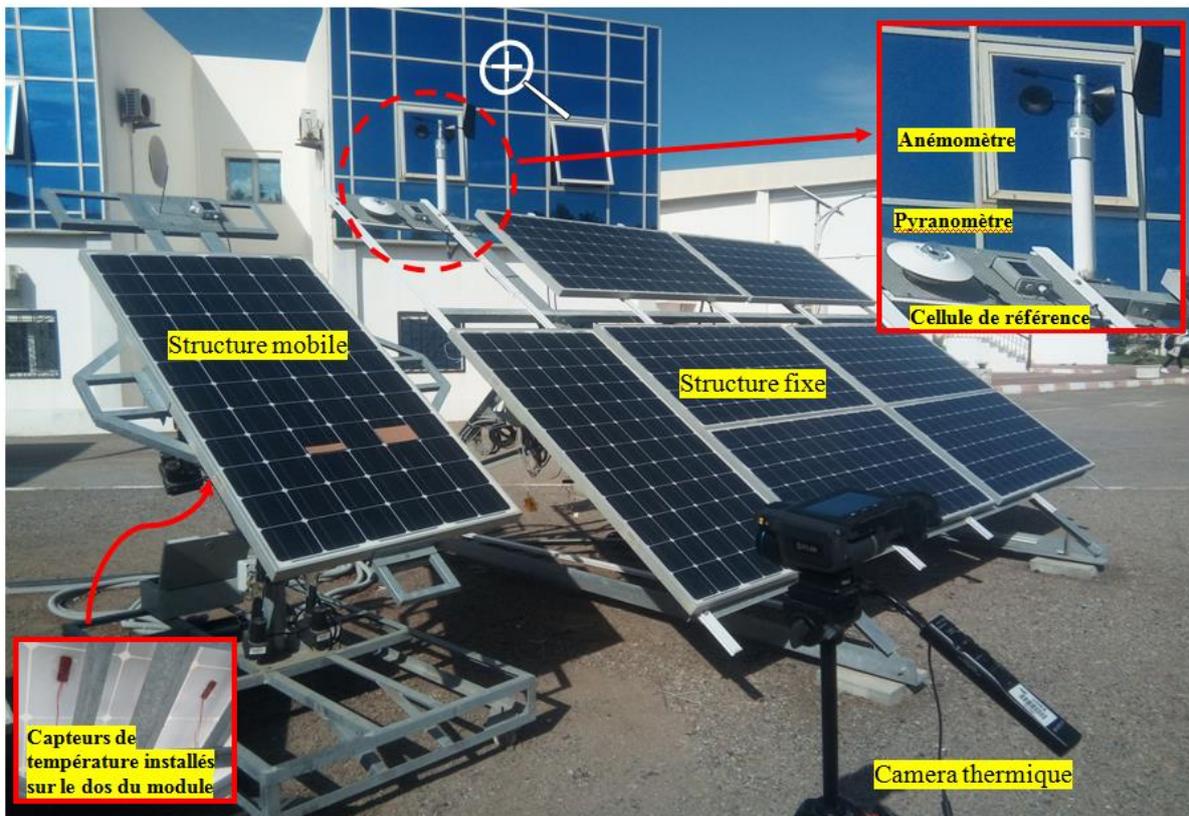


Figure I.14: Plateforme extérieure pour caractériser des modules de différentes technologies

Les capteurs qui sont installés dans la plateforme extérieure sont les suivants :

A) Le capteur d'éclairement

On distingue deux capteurs d'éclairement ; Les pyranomètres et les cellules de référence (figure I.15). Le pyranomètre est un instrument reconnu pour la mesure du rayonnement solaire depuis plus de 80 ans et ses spécifications et classifications sont définies par l'Organisation Mondiale de la Météorologie (OMM) et l'Organisation internationale de normalisation (ISO). En plus des nombreuses mesures standards dans les applications photovoltaïques qui l'ont adopté, les pyranomètres sont utilisés comme systèmes de mesures de référence par les normes telles qu'IEC 61724 (Surveillance des qualités de fonctionnement des systèmes photovoltaïques - Recommandations pour la mesure, le transfert et l'analyse des données).

La cellule de référence est une cellule solaire en silicium cristallin, qui présente une résistance de basse impédance, exploitée à la limite du court-circuit, c'est à dire dans la partie de la caractéristique où le courant est exactement proportionnel à l'éclairement. Le coefficient thermique positif du courant induit une faible erreur de mesure. C'est pourquoi certaines cellules de référence ont une température de compensation active qui réduit cette erreur d'un facteur de 20. Toutes les cellules de référence exposées au soleil ont été calibrées soit par pyromètre, soit sous simulateur solaire.



Figure I.15 : Capteurs d'éclairement (a) Pyranomètre, (b) : Cellule de référence

B) Le capteur du vent (Anémomètre)

Les tests de caractérisation extérieure en conditions standards ($1000\text{W}/\text{m}^2$ et 25°C) doivent se faire pour une vitesse du vent inférieure à $2\text{m}/\text{s}$. A cet effet, la mesure de la vitesse et la direction du vent est paramètre essentiel pour l'évaluation des performances des

systèmes photovoltaïques. Les anémomètres (figure I.16) sont souvent utilisés dans les systèmes de monitoring. Les données recueillies pour des vitesses du vent supérieures à 1m/s ne sont utilisées dans les études de comparaison avec la caractérisation indoor (utilisation du simulateur solaire).



Figure I.16 : Capteurs du vent (Anémomètre)

C) Le capteur de température

Il est possible de mesurer la température de plusieurs façons différentes qui se distinguent par le coût et la précision ainsi que le temps de réponse. Les types les plus courants de capteurs sont les sondes RTD (*Resistance Temperature Detectors - capteurs de température à résistance*), les thermistances et les thermocouples.

Les capteurs RTD sont largement utilisés dans les applications PV vu à leur stabilité. Les RTD présentent le signal le plus linéaire de tous les capteurs électroniques en matière de température. Toutefois, ils coûtent généralement plus cher que leurs équivalents à cause de leur construction plus délicate.

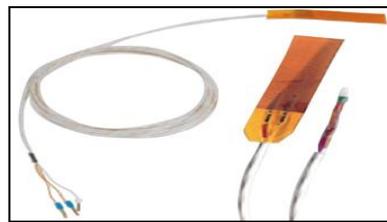


Figure I.17 : Capteurs de température (RTD)

I.7.2. Instrumentation pour la caractérisation électrique

Le système de caractérisation électrique est illustré sur la Figure I.17, il contient une charge électronique de type 'CCI 1800 Natt Agilent'. Le module à l'extérieur est connecté directement à cette charge électronique qui sert à enregistrer sa tension, son courant et sa puissance du module pendant le test de caractérisation, sa température est mesurée par le biais

d'un capteur RTD (PT100) placé à sa face arrière. Le pyranomètre, la cellule de référence et l'anémomètre sont connectés à une acquisition de données de type Agilent (34972A) qui enregistre et affiche les mesures en temps réel via un ordinateur.

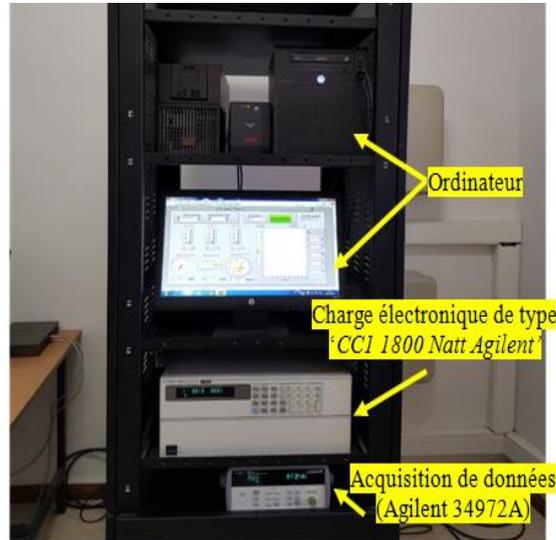


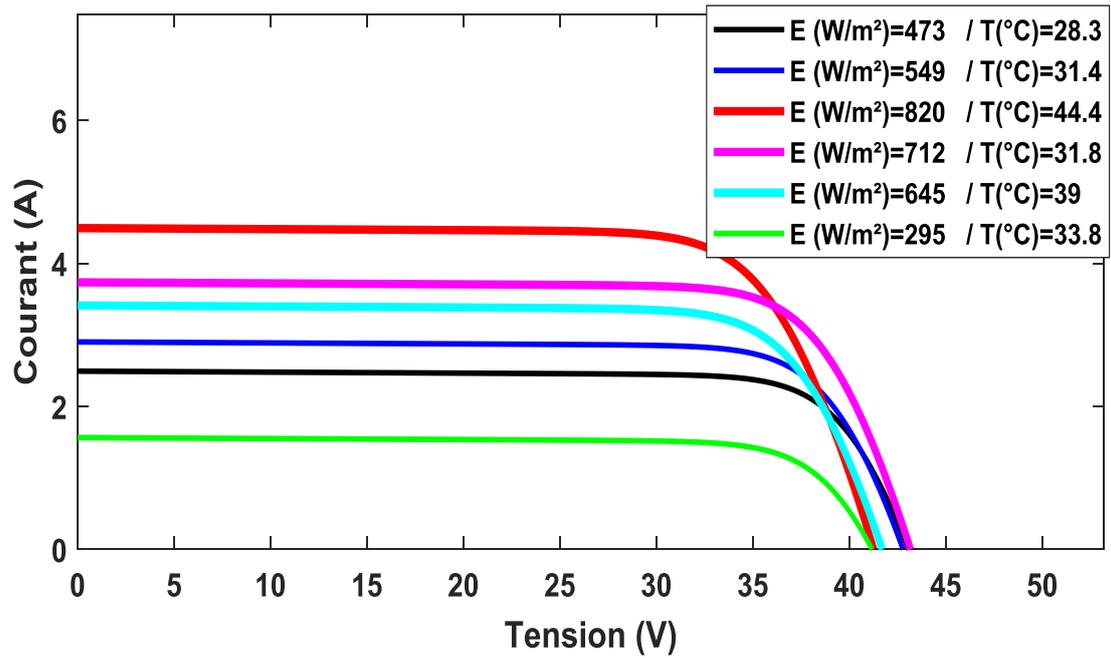
Figure I.18 : Système de caractérisation électrique

I.8. Exemples de caractérisation de différentes technologies photovoltaïques

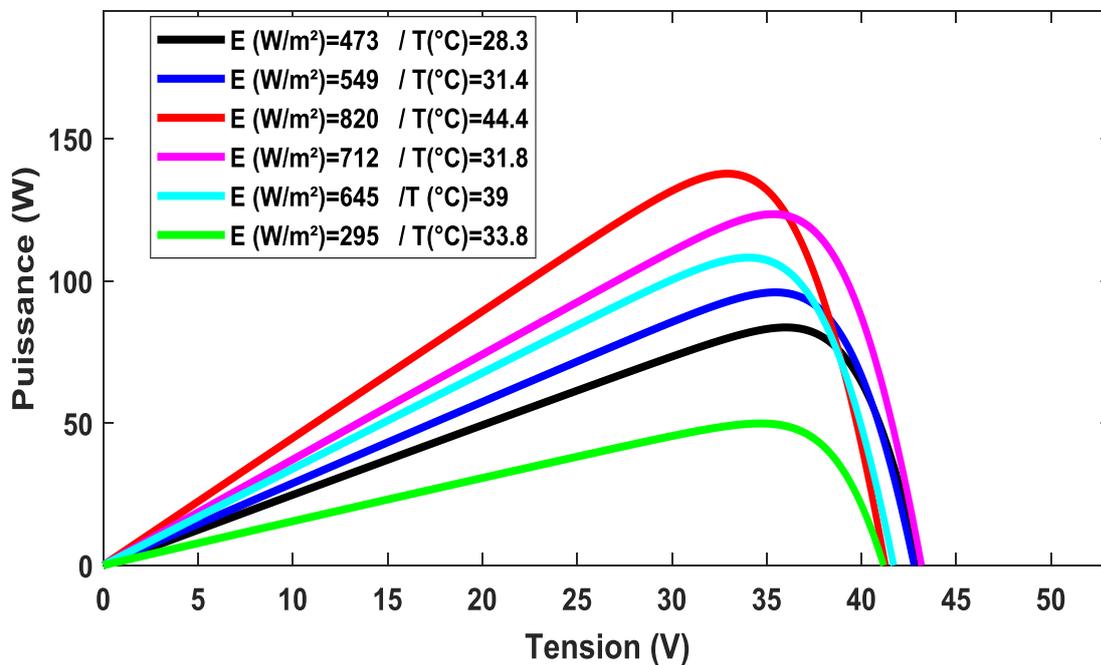
Le système de caractérisation cité dans le paragraphe précédent a été utilisé pour caractériser deux technologies photovoltaïques que l'UDES dispose, il s'agit d'un module monocristallin et un module amorphe.

Les figures suivantes représentent les caractéristiques de chaque module pour différents niveaux d'éclairement et de température en condition extérieur (outdoor), les comparaisons ont été effectuées entre les mesures et les résultats simulés, pour deux journées différentes ; une journée claire et une journée nuageuse [14].

Les résultats de la comparaison sont montrés sur les Figures I.18 à I.21, où chaque Figure présente six courbes à différentes valeurs d'éclairement G et de température T , y compris la courbe de conditions STC pour chaque type de technologie de module PV.

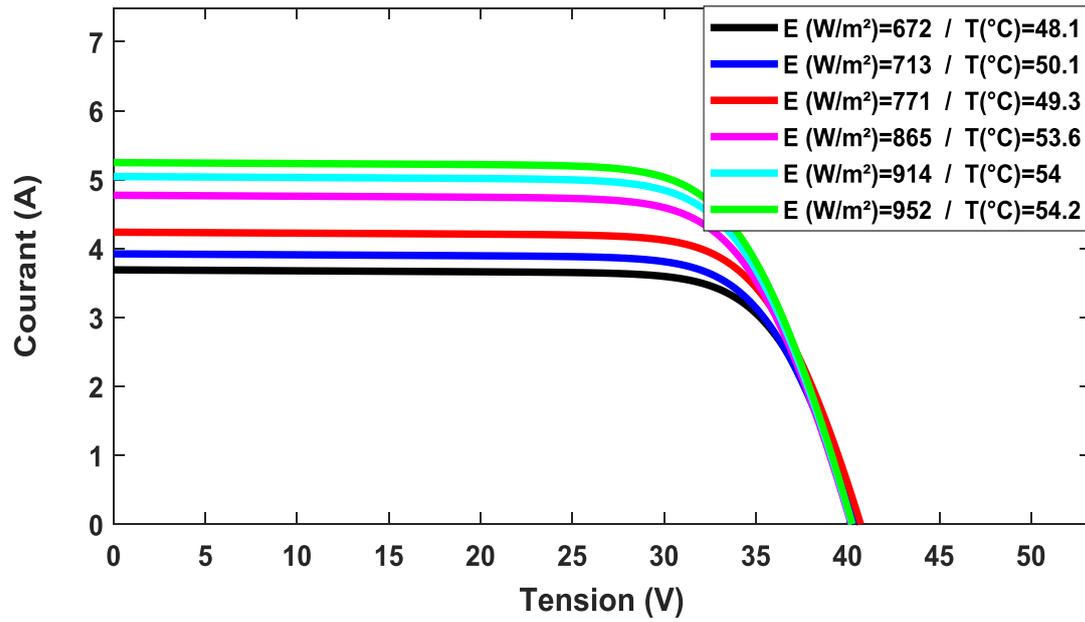


(a)

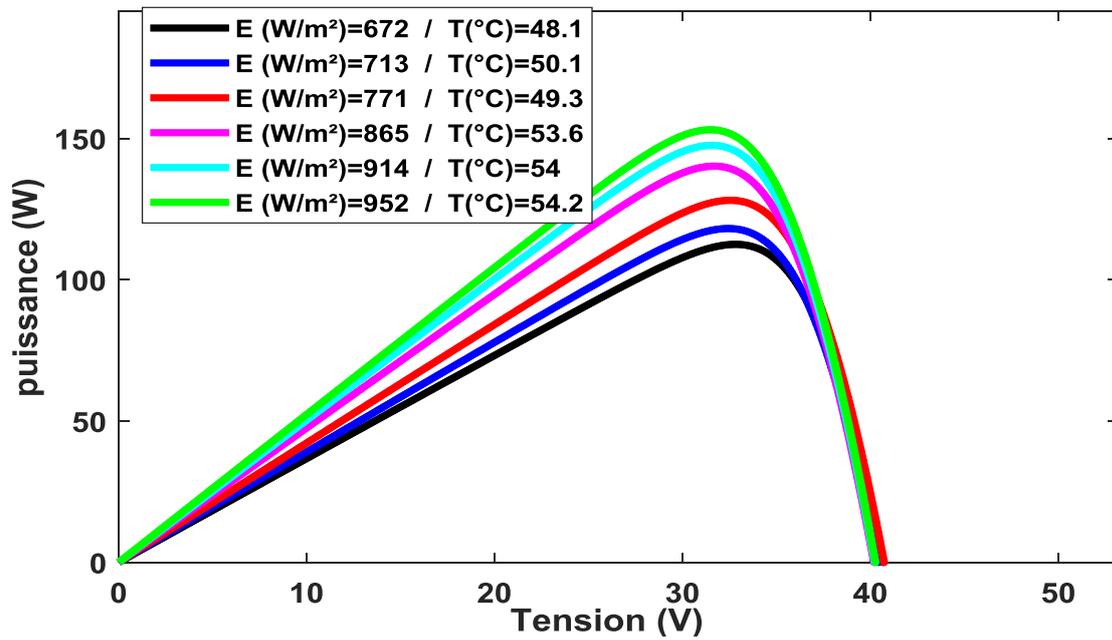


(b)

Figure I.19: Courbes I-V (a) et P-V (b), mesurées pour le module monocristallin (c-Si, JT 185M).
Journée nuageuse.[14]

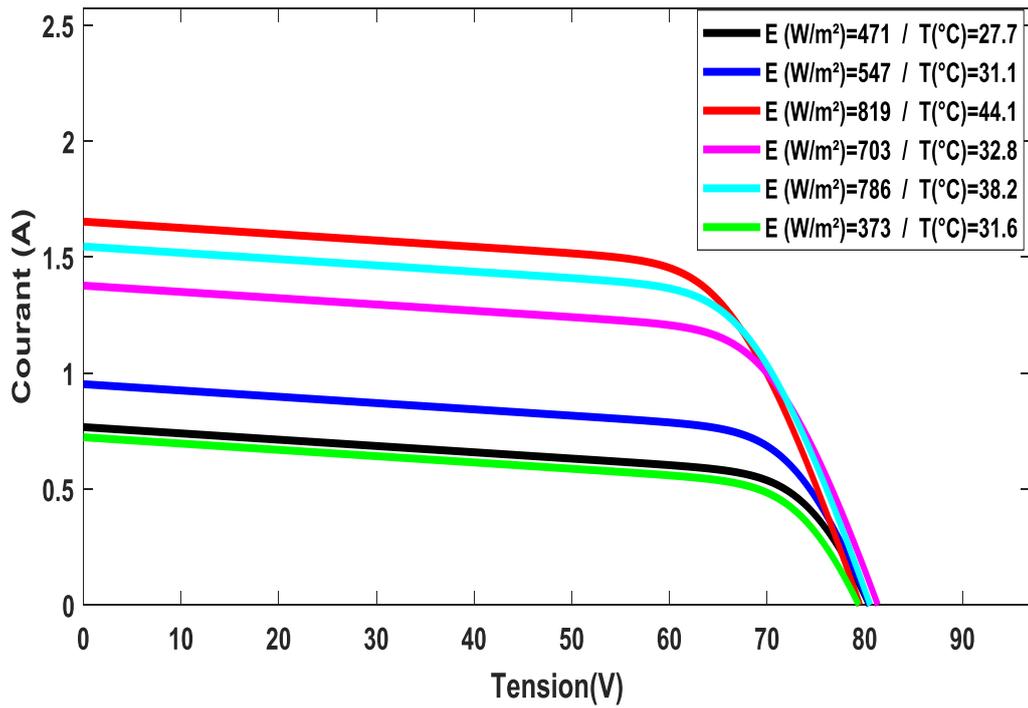


(a)

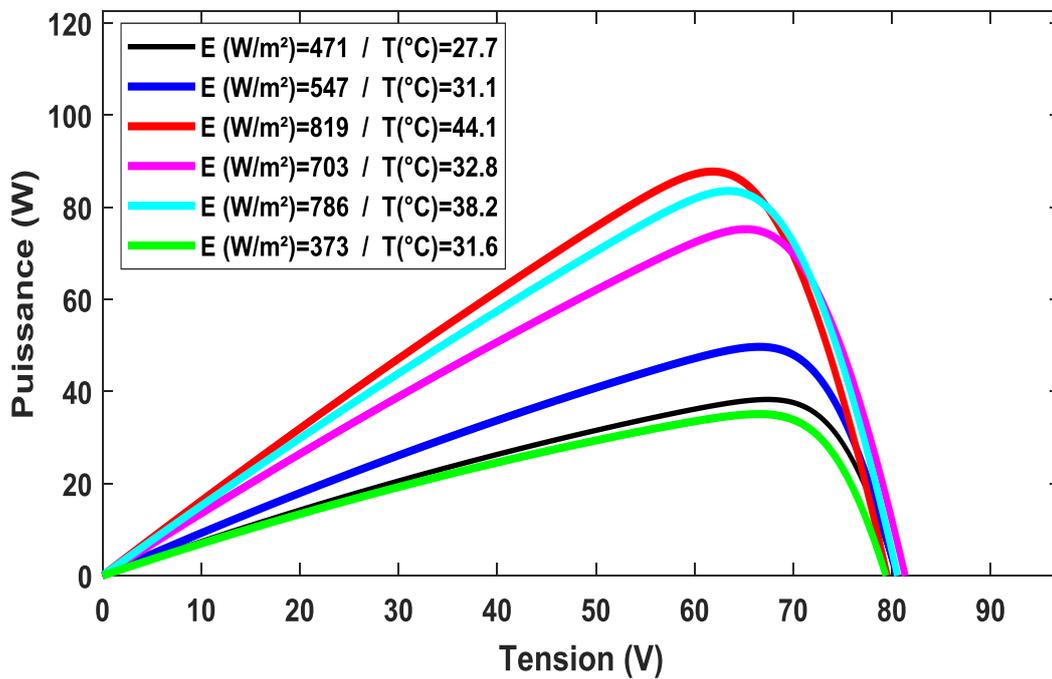


(b)

Figure I.20: Courbes I-V (a) et P-V (b), mesurées pour le module monocristallin (c-Si, JT 185M). Journée claire. [14]

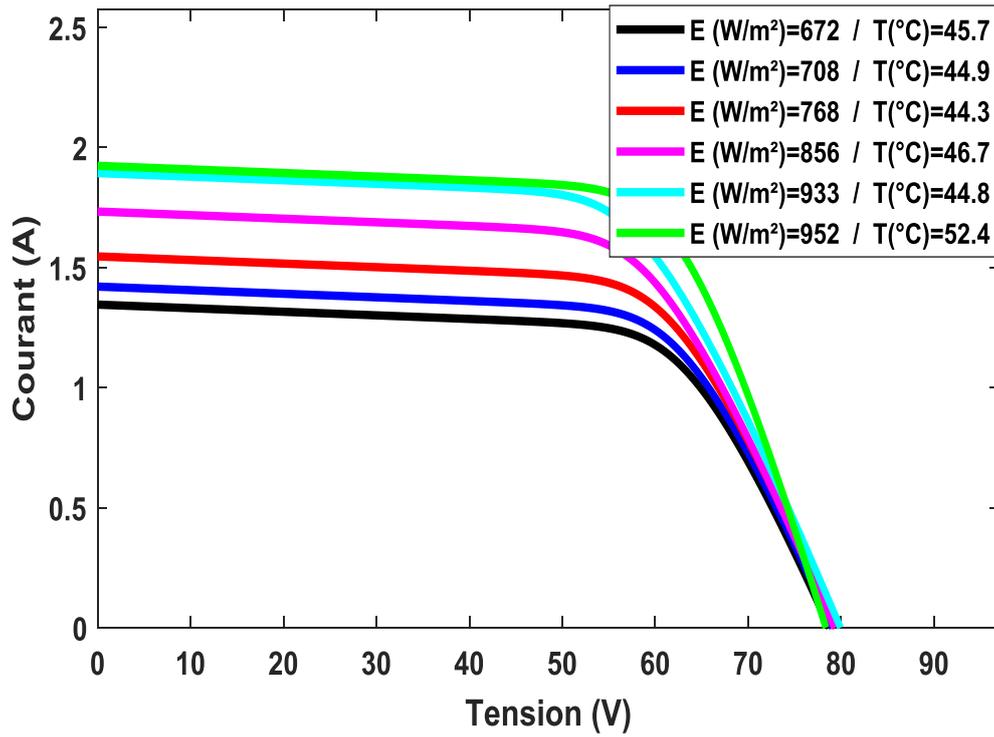


(a)

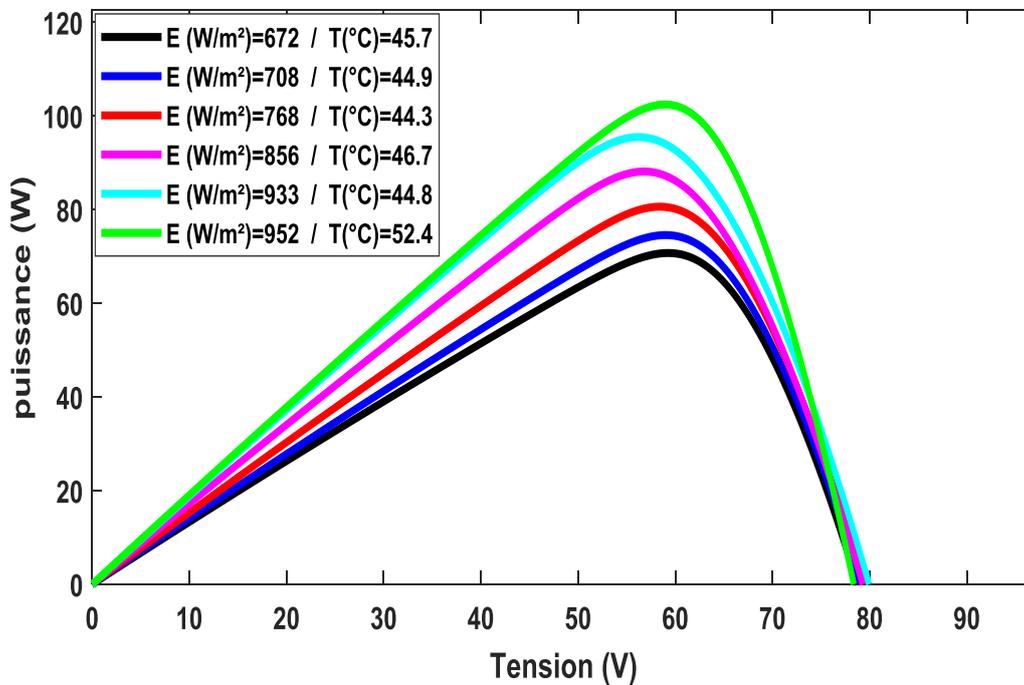


(b)

Figure I.21 : Courbes I-V (a) et P-V (b), mesurées pour le module à couches minces (a-Si/a-Si, SCHOTT ASI 100). Journée nuageuse.[14]



(a)



(b)

Figure I.22 : Courbes I-V (a) et P-V (b), mesurées pour le module à couches minces (a-Si/a-Si, SCHOTT ASI 100). Journée claire.[14]

I.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des généralités théoriques sur les cellules photovoltaïques, leur principe de fonctionnement, leurs grandeurs caractéristiques. Nous avons aussi présenté un état de l'art des principaux matériaux photovoltaïques utilisés actuellement. La chaîne de conversion photovoltaïque et l'instrumentation utilisée pour la caractérisation des modules photovoltaïques ont été aussi présentées avec un exemple de caractérisation de différentes technologies photovoltaïques qui contient les résultats expérimentaux en conditions extérieures pour deux journées spécifiques (claire et nuageuse).

CHAPITRE II

Analyse de l'effet d'ombrage sur les modules photovoltaïques

II.1 Introduction

Le secteur du bâtiment consomme aujourd'hui 40% de l'énergie produite [15-18] et est responsable de 30% des émissions du gaz à effet de serre [15]. Face aux changements climatiques qui en découlent, il est aujourd'hui plus que nécessaire de réduire les consommations d'énergie dans le bâtiment, tant au niveau du neuf que de l'existant, et de substituer aux énergies fossiles des énergies renouvelables [19,20]. Pour cela, il faut moderniser les méthodes de conception et de rénovation des habitats en intégrant une démarche de *Qualité Environnementale*.

Il est donc impératif et urgent de développer dans le bâtiment des solutions énergétiques fonctionnant directement avec des énergies renouvelables et en particulier l'énergie photovoltaïque. L'intégration au bâtiment de capteurs photovoltaïques provoque de plus en plus de problèmes d'ombrage [21,22] (A titre indicatif, dans le programme allemand de 1000 toits solaires PV, il a été enregistré 41% d'installations affectés par le problème d'ombrage [23-26]). Ce phénomène d'ombrage peut engendrer deux principaux effets: un effet extrinsèque provoquant la réduction de l'irradiation solaire, et par conséquent la production énergétique, quant au second effet intrinsèque lui aussi, la répartition non uniforme de l'irradiation sur le plan des modules PV peut causer des pertes électriques par mismatch, voire le problème de hot spot signifiant la destruction des cellules des modules.

Dans ce chapitre, on va étudier le comportement du générateur photovoltaïque en présence d'ombrage, ainsi que l'effet de diodes by-pass sur leur caractéristique électrique, on

va présenter aussi quelques résultats expérimentaux pour illustrer l'effet de ce phénomène sur la courbe caractéristique des modules PV et donc le rendement.

II.2 Modèle mathématique de la cellule PV en polarisation inverse

Il existe actuellement plusieurs modèles classiques de cellules solaires. Le modèle à une diode cité dans le chapitre précédant est largement utilisé et référencé [27]. Ce modèle est utilisé pour obtenir la courbe I-V et pour décrire le comportement des cellules PV sous une distribution homogène de l'irradiation. En présence d'un ombrage total ou partiel des modules PV, des tensions négatives apparaissent aux bornes des cellules concernées et se comportent donc comme des récepteurs. Le modèle cité précédemment ne prend pas en charge le mode de fonctionnement inverse de la cellule. Pour palier à ce problème, plusieurs modèles alternatifs ont été développés. La plupart de ces modèles introduisent l'effet d'avalanche dans les modèles conventionnels [28]. Le modèle bien connu et le plus référencé est celui proposé par Bishop [29], il révèle une bonne correspondance avec les mesures expérimentales. Ce modèle intègre un terme supplémentaire décrivant l'effet d'avalanche, comme indiqué dans l'équation II.1.

$$I = I_{ph} - I_0 \underbrace{\left[e^{\frac{q(V+I.R_s)}{nkT}} - 1 \right]}_{\text{forward-bias-range}} - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} - \underbrace{\frac{a(V + IR_s)}{R_{sh}} \left(1 - \frac{V + IR_s}{V_{Br}} \right)^{-nm}}_{\text{reverse-bias-range}} \quad (\text{II.1})$$

Avec I_{ph} , I_0 , q , n , k , T , R_s , R_{sh} sont les paramètres du modèle à une diode, a : facteur de correction (Ω^{-1}), V_{Br} : tension d'avalanche en volt, nm : facteur de claquage.

Le circuit équivalent du modèle Bishop est illustré sur la Figure II.1

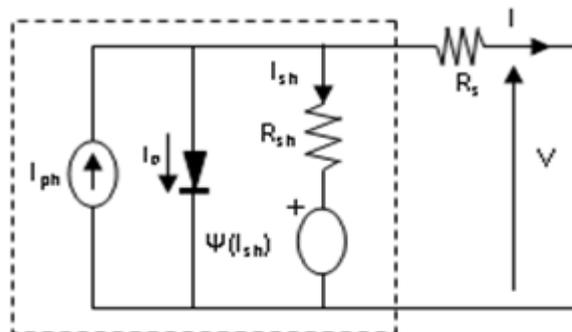


Figure II.1 : Circuit équivalent du modèle Bishop

L'implémentation de ce modèle dans un programme dans l'environnement MATLAB/Simulink, nous a permis de tracer la caractéristique I-V de la cellule photovoltaïque sur toute la plage de tension.

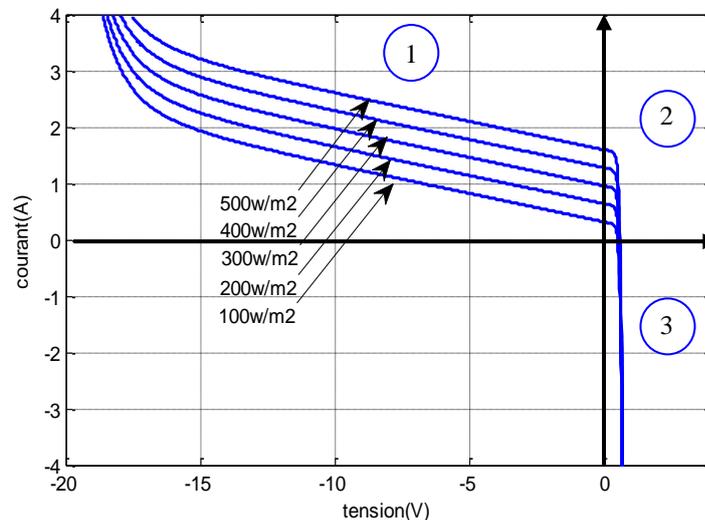


Figure II.2 : Caractéristique I-V de la cellule PV sur toute la plage de la tension pour différents niveaux d'éclairement

D'après la figure II.2, nous distinguons trois zones de fonctionnement :

- Zone 1: elle est caractérisée par sa tension négative et son courant positif. C'est la partie dans laquelle la cellule PV devient réceptrice. Ce phénomène se présente lorsque l'éclairement n'est pas homogène sur une branche de cellules.
- Zone 2: elle est caractérisée par sa tension positive et son courant positif, Dans ce cas de figure la cellule PV devient génératrice. Ce phénomène est dû lorsque l'éclairement est homogène sur toute la branche de cellules.
- Zone 3: elle est caractérisée par sa tension positive et son courant négatif. C'est la partie dans laquelle la cellule PV devient réceptrice. 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. Pour palier à ce problème une diode anti-retour est couramment placée entre le GPV et la batterie.

Pour un module de ' N_S ' cellules raccordées en série, le modèle peut être généralisé comme suit :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q \left(\frac{V}{N_s} + IR_s \right)}{nkT}} - 1 \right] - \frac{1}{R_p} \left(\frac{V}{N_s} + IR_s \right) - a \left(\frac{V}{N_s} + IR_s \right) \left(1 - \frac{V / N_s + IR_s}{V_{Br}} \right)^{-nn} \quad (\text{II.2})$$

II.3 Occultations partielles du module photovoltaïque et point chaud

Le module photovoltaïque étant une association en série de cellules solaires. Lorsqu'une ou plusieurs cellules d'un module PV sont éclairées différemment par rapport à ses proches voisins, un comportement dégradé apparaît pour ce dernier. Les cellules recevant moins d'énergie doivent dissiper le surplus du courant délivré par celles qui sont les plus éclairées, créant ainsi des échauffements locaux pouvant aller jusqu'à la destruction d'une partie du module PV si le défaut persiste.



Figure II.3: Effet du point chaud sur les modules photovoltaïques

Considérons maintenant deux cellules connectées en série cF et cf présentant des caractéristiques différentes (cF = cellule ayant une caractéristique forte, cf = cellule ayant une caractéristique faible); la caractéristique résultante de ce groupement est représentée sur figure II.4. Les deux cellules étant parcourues par le même courant, la cellule la plus faible cf peut fonctionner en récepteur par application d'une tension négative pour certaines valeurs du courant, donc de la charge. Le cas le plus défavorable apparaît lorsque le groupement est mis en court-circuit : alors $V_{cf} = -V_{cF}$.

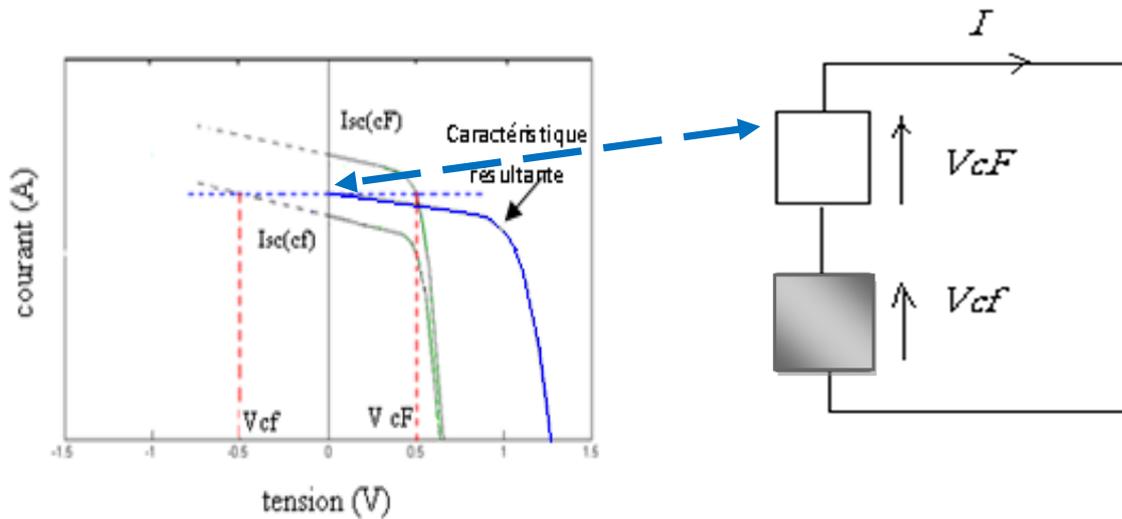


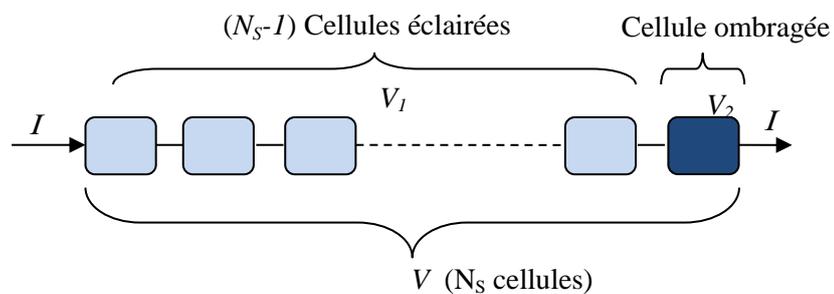
Figure II.4 : Caractéristiques I-V de deux cellules PV différentes, et leur caractéristique résultante

Considérons maintenant un groupement de ‘ $N_s - 1$ ’ cellules de type cF en série avec une cellule de type cf : dans le cas le plus défavorable du générateur en court-circuit, la cellule cf subit la tension $(N_s - 1) V_{cF}$ appliquée en inverse ; elle peut donc dissiper une puissance importante et être détruite si la contrainte thermique est trop forte ou si la tension d’avalanche est dépassée.

Pour obtenir la caractéristique I-V résultante du générateur photovoltaïque, on doit résoudre le système d’équations suivant :

$$\begin{cases} I=I_1=I_2 \\ V=V_1 + V_2 \end{cases}$$

:



Tel que

$$I_1 = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q \left(\frac{V_1}{N_s - 1} + IR_s \right)}{nkT}} - 1 \right] - \frac{1}{R_p} \left(\frac{V_1}{N_s - 1} + IR_s \right) - a \left(\frac{V_1}{N_s - 1} + IR_s \right) \left(1 - \frac{V_1 / (N_s - 1) + IR_s}{V_{Br}} \right)^{-nn} \quad (II.3)$$

$$I_2 = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q(V_2 + I.R_s)}{nkT}} - 1 \right] - \frac{V_2 + IR_s}{R_p} - a(V_2 + IR_s) \left(1 - \frac{V_2 + IR_s}{V_{Br}} \right)^{-nn} \quad (II.4)$$

Pour résoudre ce système d’équations, nous l’avons implémenté sous un programme dans l’environnement Matlab/Simulink. La figure II.5 représente le modèle simulé.

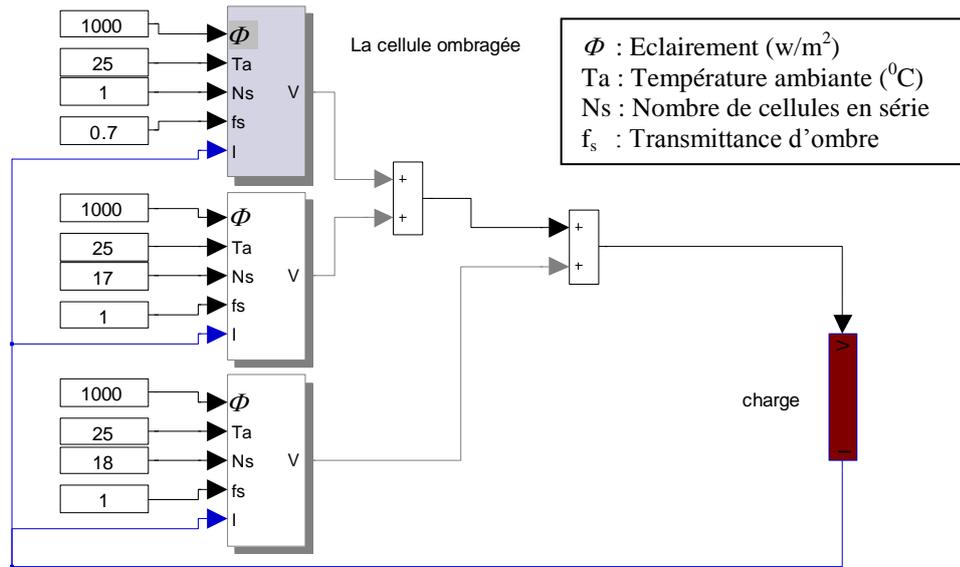


Figure II.5: Modèle d'un module PV de 36 cellules avec une cellule ombragée dans l'environnement Matlab/Simulink

La figure II.6 représente les caractéristiques I-V issues de différentes parties d'un module photovoltaïque partiellement ombragé pour un pourcentage d'ombrage $Q = 70\%$.

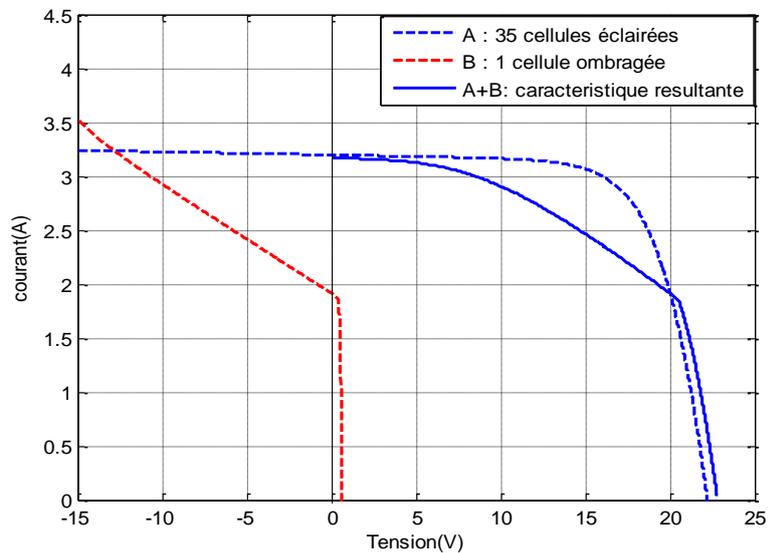


Figure II.6 : Caractéristique I-V d'un module PV de 36 cellules, avec une cellule ombragée

Nous remarquons que la caractéristique I-V de 35 cellules normales est mieux que la caractéristique I-V de 36 cellules, avec une cellule ombragée, cela est traduit par la dissipation de la puissance dans la cette dernière.

II.3.1 Influence du pourcentage d'ombrage

L'effet d'ombrage influe directement sur le courant photogénéré I_{ph} (donc sur la puissance délivrée) d'une façon proportionnelle tel que $I_{ph} = I_{SC} \frac{\phi}{1000} * f_s$ (II.5)

(f_s : est la transmittance d'ombrage, elle varie entre 0 à 1).

Le pourcentage d'ombrage est défini par $Q = 1 - f_s$ (II.6)

La figure II.7 représente les caractéristiques I-V et P-V d'un module de 36 cellules, avec une cellule ombragée pour différents pourcentages d'ombrage.

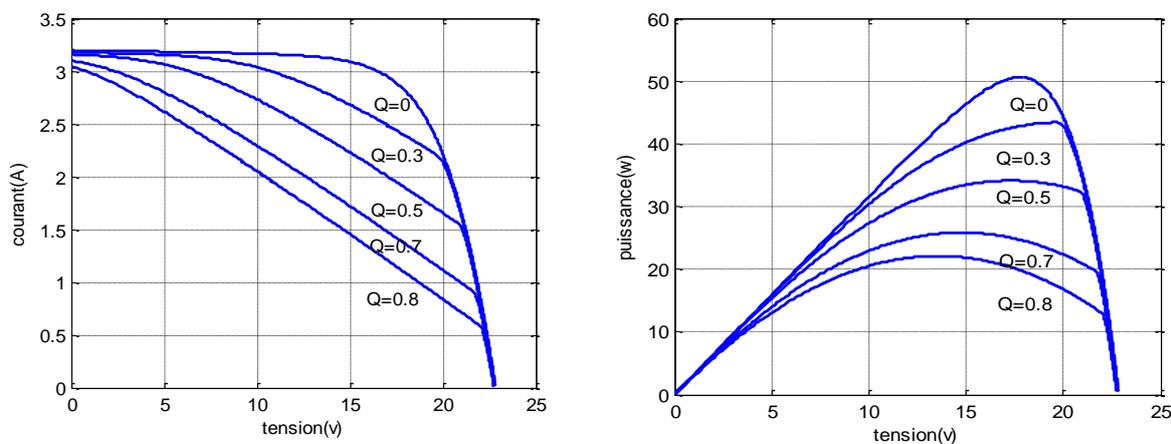


Figure II.7 : Caractéristiques I-V et P-V d'un module de 36 cellules, avec une cellule ombragée pour différents pourcentages

Sur la figure II.8, les caractéristiques I-V, P-V de la cellule partiellement ombragée sont données pour les mêmes pourcentages d'ombre. Nous constatons que cette cellule travail dans des tensions négatives très élevées plus que le pourcentage d'ombre est important, dans ces conditions elle dissipe une énergie très importante.

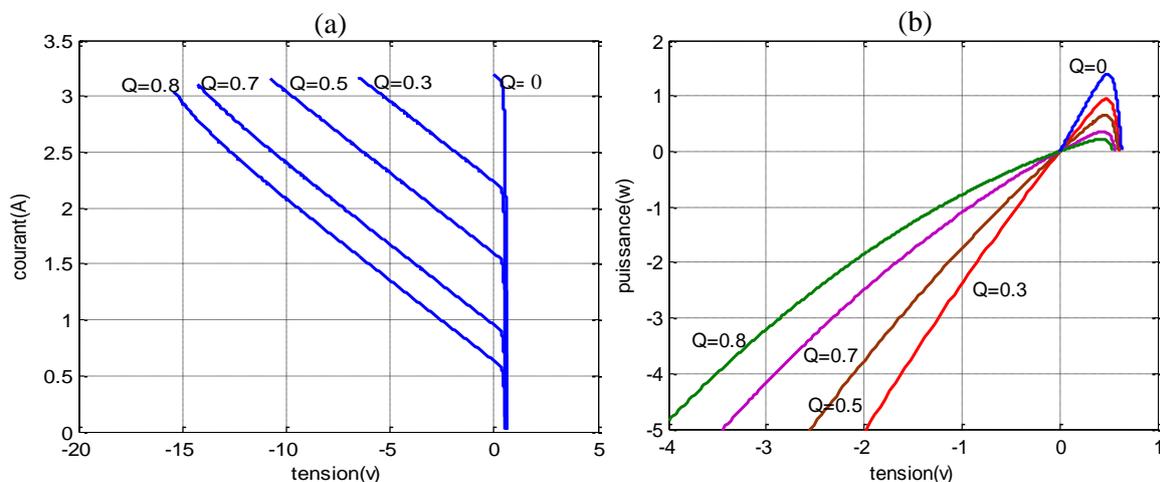


Figure II.8 : Caractéristiques I-V (a), P-V (b) de la cellule ombragée pour différents pourcentages d'ombrage

II.3.2 Influence du nombre de cellules ombragées

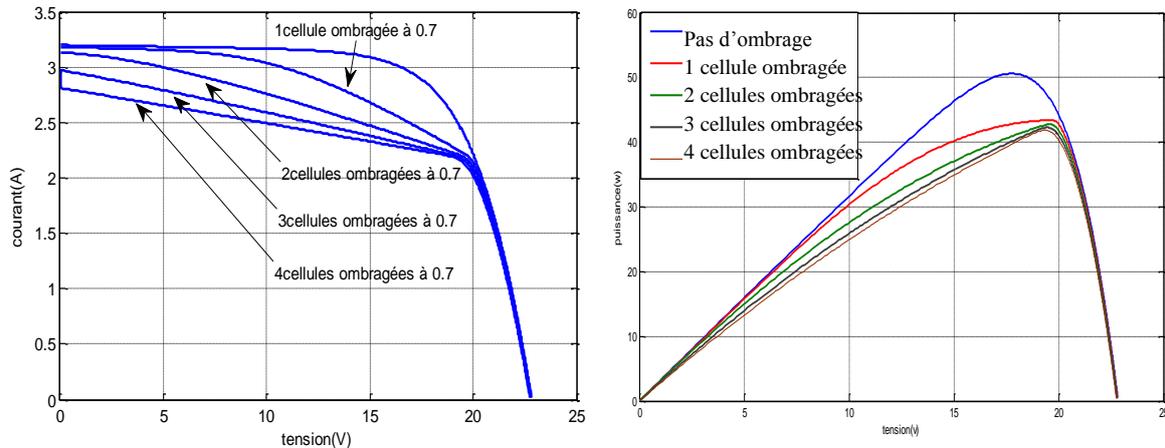


Figure II.9 : Influence du nombre de cellules ombragées sur la caractéristique I-V et P-V d'un module photovoltaïque ($Q = 70\%$).

D'après la figure II.9, nous constatons que plus que le nombre de cellules ombragées augmente, plus que le courant de court circuit diminue, le Point de Puissance Maximale demeure presque le même.

II.4 La protection par diodes by-pass

Pour éviter le problème d'ombrage, il suffit de disposer d'une diode D_p connectée en parallèle, appelée également diode de by-pass, aux bornes d'un groupement élémentaire de cellules en série. L'amorçage spontané de cette diode parallèle, dès l'apparition d'une tension en inverse aux bornes de ce groupement limite cette dernière à la valeur V_d de la tension directe de conduction de la diode choisie et la puissance dissipée à $V_d I$. La figure II.10 illustre ce principe pour deux cellules montées en série.

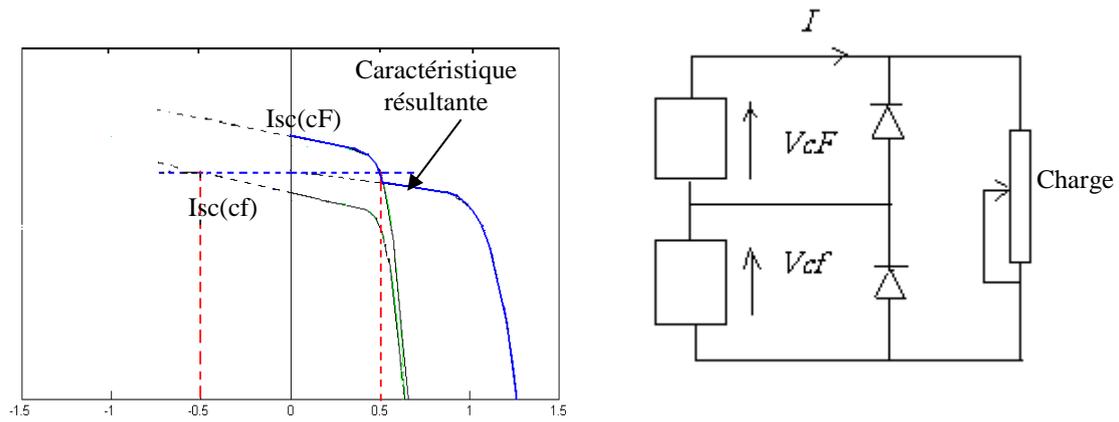


Figure II.10 : Caractéristique I-V de deux cellules PV non identiques, et leur caractéristique résultante en présence de la protection par diodes by-pass

➤ Il faut noter que le nombre de cellules d'un groupement élémentaire de cellules est choisi de façon à ne pas dépasser la tension d'avalanche relative à la technologie des cellules utilisées, soit 30 à 40 pour des cellules au silicium. De nombreux modules commercialisés incluent maintenant ces diodes parallèles pour la protection contre les tensions inverses.

L'effet d'ombre provoque l'apparition de deux PPM, dépendant du pourcentage d'ombre. Le point maximum parmi les deux existant est aléatoire. La figure II.11 montre l'influence d'ombre sur les caractéristiques I-V et P-V d'un module PV protégé par 2 diodes.

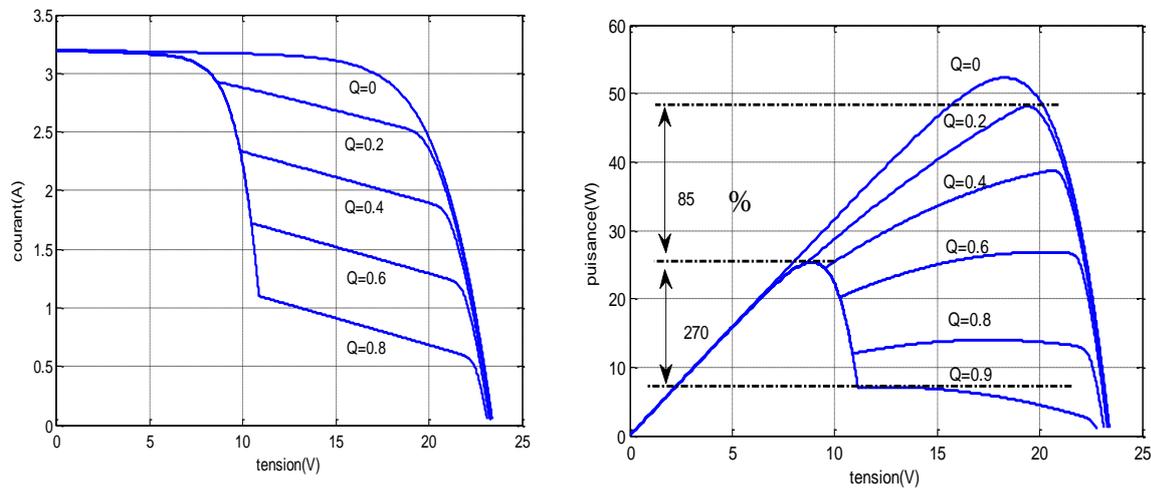


Figure II.11: Effet de diodes by-pass sur les caractéristiques I-V, P-V d'un module photovoltaïque protégé, pour différents pourcentage d'ombrage.

L'effet du nombre de diodes by-pass sur les caractéristiques I-V, P-V d'un module photovoltaïque est illustré sur la figure II.12.

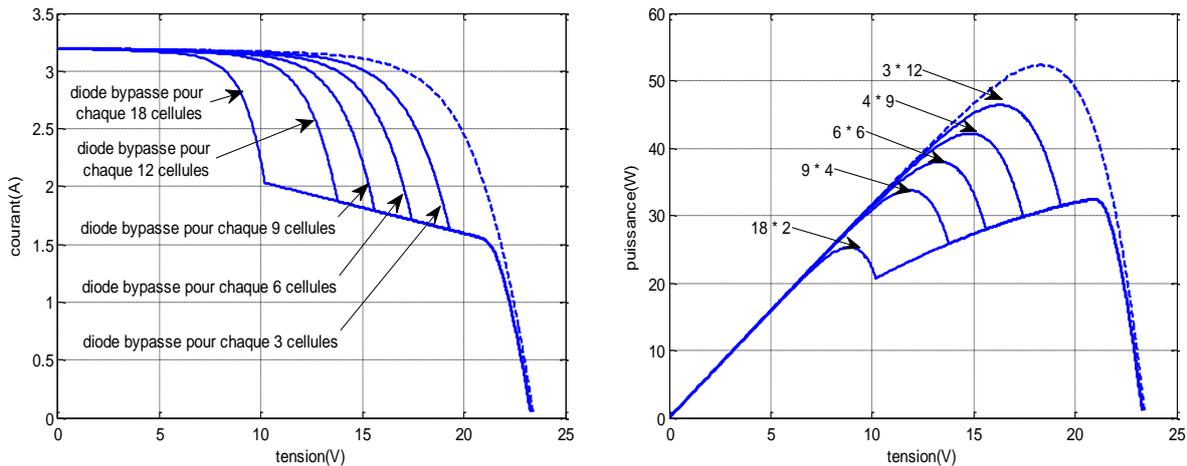


Figure IV.12 : Effet du nombre de diodes by-pass sur les caractéristiques I-V, P-V

D'un module photovoltaïque

Nous constatons que plus que le nombre de diodes by-pass augmente plus que le nombre de cellules isolées diminue et plus que la puissance du module augmente ce qui rend le prix de ce dernier très élevé (figure II.12).

La figure II.13 représente l'effet de l'éclairement sur les caractéristiques I-V, P-V, il est clair que pour des mêmes pourcentages d'ombre, la position du PPM le plus grand reste la même et sa valeur varie avec l'éclairement d'une façon proportionnelle.

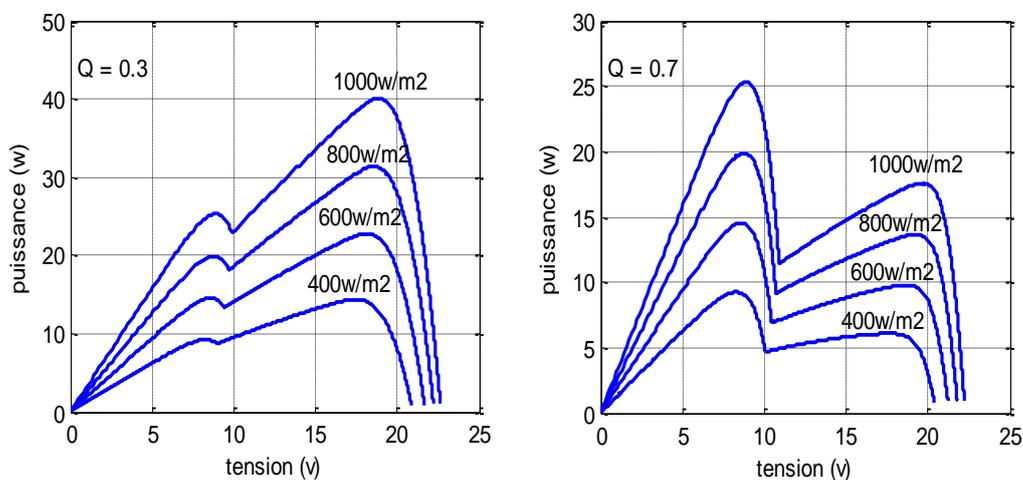


Figure II.13 : Influence de l'éclairement sur un module partiellement ombragé

II.5 Pertes de puissance causées par l'effet d'ombrage partiel

Dans cette partie, on s'intéresse à l'effet des profils d'ombrage sur la caractéristique électrique des modules PV. Dans ce contexte, plusieurs expérimentations ont été conduites et les résultats obtenus sont présentés dans ce qui suit.

II.5.1 Ombrage d'une seule cellule avec différents pourcentage

Dans ce test, un module de 150W qui contient 36 cellules en série de type poly cristallin a été utilisé, on a couvert une cellule quelconque de ce module avec différents masques (de 20% à 100%). La figure II.14 illustre les niveaux d'ombrage considérés.



Figure II.14 Niveaux d'ombrage considérés pour cellule PV

Les caractéristiques obtenues pour chaque niveau d'ombrage son présentées dans la figure II.15. (Q représente le pourcentage d'ombrage)

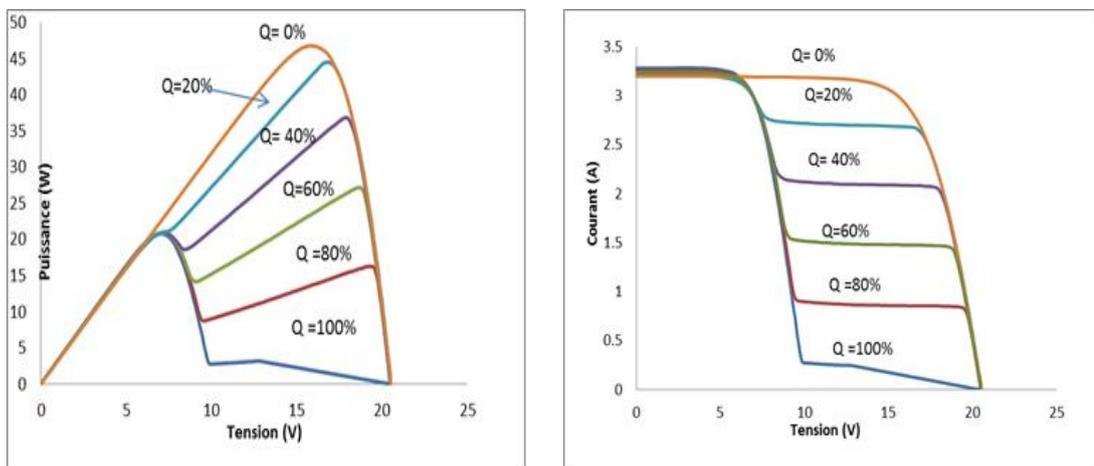


Figure II.15 Caractéristique électrique pour chaque niveau d'ombrage considéré

On remarque clairement l'effet de la diode by-pass sur les caractéristiques résultantes, on constate que la puissance d'un module diminue en fonction du pourcentage d'ombrage appliquée sur la cellule. Pour la cellule ombragée à 100%, elle provoque une perte en puissance de 50% par rapport à la puissance fournie par le module en absence d'ombrage.

II.5.2 Ombrage de plusieurs cellules en série

Dans ce test, on a comparé entre l'ombrage d'une seule cellule et l'ombrage de plusieurs cellules en série (toute une colonne de 6 cellules). La figure II.16 illustre configuration considérée.



Figure II.16 Configuration considérée pour la comparaison

Les caractéristiques obtenues pour cette comparaison sont présentées sur la Figure II.17.

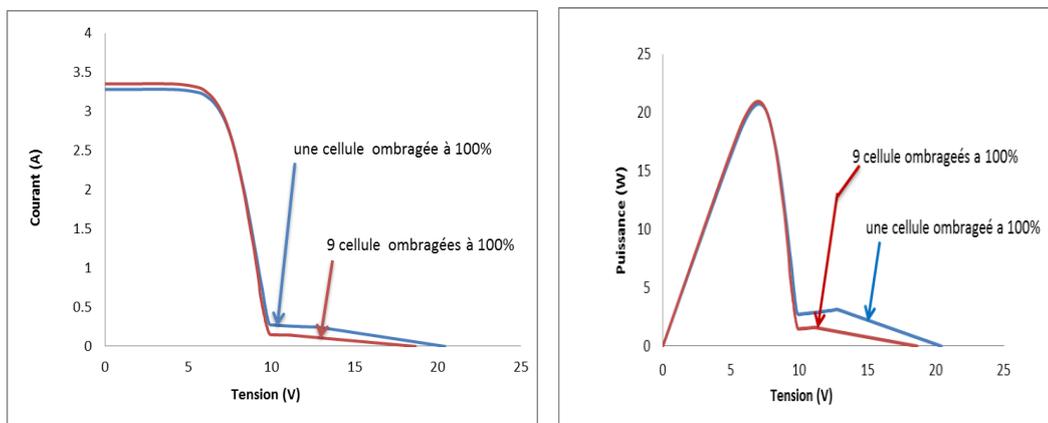


Figure II.17 : Caractéristiques obtenues pour la comparaison considérée

On remarque qu'il y'a une légère différence entre les caractéristiques d'une seule cellule ombragée et six cellules totalement ombragées, cette différence réside dans la partie inexploitable des courbes résultantes. On constate d'après ce test que si l'ombrage affecte plusieurs cellules dans la même branche d'un module PV, la caractéristique électrique résultante ressemble celle d'une seule cellule ombragée.

II.5.3 Ombrage de plusieurs cellules dans différentes parties du module PV

II.5.3.1 Ombrage vertical

Dans ce test, huit cas de figure ont été considérés, on a couvert six cellules en série et on a changé la position d'ombrage après le relevé de la courbe caractéristique pour chaque cas considéré. La figure II.18 illustre les différents cas considérés.

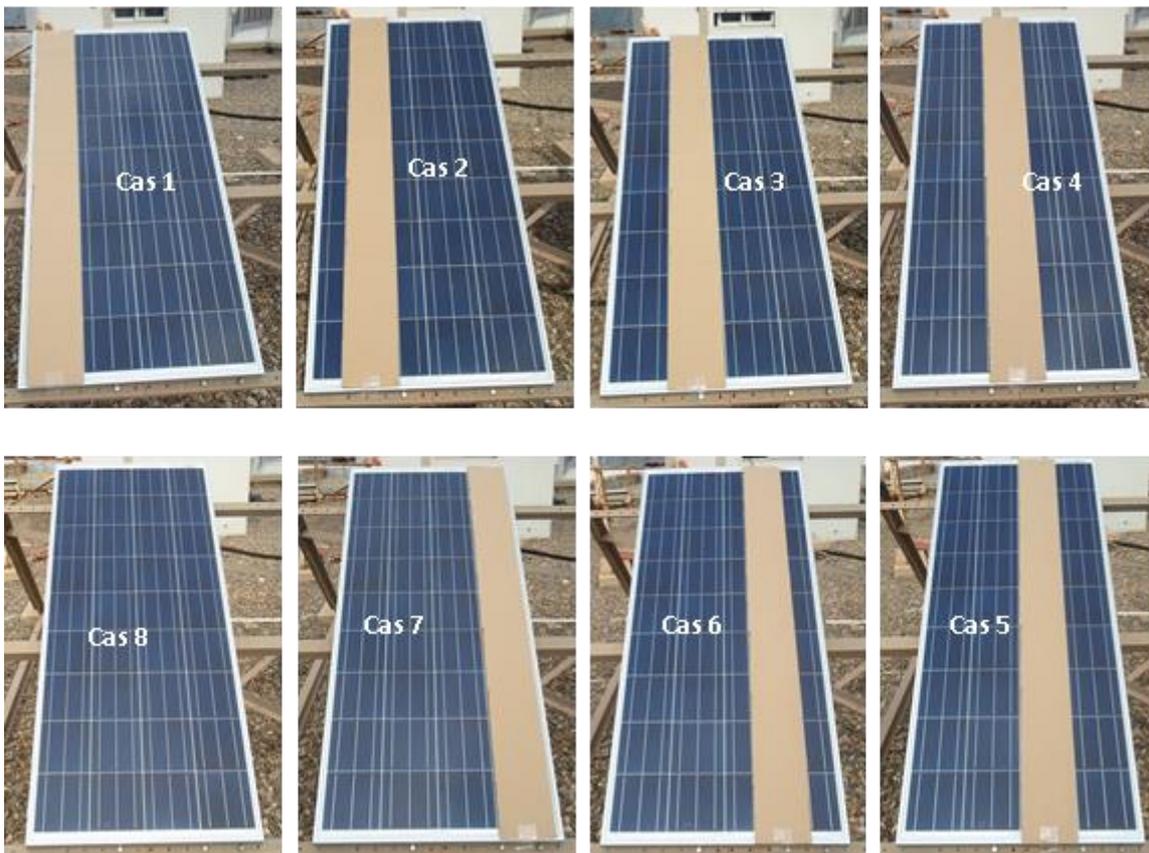
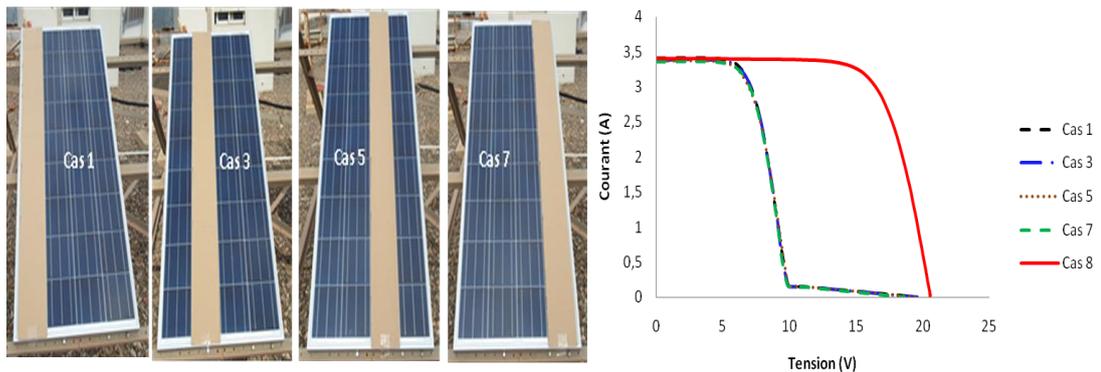
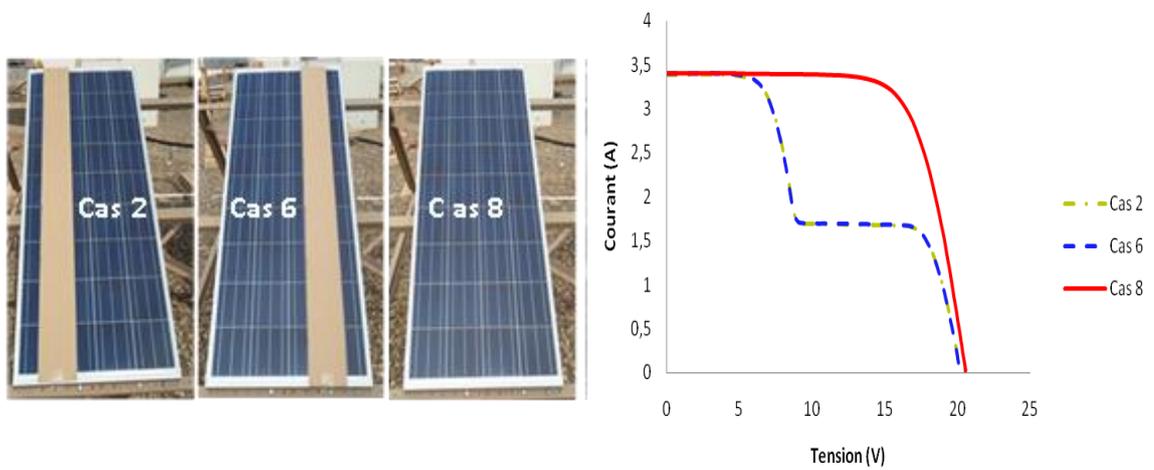


Figure II.18 Positionnement d'ombrage sur le module PV

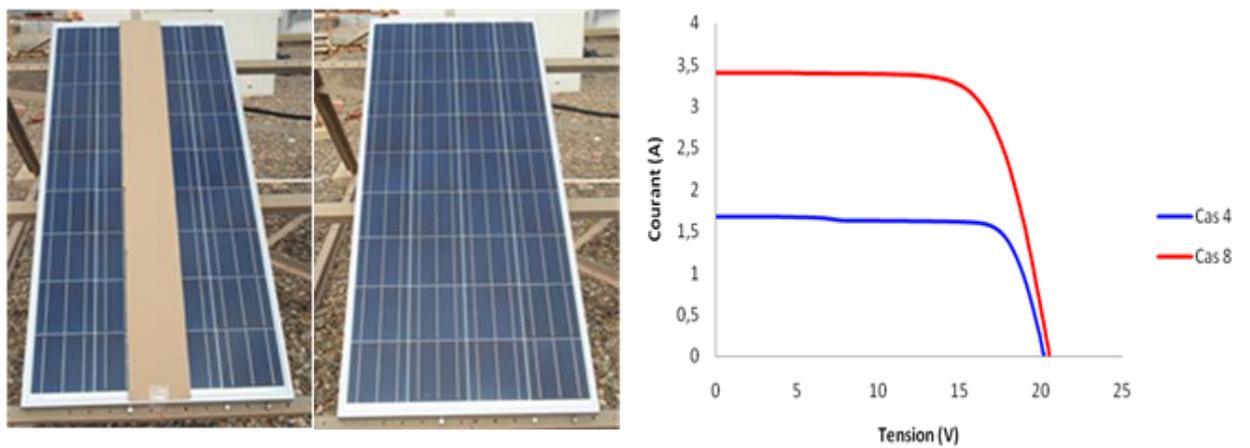
Les résultats obtenus pour ce test se ressemblent dans certains cas, on a les présentés selon les ressemblances remarquées. La figure II.19 représente les caractéristiques du module PV classées selon les ressemblances pour les huit cas considérés.



(a)



(b)



(c)

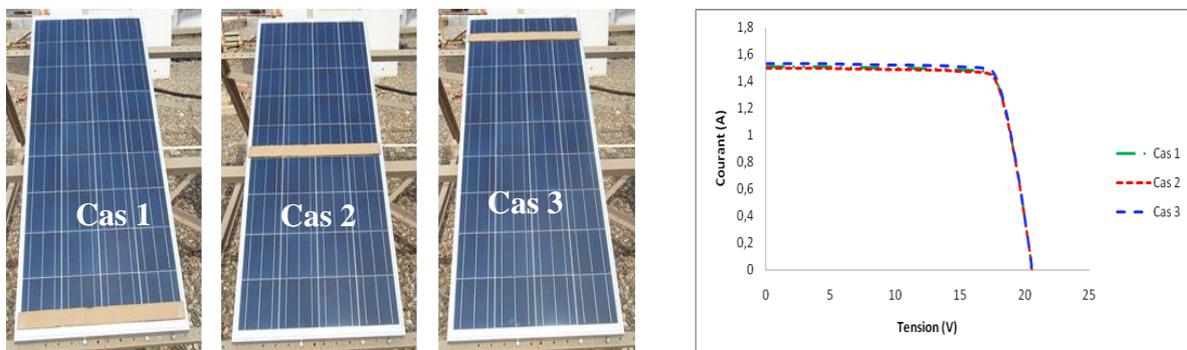
Figure II.19 : Ombrage vertical ; (a) : 100% sur la moitié d'une branche
 (b) : 50% sur la totalité d'une branche, (c) : 50% sur la moitié de deux branches

A partir de la figure II.19 (a et b) on constate que si l'ombrage vertical affecte un groupe de cellules appartient à la même branche (une seule diode en parallèle à ce groupe de cellule), la courbe caractéristique présente des cassures à cause des diodes by-pass.

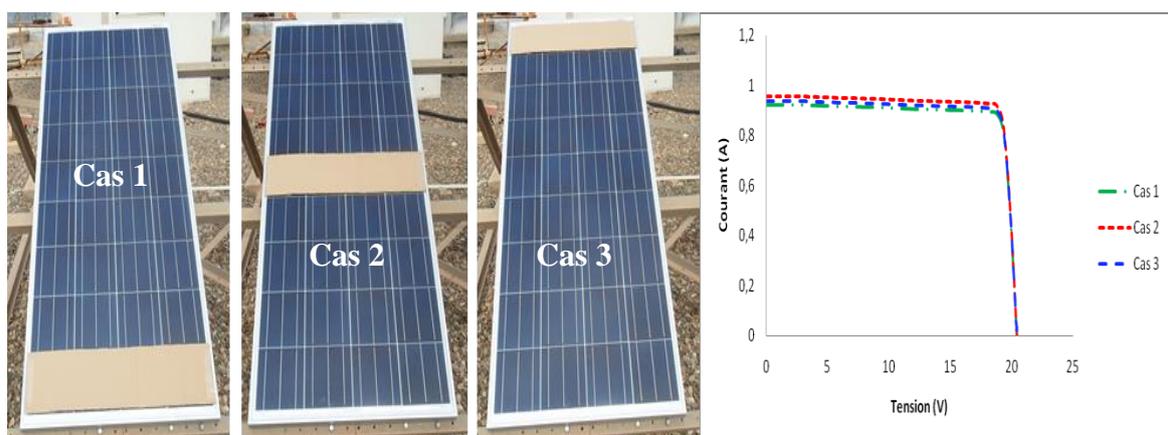
On constate aussi (à partir de la figure II.19 (c)) que si l'ombrage vertical affecte toutes les cellules de la même façon, la courbe caractéristique ne présente pas des cassures.

II.5.3.2 Ombrage horizontal

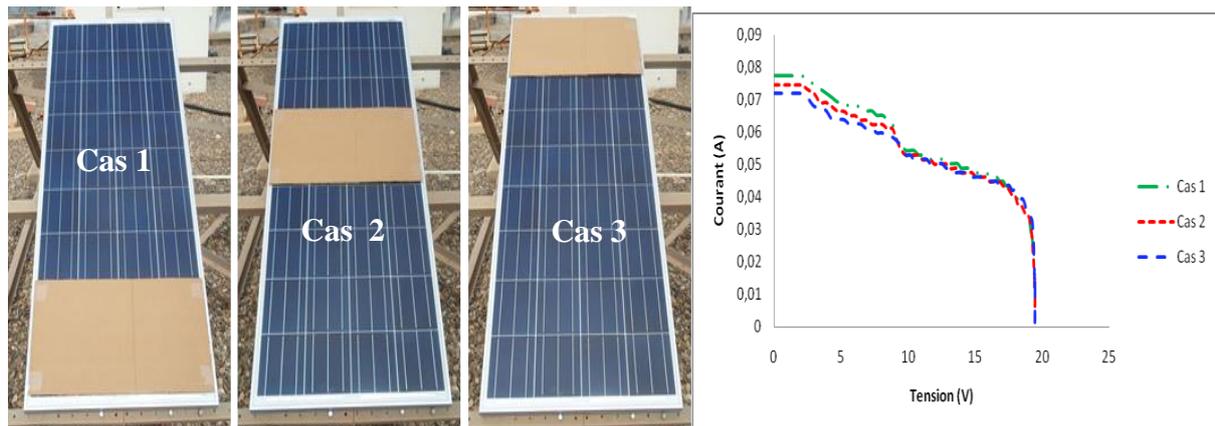
Dans ce test on a provoqué des ombrages horizontaux de différents pourcentages sur le module PV, la figure suivante illustre les cas considérés ainsi que les résultats de caractérisation obtenus.



(a)



(b)



(c)

Figure II.20 : Ombrage horizontal ; (a) : une ligne ombragée à 30%
 (b) : une ligne ombragée à 50%, (c) : une ligne ombragée à 100%

On constate que l'emplacement de l'ombrage horizontal sur les modules n'influe pas sur la forme de la courbe caractéristique. Et il ne provoque pas des cassures sur la courbe caractéristique des modules mais, il affecte fortement la puissance du module. A titre d'exemple, un ombrage horizontal d'environ 11% de la surface globale du module PV force le module à générer une puissance maximale de huit Watts par contre elle est de l'ordre de 22 Watts pour un ombrage vertical d'environ 25%.

II.6 conclusion

Dans ce chapitre nous avons développé un programme sur Matlab/Simulink pour simuler l'effet des diodes by-pass sur le comportement des modules PV en présence d'ombrage. Nous avons aussi effectué des tests expérimentaux afin d'établir l'influence d'emplacement d'ombrage sur la puissance fournie par les modules PV, ces tests nous ont permis de constater que l'ombrage horizontal provoque des pertes de puissance assez importantes par rapport à celles provoquées par un ombrage vertical.

CHAPITRE III**ETUDE ET MODELISATION DES DIFFERENTES CONFIGURATIONS PHOTOVOLTAÏQUE**

L'ombrage partiel est un problème fréquemment rencontré dans un système PV (photovoltaïque) qui peut réduire considérablement le rendement des champs photovoltaïques. [30-33]. 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, nous présenterons les résultats de simulation sous Matlab/Simulink, de l'effet d'ombrage partiel sur la production énergétique d'un panneau photovoltaïque qui contient seize modules de 180W chacun. Ces modules sont connectés selon différentes configurations à savoir ; la configuration série (S), parallèle (PRL), série-parallèle (SP), Bridge-Linked (BL), Honey-Comb (HC), et Total-Cross-Tied (TCT).

Nous allons aussi entamer l'influence de l'arrangement des modules PV ombragés dans le champ. Cela permet la redistribution de la forme d'ombrage.

III.2. Les différentes configurations de panneaux photovoltaïques

Plusieurs configurations des panneaux PV ont été proposées dans la littérature [34-36] afin d'exploiter le maximum d'énergie fournit par ce dernier. Dans ce qui suit, les configurations qui sont couramment utilisées dans les applications PV sont présentées.

III.2.1. Connexion Série

Tous les modules PV sont connectés en série comme indiqué sur la figure III.1, bien qu'une configuration en série puisse augmenter la tension de sortie, si les modules subissent un ombrage partiel ou des dysfonctionnements, la production de tension globale baisse substantiellement

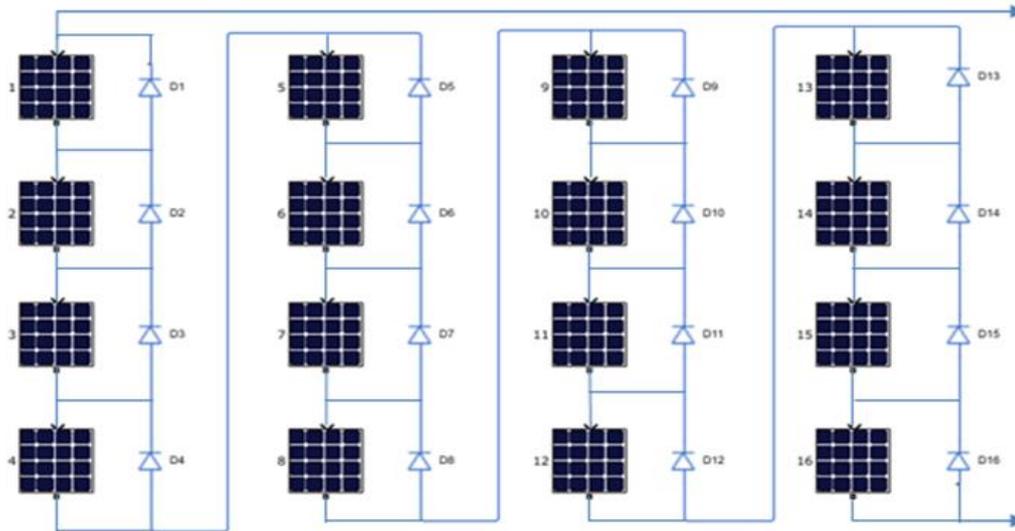


Figure III.1 : Connexion Série (16S).

III.2.2 Connexion Parallèle

Tous les modules PV sont connectés en parallèle comme représenté sur la figure III.2, bien qu'une configuration parallèle puisse augmenter le courant de sortie du module, si des modules subissent un ombrage partiel ou des dysfonctionnements, la production du courant global diminue.

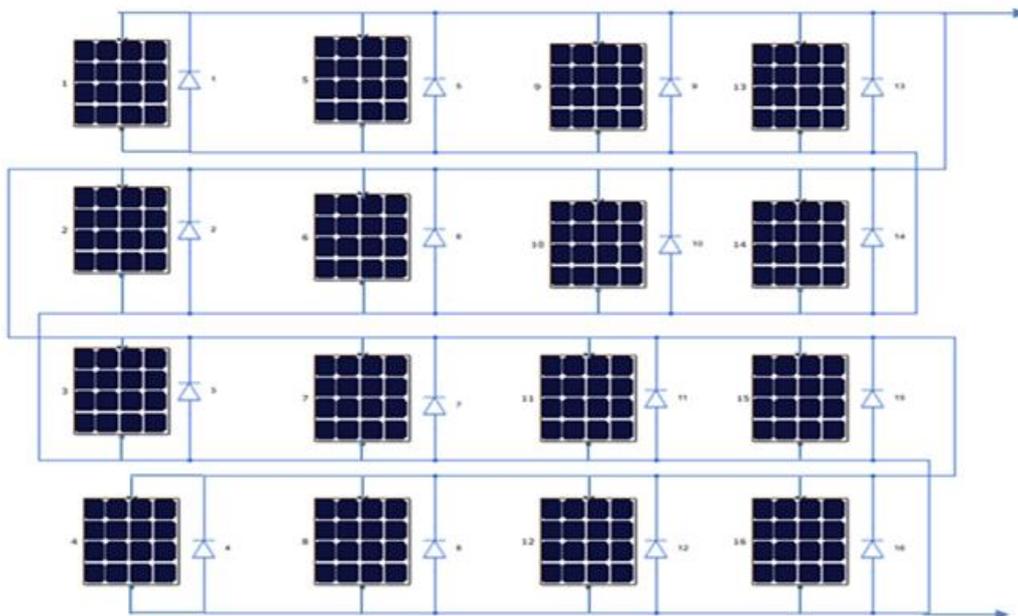
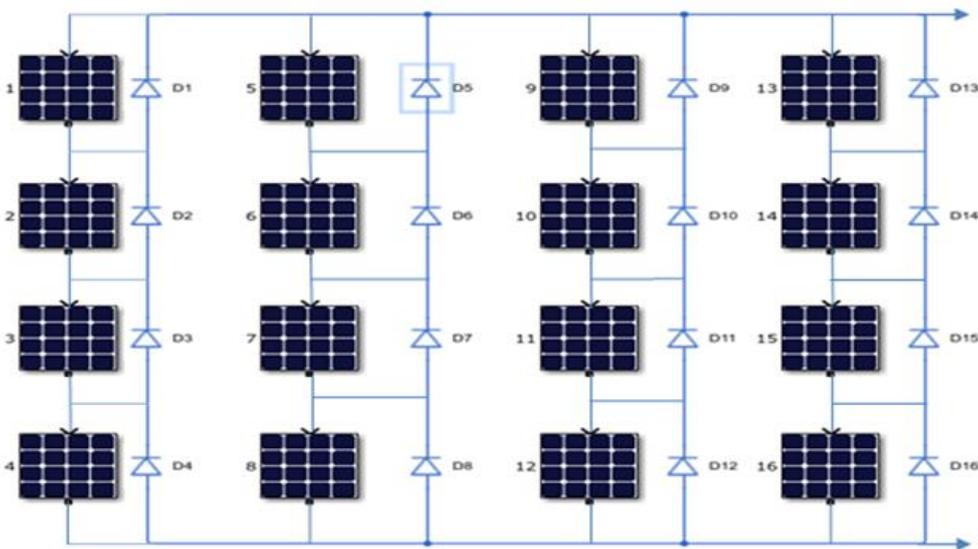


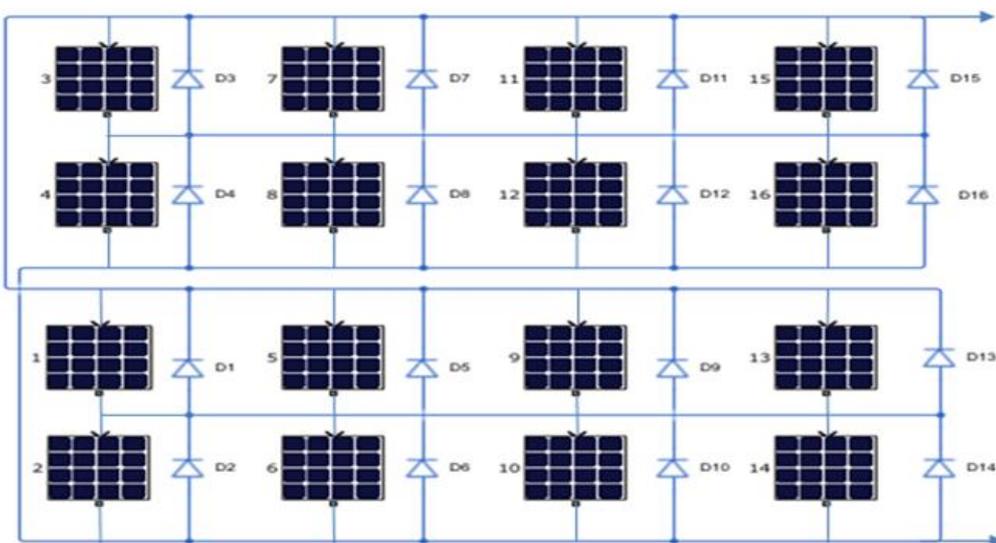
Figure III.2 : Connexion Parallèle (16P)

III.2.3 Connexion Série- parallèle (SP)

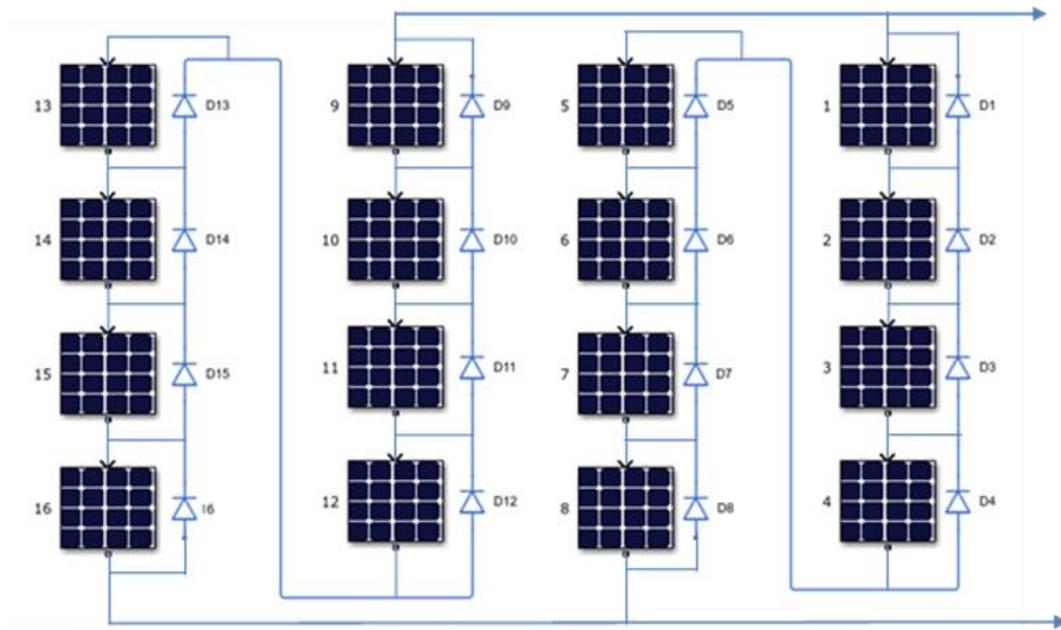
Tous les modules PV sont d'abord connectés en série puis en parallèle (figure III.3), ce type de configuration peut augmenter la tension et le courant de sortie du champ PV et son schéma de connexion est simple et facile à construire, cependant quand une branche d'une configuration série-parallèle subie un ombrage partiel ou des dysfonctionnements, le courant et la tension de sortie global diminuent substantiellement.



(a)



(b)

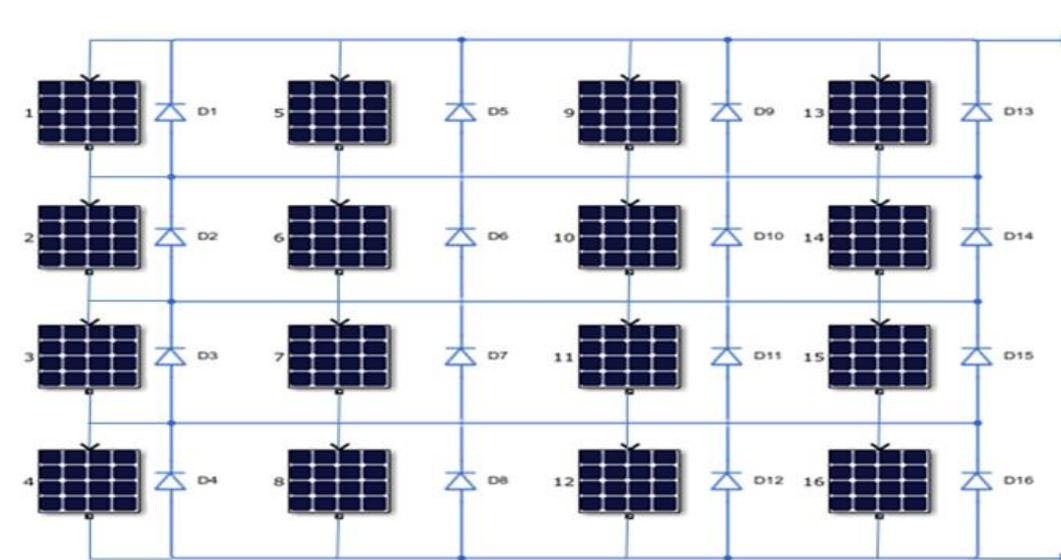


(c)

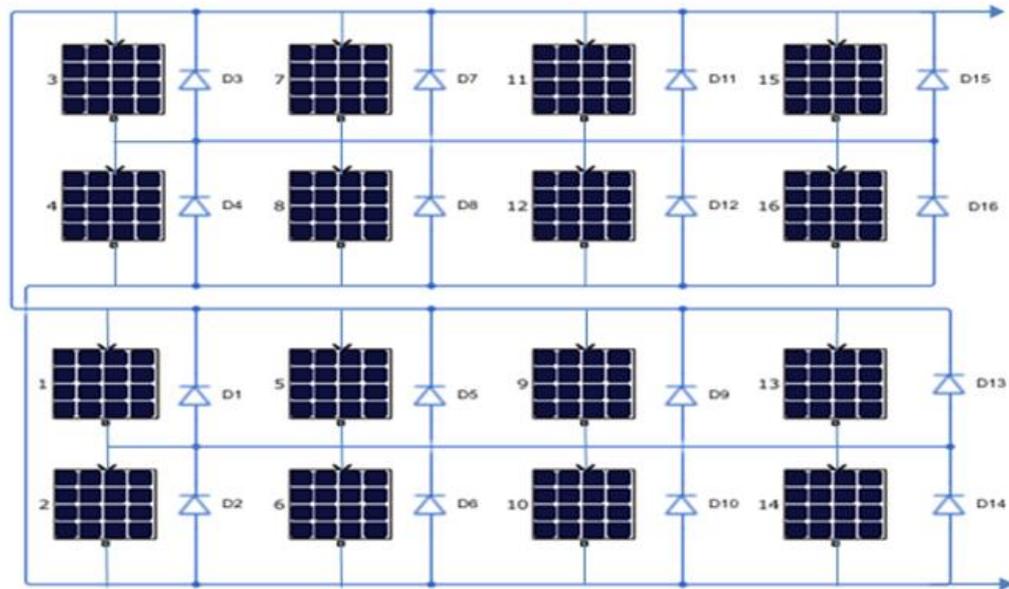
Figure III. 3 (a) Connexion Série- parallèle (4S*4P), (b) Connexion Série- parallèle (2S*8P), (c) Connexion Série- parallèle (8S*2P)

III.2.4 Connexion totalement croisée (Total Cross-Tied « TCT »)

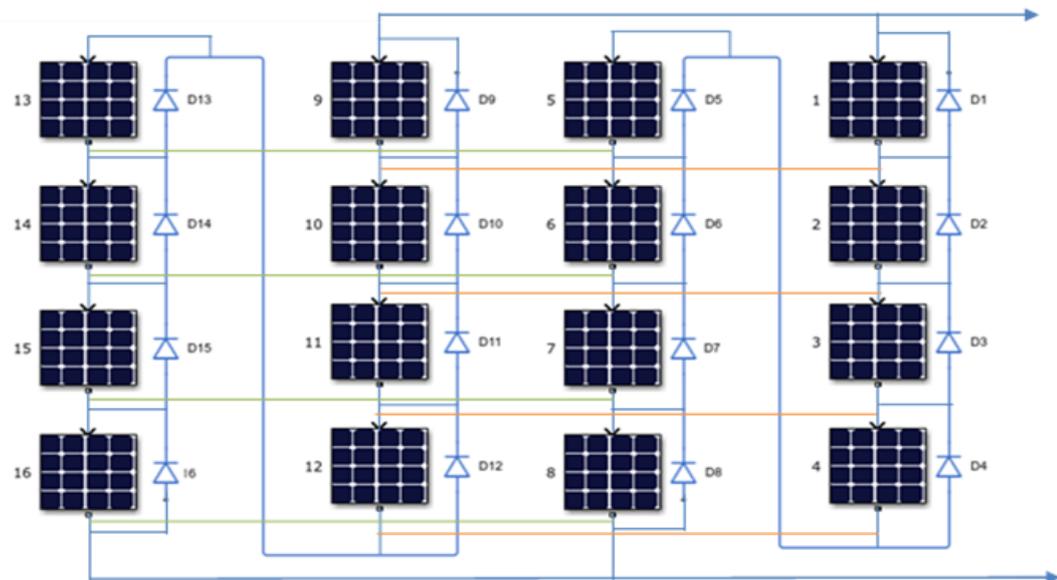
Cette configuration implique un schéma dans lequel les modules sont connectés en parallèle puis en série (figure III.4). Plusieurs modules PV sont d'abord connectés en parallèle, puis ses modules parallèles sont ensuite connectés en série.



(a)



(b)



(c)

Figure III.4. (a) Connexion totalement croisée (4*4 TCT),
 (b) Connexion totalement croisée (2*8 TCT), (c): Connexion totalement croisée (8*2 TCT).

III.2.5 Connexion en Pont-lié (Bridge-Linked « BL »)

Tous les modules PV sont connectés en utilisant une architecture de pont, comme il est montré sur la figure III.5.

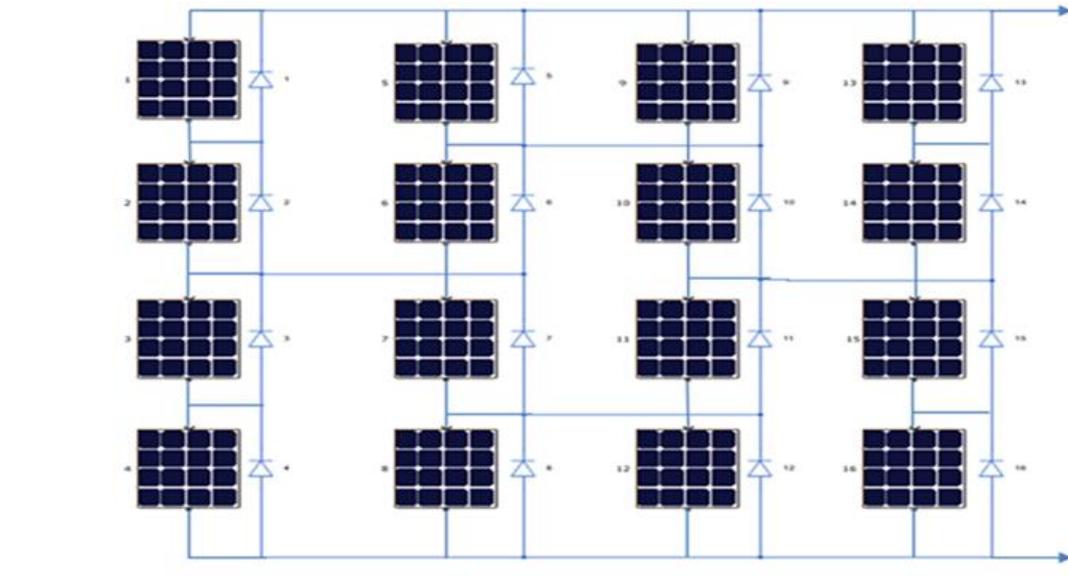


Figure III.5 : Connexion en Pont-lié (4*4BL).

III.2.6 Connexion en nid d'abeilles (Honey comb « HC »)

Les modules PV sont connectés dans une architecture de nid d'abeilles comme le montre la figure III.6, tel configuration peut réduire les pertes de puissance dans certains cas mais pas toutes les conditions d'ombrage, par conséquent ce schéma de connexion possède une robustesse insuffisante.

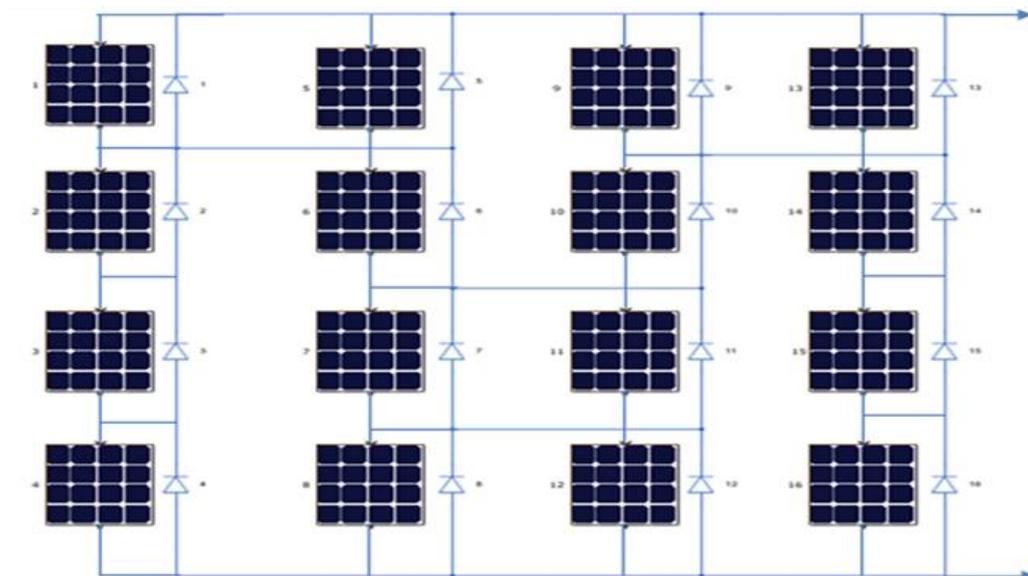


Figure III.6 : Connexion en nid d'abeilles (4*4HC).

III.3 Puissance Du Champ Pv Pour Différentes Configurations

III.3.1 simulation en absence d'ombrage

Le champ que nous avons simulé dans cette étude est constitué de 16 modules de 180W chacun. Les résultats de simulation pour toutes les configurations sous les conditions standards (1000 w/m^2 , 25°C) sont présentés sur la figure III.7.

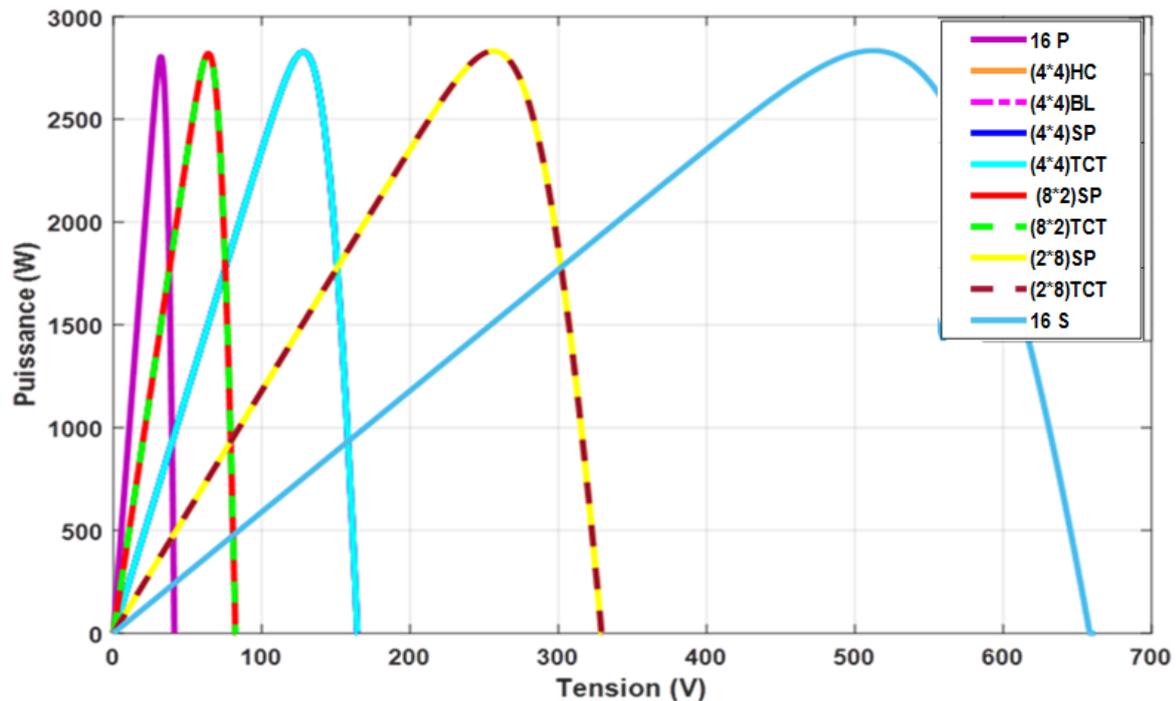


Figure III.7 : Les caractéristiques (P-V) pour différentes configurations du champ
Sous les conditions uniformes d'éclairement

- Nous constatons que toutes les configurations présentent la même puissance dans les conditions standards et en absence d'ombrage.

III.3.2 Simulation en présence d'ombrage partiel

Afin d'évaluer l'influence des configurations des modules PV dans le cas d'ombrage sur le rendement des installations photovoltaïques, nous avons considéré dans notre étude trois scénarios d'ombrage : scénario 1, scénario 2, scénario 3. Ces scénarios sont détaillés dans ce qui suit.

III.3.2.1 Premier scénario (S1)

Dans le premier scénario, le premier module dans le coin supérieur gauche du générateur PV a été ombré à 70 %, 50% et puis 30% ($300\text{W}/\text{m}^2$, $500\text{W}/\text{m}^2$ et $700\text{W}/\text{m}^2$). L'éclairement des autres modules est considéré fixe et égale à $1000\text{W}/\text{m}^2$. La figure III.8 illustre ce scénario.

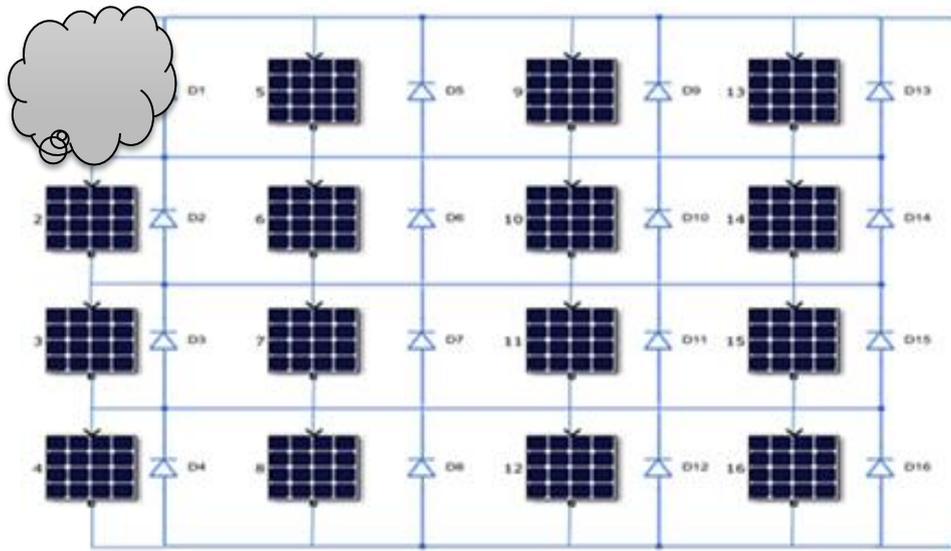


Figure III.8: Schéma de connexion et la distribution des éclairements dans champ PV. (1er cas du scénario 1)

300	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000

Tableau III.1 : Distribution des éclairements dans champ PV (1eme cas du scénario 1)

- le premier cas dans ce scénario (S1) considère un seul module ombragé avec $E = 300\text{W}/\text{m}^2$, le reste des modules reçoivent un éclairement de $1000\text{W}/\text{m}^2$. Les résultantes de simulation sont présentées dans la figure III.9.

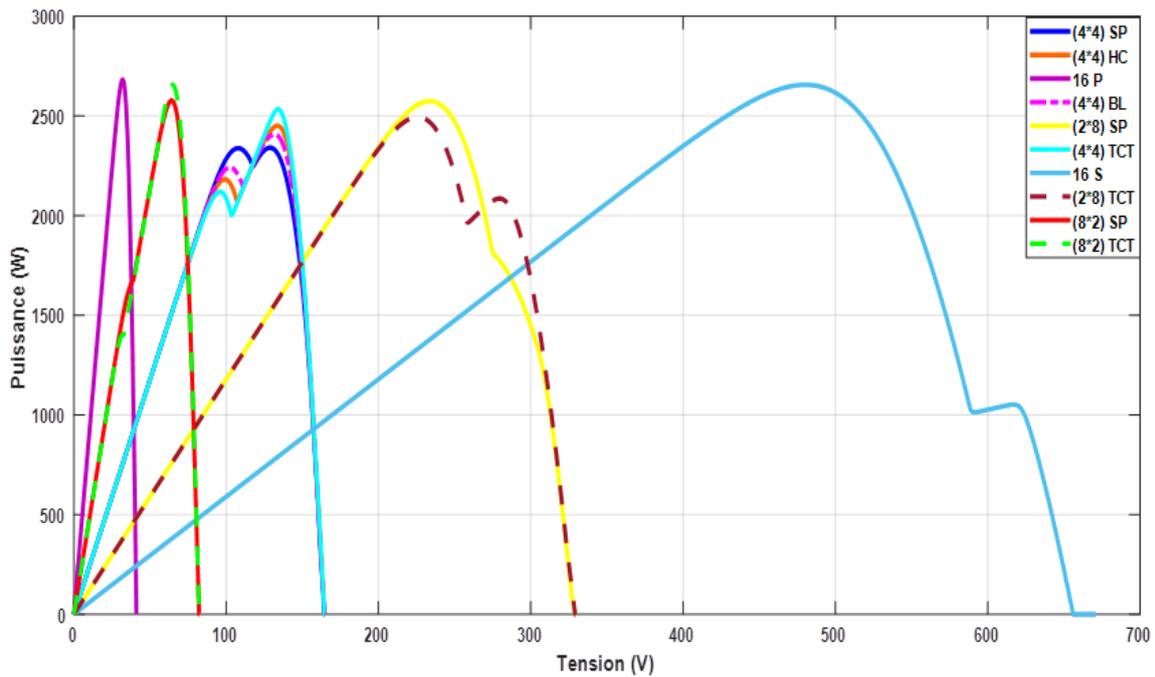


Figure III.9: Les caractéristiques (P-V) avec différentes configuration du champ (4*4) Sous d'ombrage partiel ($E=300 \text{ W/m}^2$)

Pour le scénario(S1) avec un seul module ombragé (300 W/m^2) ; on remarque que les configurations : (SP), (S), (BL) et (HC) ont presque les mêmes performances, elles présentent les mêmes puissances maximales. Pour la combinaison (4*4), la configuration TCT présente la meilleure puissance fournie.

- Le deuxième cas dans ce scénario (S1) augmente le niveau d'ombrage à 500 W/m^2 . Les résultats de simulation sont présentés dans la figure III.10.

500	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000

Tableau III.2 : Distribution des éclairagements dans champ PV (2eme cas du scénario 1)

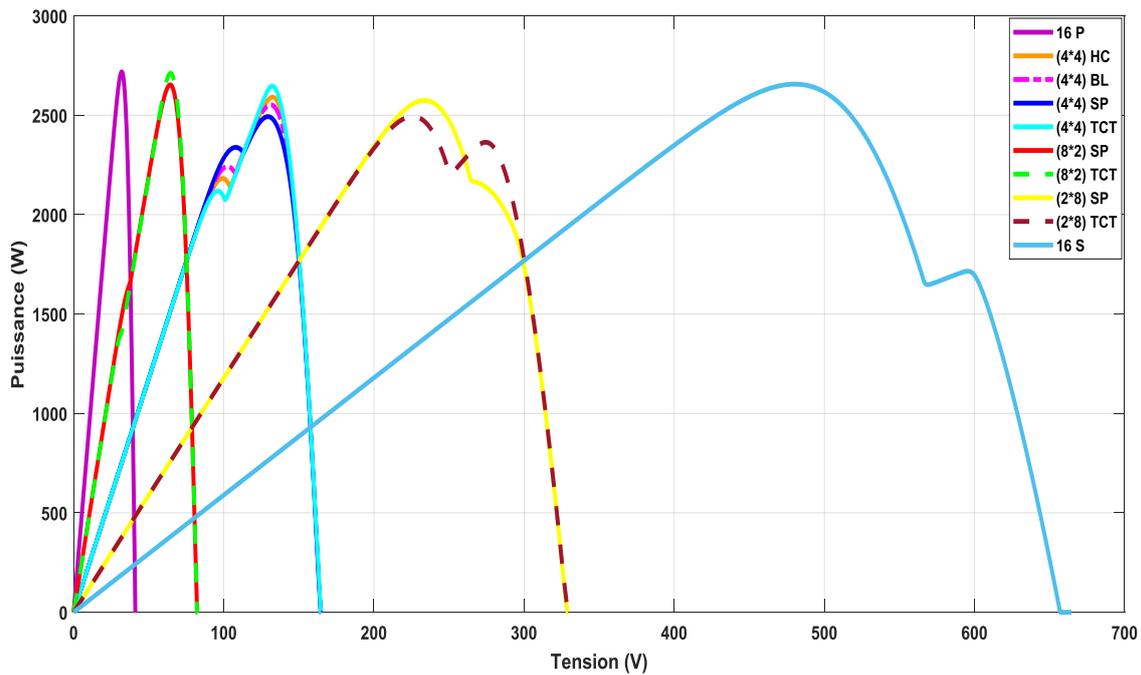


Figure III.10: Les caractéristiques (P-V) avec différentes configurations du champ) Sous ombrage partiel ($E=500 \text{ W/m}^2$).

Pour ce cas d’ombrage ($E=500 \text{ W/m}^2$) ; on remarque que dans la (Figure III.14) que les configurations : 16P, 16S, (8*2)SP, (4*4)TCT, et (8*2)TCT ont les meilleures performances donc la plus grande puissance par rapport ou autre configurations.

- Le troisième cas dans ce scénario (S1) augmente le niveau d’éclairement à 700 W/m^2 . Les résultantes de simulation sont représentées sur la figure III.11.

700	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000

Tableau III.3 : Distribution des éclairagements dans le champ PV (3eme cas du scénario 1)

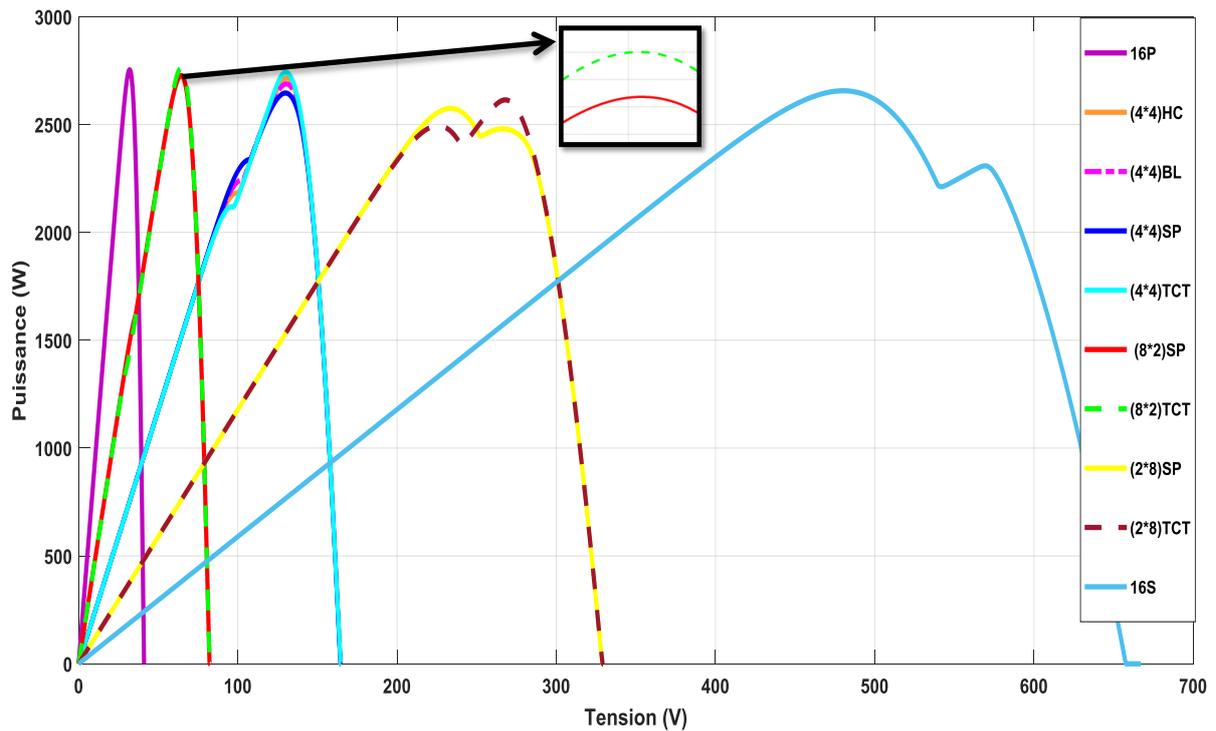


Figure III.11: Les caractéristiques (P-V) avec différents configuration de champ sous ombrage partiel ($E=700 \text{ W/m}^2$).

Dans ce cas d'ombrage de ($E=700 \text{ W/m}^2$) ; on remarque que toutes les configurations présentent presque la même puissance maximale car l'ombre appliquée est très faible.

- ✓ Le tableau ci-dessous récapitule les résultats obtenus pour le premier scénario avec les trois cas considérés.

Configurations	Puissance Max en 'W' -Scénario 1-		
	1er cas : 300 W/m ²	2eme cas : 500W/m ²	3eme cas : 700 W/m ²
(4*4) SP	2.3406e+03	2.4930e+03	2.6459e+03
(4*4) HC	2.4509e+03	2.5906e+03	2.7150e+03
(4*4) BL	2.4077e+03	2.4077e+03	2.6883e+03
(4*4) TCT	2.5333e+03	2.6464e+03	2.7420e+03
(2*8) SP	2.4077e+03	2.5746e+03	2.5747e+03
(2*8) TCT	2.4941e+03	2.4942e+03	2.6140e+03
(8*2) SP	2.5771e+03	2.6527e+03	2.7273e+03
(8*2) TCT	2.6560e+03	2.7108e+03	2.7602e+03
16 P	2.6816e+03	2.7179e+03	2.7535e+03
16 S	2.6816e+03	2.6562e+03	2.6563e+03

Tableau III.4 : Les valeurs de puissances Max pour différentes configurations (Scénario 1)

On constate que, dans la plupart des combinaisons, la configuration TCT présente la meilleure valeur de puissance.

Pour les deux configurations série 16S et parallèle 16P, malgré qu'elles présentent des puissances assez importantes par rapport à d'autres configurations mais leur utilisation reste limitée car le courant et la tension issue de ces deux configurations ne sont pas adaptés aux onduleurs utilisés dans les applications photovoltaïques de grande puissance (courant et tension d'entrées importants).

III.3.2.2 Deuxième scénario (S2)

Dans le deuxième scénario, quatre modules à gauche étaient ombrés de même pourcentage (1er cas : $300\text{W}/\text{m}^2$, 2eme cas: $500\text{W}/\text{m}^2$ et 3eme cas: $700\text{W}/\text{m}^2$).

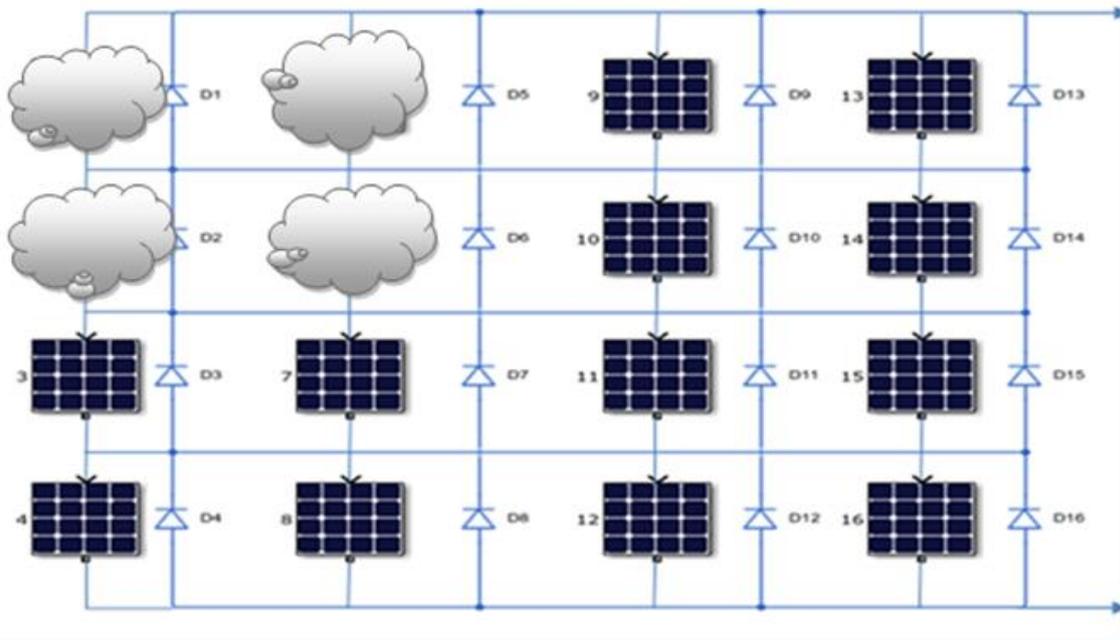


Figure III.12 : « Scénario 2 » Le schéma de connexion.

- Le premier cas de ce scénario (S2) considère quatre modules avec un niveau d'éclairement de $300\text{W}/\text{m}^2$, le reste des modules reçoivent un éclairement de $1000\text{W}/\text{m}^2$. Les résultats de simulation sont représentés sur la figure III.13.

300	300	1000	1000
300	300	1000	1000
1000	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000

Tableau III.5 : Distribution des éclairements dans le champ PV (1er cas du scénario 2)

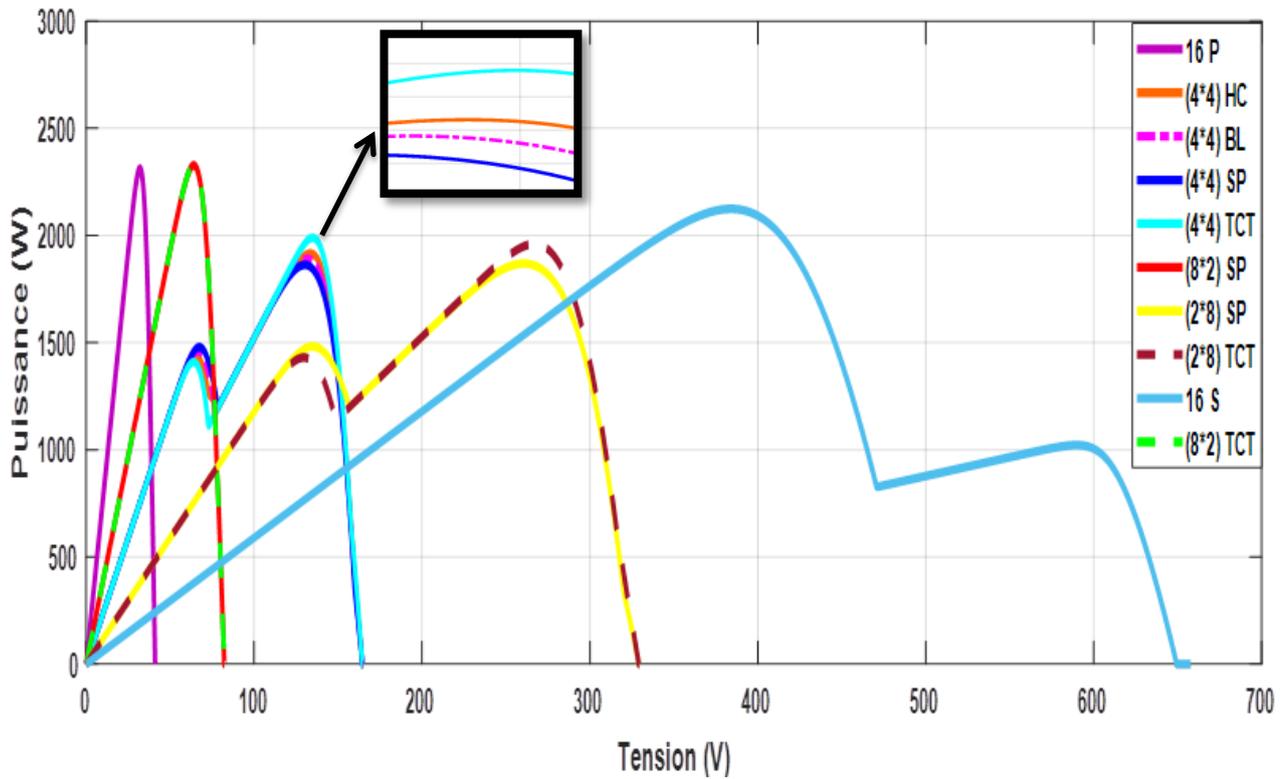


Figure III.13: Les caractéristiques (P-V) pour différentes configurations du champ sous Ombrage partiel de 300 W/m².

On constate que les puissances les plus élevées se trouvent dans la configuration (16P) et (8*2)SP. On constate aussi que pour les combinaisons (4*4) et (8*2) la configuration TCT présente la meilleure puissance.

- Dans le deuxième cas de ce scénario (S2), les quatre modules sont exposés à 500 W/m², les résultats obtenus sont présentés sur la figure III.14.

500	500	1000	1000
500	500	1000	1000
1000	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000

Tableau III.6: Distribution des éclairagements dans le champ PV (2eme cas du scénario 2)

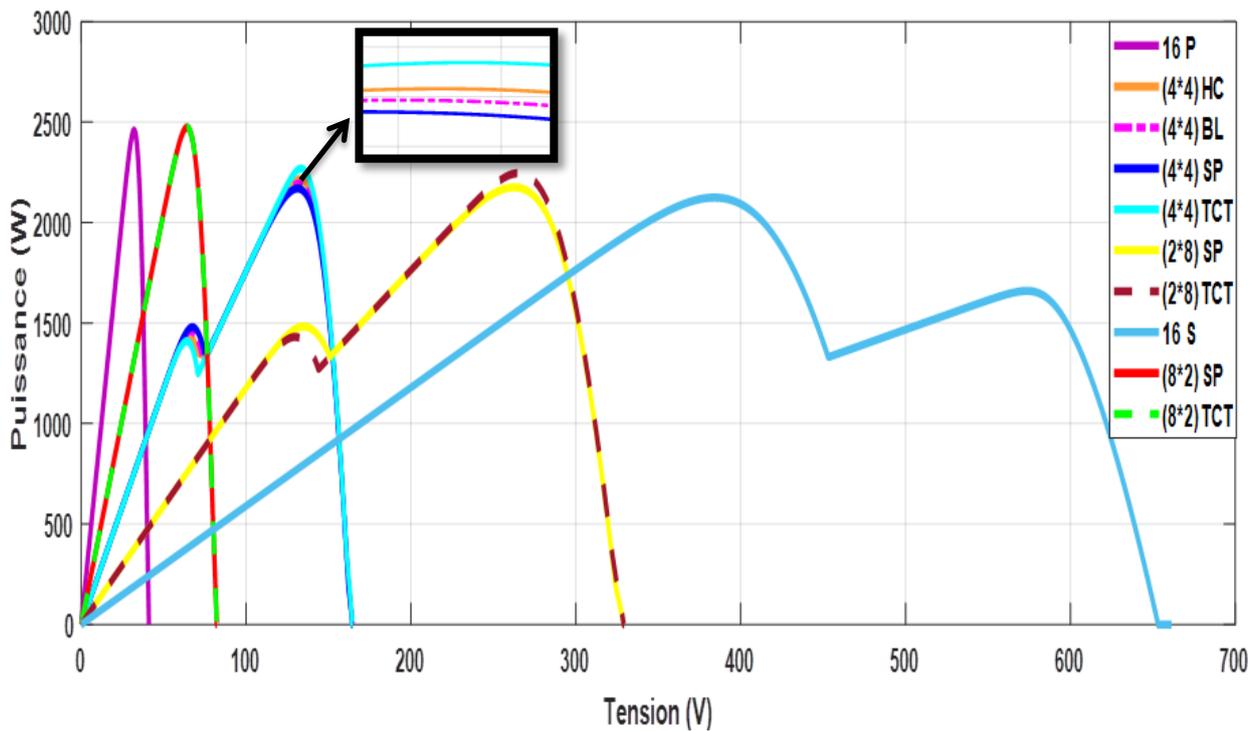


Figure III.14: Les caractéristiques (P-V) pour différentes configurations du champ sous ombrage partiel ($E=500 \text{ W/m}^2$)

On constate que les puissances les plus élevées se trouvent dans la configuration (16P) et (8*2)SP. On constate aussi que pour les combinaisons (4*4) et (8*2) la configuration TCT présente la meilleure puissance.

- Le troisième cas de ce scénario (S2), les quatre modules sont exposés à 700 W/m^2 , les résultats obtenus sont présentés sur la figure III.14.

700	700	1000	1000
700	700	1000	1000
1000	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000

Tableau III.7: Distribution des éclairagements dans le champ PV (3eme cas du scénario2)

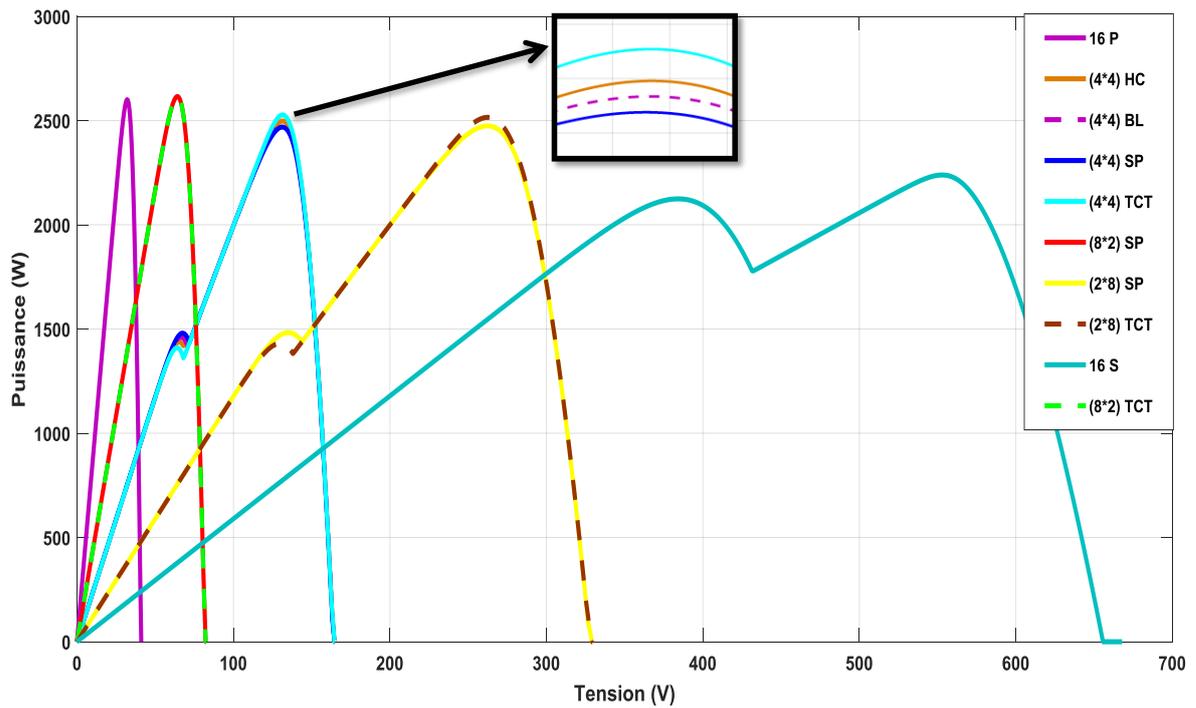


Figure III.15: Les caractéristiques (P - V) avec différentes configurations du champ sous ombrage partiel ($E=700 \text{ W/m}^2$).

On remarque que les configurations (16P), (8*2)SP et (8*2)TCT donnent une puissance plus grande et les configurations (4*4)HC, (4*4)TCT et (2*8)TCT donnent presque la même puissance. Par contre la configuration (4*4)SP, (4*4)BL et (2*8) donne une puissance faible.

- ✓ Le tableau ci-dessous récapitule les résultats obtenus pour le deuxième scénario avec les trois cas considérés

Configurations	Puissance Max en 'W' -Scénario 2-		
	1er cas :300 W/m ²	2 eme cas 500 W/m ²	3eme cas:700W/m ²
(4*4) SP	1.8630e+03	2.1695e+03	2.4690e+03
(4*4) HC	1.9156e+03	2.2160e+03	2.4979e+03
(4*4) BL	1.8912e+03	2.1931e+03	2.4836e+03
(4*4) TCT	1.9895e+03	2.2687e+03	2.5271e+03
(2*8) SP	1.8689e+03	2.1754e+03	2.4746e+03
(2*8)TCT	1.9600e+03	2.2458e+03	2.5153e+03
(8*2) SP	2.3275e+03	2.4729e+03	2.6152e+03
(8*2)TCT	2.3275e+03	2.4729e+03	2.6152e+03
P	2.3121e+03	2.4575e+03	2.5998e+03
S	2.1239e+03	2.1242e+03	2.2390e+03

Tableau III.8: Les valeurs de puissances Max pour différentes configurations (Scénario 2)

Les résultats de simulation obtenue pour les trois niveaux d'éclairément (300W/m², 500W/m² et 700W/m²) montrent que les configurations : (4*4)SP, (4*4)HC, (4*4)BL, (4*4)TCT, (2*8) SP, (2*8)TCT ont presque les même performances qui présentent les mêmes valeurs de puissances.

La configuration TCT reste toujours la meilleure par rapport aux autre configurations, elle présente toujours la puissance la plus élevée.

III.3.2.3 Troisième Scénario (S3)

Dans le dernier scénario, neuf modules à gauche étaient ombrés à (300 w/m^2 , 500 w/m^2 et 700 w/m^2), (Figure III.16).

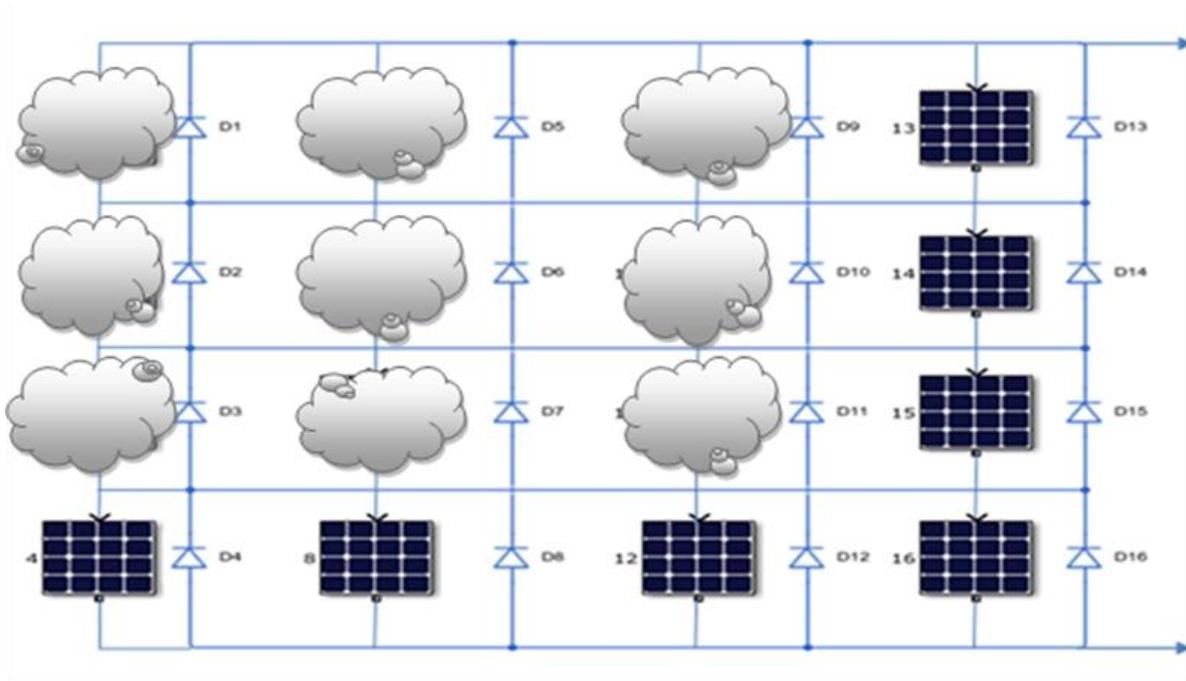


Figure III.16 : « Scénario 3 » Le schéma de connexion.

- Dans le premier cas de ce scénario (S3), neuf modules sont exposés à un éclairement de 300 W/m^2 . Les résultats obtenus sont présentés sur la figure III.17.

300	300	300	1000
300	300	300	1000
300	300	300	1000
1000	1000	1000	1000

Tableau III.9: Distribution des éclairements dans le champ PV (1er cas du scénario 3)

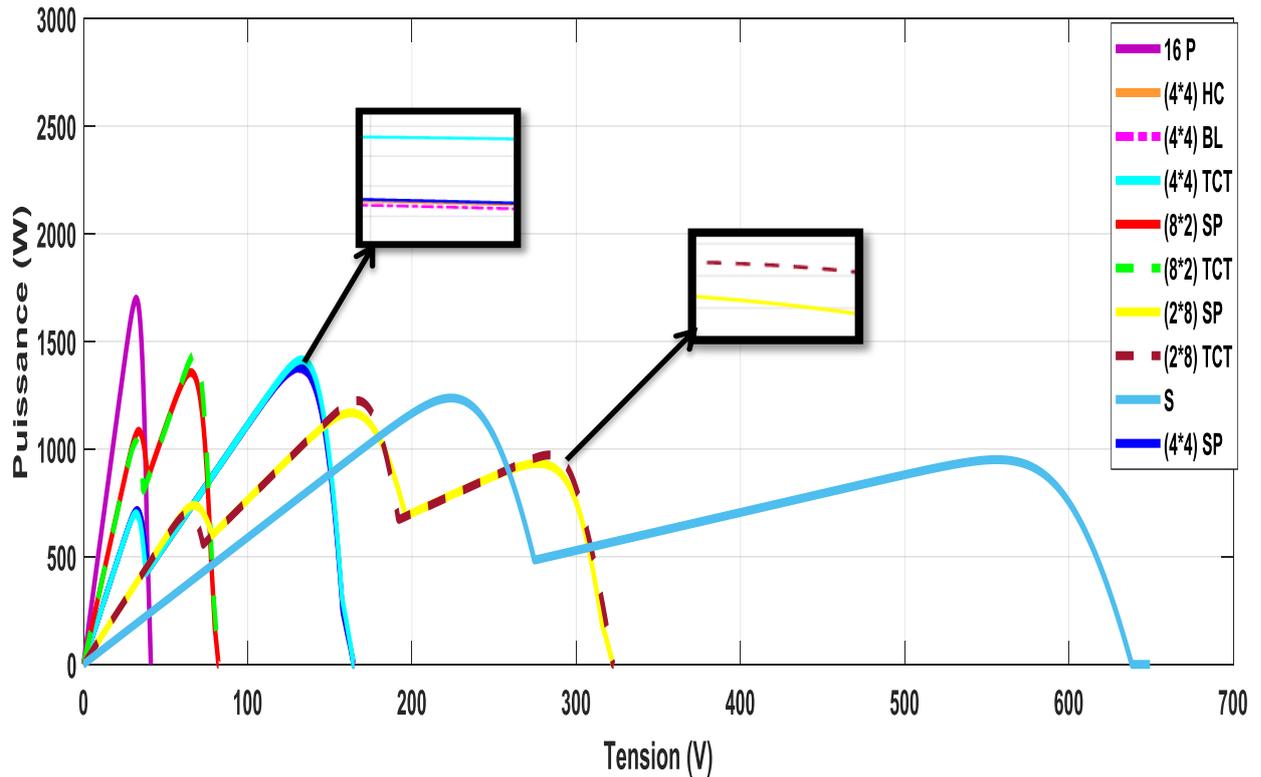


Figure III.17: Les caractéristiques (P-V) pour différentes configurations du champ sous ombrage Partiel ($E=300 \text{ W/m}^2$).

Les résultats de simulation présentés dans la figure III.17 de montrent que presque toutes les configurations ont une faible puissance par rapport aux autres configurations des scénarios (S1 et S2), cela est due principalement au nombre important des modules ombragés.

La configuration TCT reste toujours la meilleure quel que soit la combinaison des modules.

- Dans le deuxième cas de ce scénario (S3), les neuf modules sont exposés à un éclairement de 500 W/m^2 . Les résultats obtenus sont présentés sur la figure III.18.

500	500	500	1000
500	500	500	1000
500	500	500	1000
1000	1000	1000	1000

Tableau III.10: Distribution des éclairagements dans le champ PV (2eme cas du scénario 3)

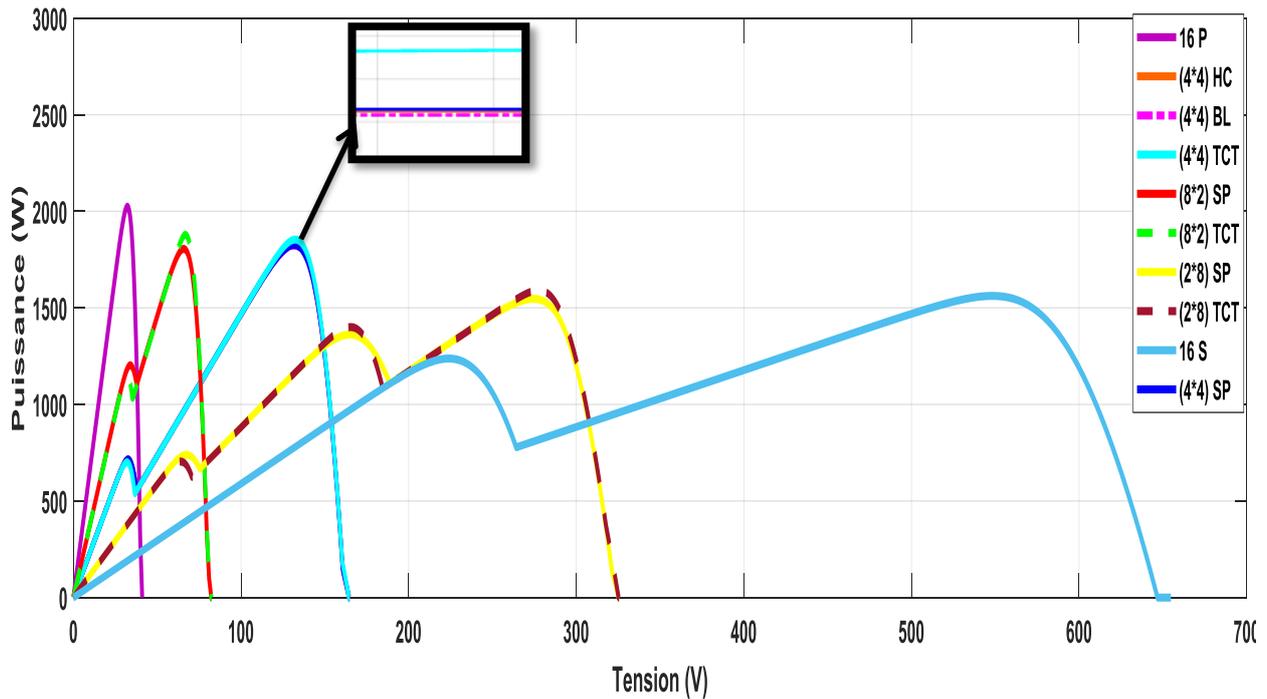


Figure III.18: Les caractéristiques (P-V) pour différentes configurations du champ sous ombrage partiel ($E=500 \text{ W/m}^2$).

On remarque que pour toutes les combinaisons proposées, la configuration TCT reste légèrement la meilleure.

- Dans le troisième cas de ce scénario (S3), les neuf modules sont exposés à un éclairement de 700 W/m^2 . Les résultats de simulation sont présentés sur la figure III.19.

700	700	700	1000
700	700	700	1000
700	700	700	1000
1000	1000	1000	1000

Tableau III.11: Distribution des éclairagements dans le champ PV (3eme cas du scénario 3)

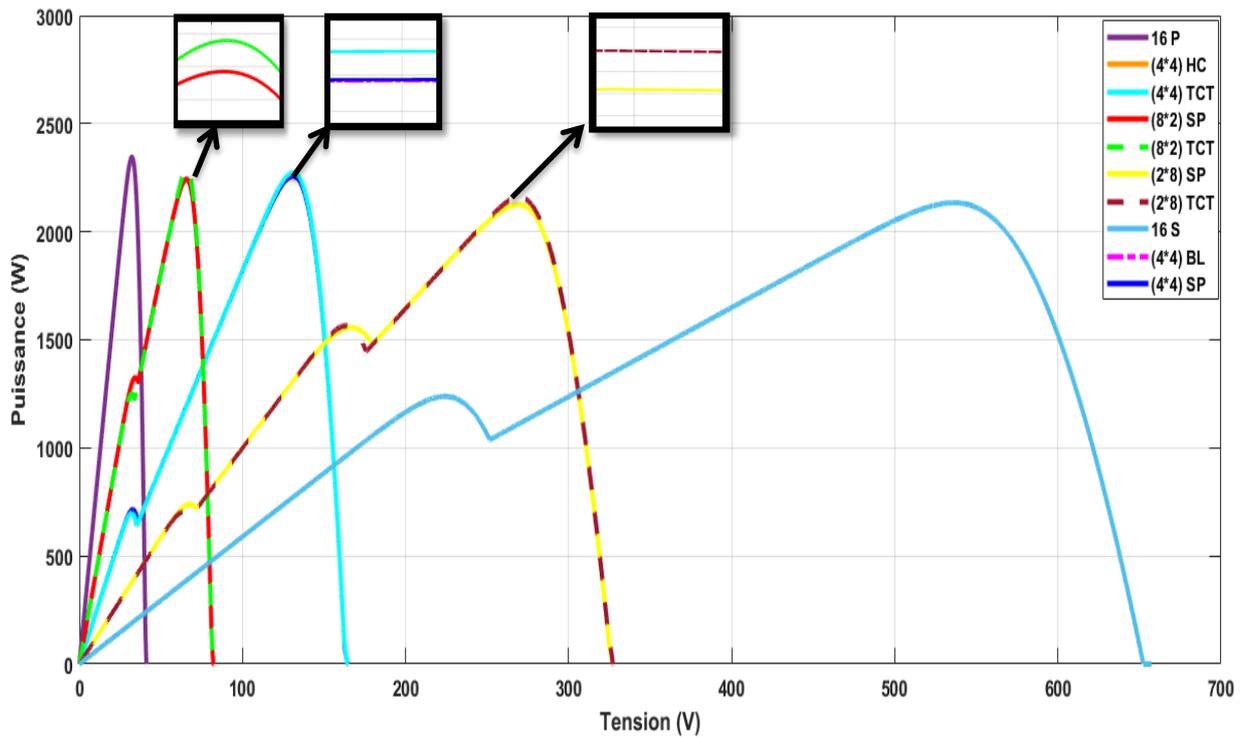


Figure III.19: Les caractéristiques (P-V) pour différentes configurations du champ sous ombrage partiel ($E=700 \text{ W/m}^2$).

Dans ce cas la figure III.19, les puissances fournies sont un peu élevées par rapport aux deux cas présentés auparavant, cela est due au fait que les modules ombragés sont exposés à un niveau d'éclairement plus grand.

La configuration TCT reste toujours la meilleure quel que soit la combinaison proposée.

- ✓ Le tableau ci-dessous récapitule les résultats obtenus pour le deuxième scénario avec les trois cas considérés

Configurations	Puissance Max en 'W' -Scénario 3-		
	1er cas :300 W/m ²	2 eme cas :500W/m ²	3eme cas:700W/m ²
(4*4) SP	1.3768e+03	1.8259e+03	2.2577e+03
(4*4) HC	1.3758e+03	1.8252e+03	2.2575e+03
(4*4) BL	1.3732e+03	1.8232e+03	2.2570e+03
(4*4) TCT	1.3557e+03	1.8536e+03	2.2734e+03
8*2	1.3557e+03	1.8052e+03	2.2428e+03
(8*2) TCT	1.4386e+03	1.8777e+03	2.2901e+03
(2*8) SP	1.1679e+03	1.5467e+03	2.1263e+03
(2*8) TCT	1.2246e+03	1.5906e+03	2.1602e+03
P	1.6964e+03	2.0238e+03	2.3441e+03
S	1.2368e+03	1.5619e+03	2.1339e+03

Tableau III.12 : Les valeurs de puissances Max pour différentes configurations (Scénario 3)

Pour le scénario (S3) ou les neuf modules sont complètement et uniformément ombragés respectivement avec des valeurs d'éclaircements de 300 W/m², 500 W/m² et 700W/m², les simulations donnent différents résultats en termes de valeurs de puissance, mais la configuration TCT fournit toujours les meilleures puissances.

III.4 Effet de l'arrangement des modules ombragés dans le champ PV

En raison de son apport dans l'amélioration des performances des systèmes PV, la configuration TCT a été utilisée dans cette deuxième partie de chapitre afin d'étudier l'effet de l'arrangement des modules ombragés dans les champs PV. Un profil d'ombrage quelconque a été adopté pour réaliser cette étude. Le champ PV proposé contient seize modules de 180W chacun et chaque groupe de quatre modules est exposé à un éclairement de 1000W/m², 700W/m², 500W/m² et 300W/m² respectivement.

Plusieurs arrangements de ces modules ombragés dans le champ PV peuvent être considérés, seuls huit arrangements ont été simulés afin de minimiser le nombre de courbes résultantes. Les arrangements choisis sont divisés en deux groupes et chaque groupe est affiché sur une figure apart (figure III.20 et figure III.22).

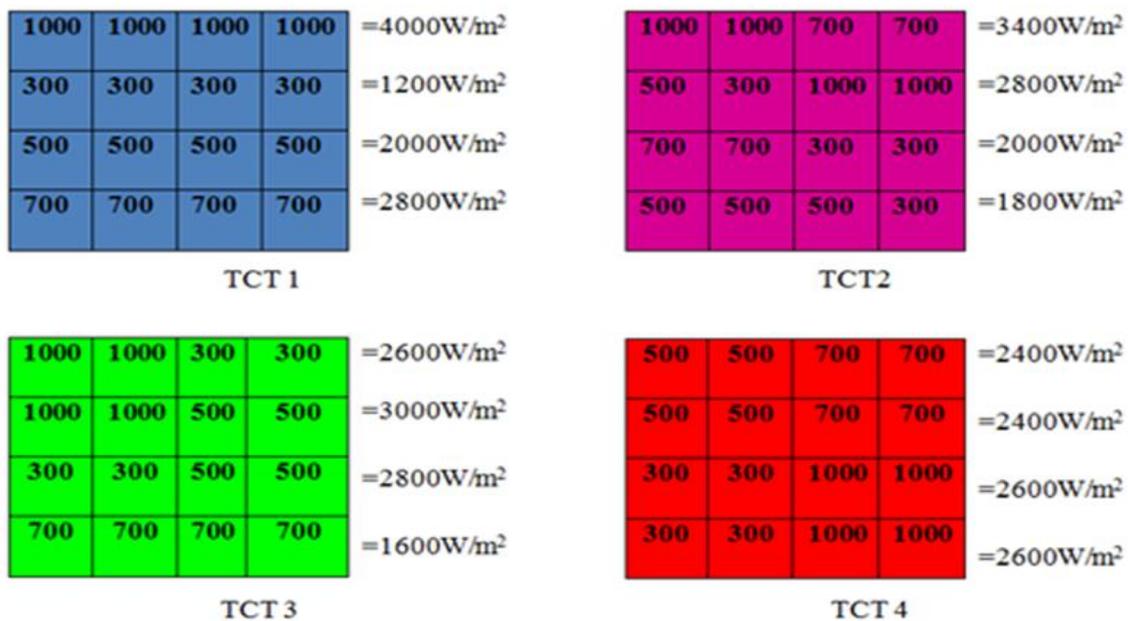


Figure III.20 : Quatre arrangements proposés (1er groupe)

Les résultats de simulation obtenus pour ces quatre arrangements sont représentés sur la figure III.21

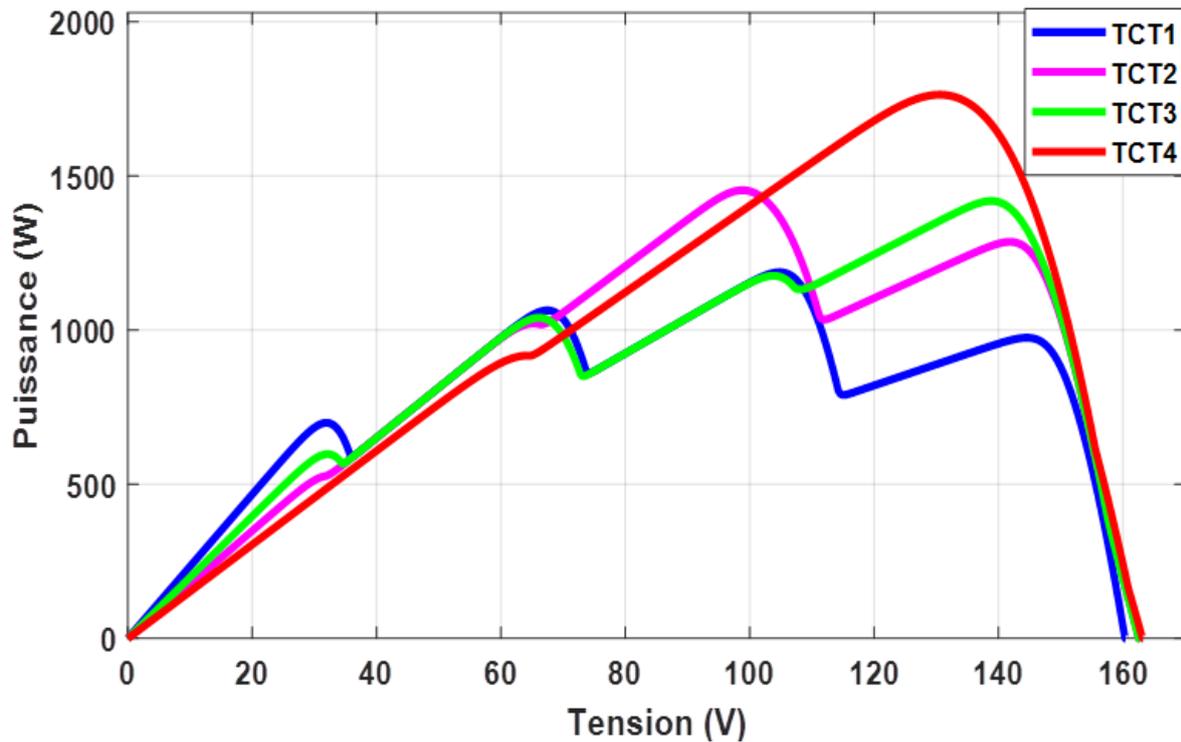


Figure III.21 : Courbes caractéristiques des arrangements du 1er groupe

On remarque que l'arrangement des modules dans le cas d'ombrage influe sur les formes des courbes caractéristiques, et surtout sur le nombre des points de puissance maximale de chaque courbe. Ce nombre de points 'Max' dépend de la quantité d'éclairément reçu par une ligne de modules.

Le deuxième groupe des arrangements est illustré sur la figure III.22.



Figure III.22 : Quatre arrangements proposés (2eme groupe)

Les courbes caractéristiques obtenues pour ces quatre arrangements sont représentés sur la figure III.2

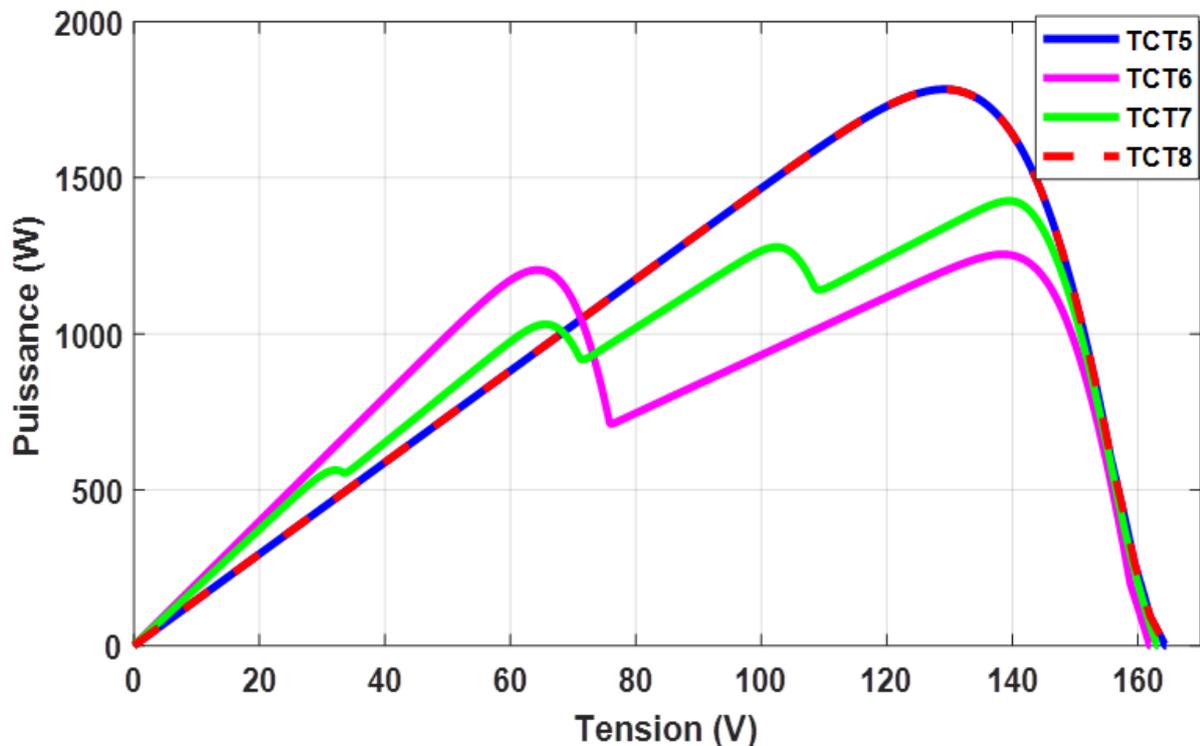


Figure III.23 : Quatre arrangements proposés (2eme groupe)

On remarque que la courbe caractéristique de l'arrangement TCT 5 est semblable à celle de l'arrangement TCT 8, donc l'information essentielle tirée à partir de ces deux courbes caractéristiques est que l'emplacement des modules ombragés dans la même ligne n'influe pas sur les performances des modules.

III. 5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié et modélisé l'effet de l'ombrage partiel sur les configurations des champs photovoltaïques, il s'agit de la configuration série (S), parallèle (P), série-parallèle (SP), Bridge-Linked (BL), Honey-Comb (HC) et la configuration Total-Cross-Tied (TCT). Nous avons aussi présenté et comparé les performances de toutes ces configurations. Les résultats obtenus montrent que la configuration TCT fournit le maximum de puissance sous les conditions d'ombrage partiel. Il a été démontré aussi que l'arrangement des modules dans le cas d'ombrage joue un rôle très important dans l'amélioration des rendements des installations PV.

CONCLUSION GENERALE

Dans ce travail, la simulation des panneaux photovoltaïques en présence d'ombrage a été réalisée en utilisant le modèle de Bishop. Ce modèle est ensuite utilisé pour étudier l'effet de l'ombrage sur les configurations photovoltaïques à savoir ; série parallèle (SP), Bridge-Linked (BL) et Honey-Comb (HC), Total-Cross-Tied (TCT). Les résultats obtenus montrent clairement que les performances des configurations des modules PV dépendent fortement du scénario d'ombrage utilisé. L'analyse détaillée de chaque configuration à travers les scénarios d'ombrage proposés montrent que le choix de la configuration TCT est plus optimal lorsque l'ombrage affecte un système photovoltaïque.

D'autre part, cette étude a démontrée que l'emplacement approprié des modules ombragés dans le champ joue un rôle très important pour l'amélioration du rendement des installations PV.

Comme perspective de ce travail, nous préconisons de réaliser un circuit électronique qui permet la reconfiguration instantanée des modules PV constituant le champ. Ce circuit qui est doté de capteurs cherche en instantané la configuration optimale et l'arrangement approprié pour assurer les très hautes performances possible d'une telle installation PV.

Références bibliographiques

- [1]T. Muneer, M. Asif, "Generation and transmission prospects for solar electricity: UK and global markets", *Energy Convers Manage* , 2003. pp. 35-52.
- [2]T. J. Silverman, U. Jahn, "Characterization of Performance of Thin-couches Photovoltaic Technologies", Final Report IEA-PVPS T13-02:2014, May 2014. pp. 40.
- [3]K. Kurobe, H. Matsunami, «New two-diode model for detailed analysis of multi-crystalline silicon solar cells", *Journal of Applied Physics*.44, 200. pp. 8314-8321.
- [4]D. D. Smith et al, "Generation III high efficiency lower cost technology: Transition to full scale manufacturing", *Proc. 38th IEEE PVSC*, Austin, TX, June 2012. pp.3-8.
- [5] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, E. D. Dunlop, "Solar cell efficiency tables", version 45, *Prog Photovoltaic*.23, 2015.pp.1-9.
- [6]P. Verlinden et al, "Strategy, development, and mass production of high-efficiency crystalline Si PV modules", *Conf. on PV Energy Conversion*, Kyoto, Japan, 2014.
- [7]E. Karatepe, M. Boztepe and M. Colak, "Neural Network Based Solar-Cell Model", *Energy Conversion and Management*, Vol. 47, N°9-10, 2006. pp. 1159-1178.
- [8]Cashing Wang, "Modeling and Control of Hybrid Wind/Fuel Cell/Distributed System", PhD Thesis, Montana State University, Bozeman, Montana, 2006.
- [9]A. Benyoucef, "Développement de surfaces à base de dioxyde de titane par pvd pour une application aux cellules solaires", thèse de doctorat, université de Tlemcen, 2008.
- [10]M. S. Aït Cheikh et al, "Mise au point d'une régulation floue pour serre agricole à énergie solaire ", *Revue des énergies renouvelables* Vol. 13 N°3, 2010. pp. 421-443.
- [11]L.A. Hecktheurer, A. Krenzinger, C.W.M. Fried, "Methodology for photovoltaic modules Characterization and shading effects analysis", *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences*, Vol. 24, N°1, 2002. pp. 26-32.
- [12]W. Shockley, H. J. Queisser, "Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells", *Journal of Applied Physic* 32, 1961. pp. 510-519.
- [13]R. Jones-Albertus, D. Feldman, R. Fu, K. Horowitz, M. Woodhouse, "Technology advances needed for photovoltaics to achieve widespread grid price parity", 2016.
- [14]A. Meflah, "Etude des performances de modules photovoltaïques au Silicium (monocristallin, à couches minces et à hétérojonction) et caractérisation du carbure de silicium microcristallin hydrogéné", thèse de doctorat, université abou-bekr belkaid - tlemcen. 2017.

- [15]P. Moran, J. Goggins, and M. Hajdukiewicz, Super-insulate or use renewable technology? Life cycle cost, energy and global warming potential analysis of nearly zero energy buildings (NZEB) in a temperate oceanic climate, vol. 139. Elsevier B.V., 2017.
- [16]J. Ferdyn-Grygierek and K. Grygierek, “Multi-Variable optimization of building thermal design using genetic algorithms,” *Energies*, vol. 10, no. 10, pp. 1–20, 2017.
- [17]K. P. Amber et al., “Energy Consumption Forecasting for University Sector Buildings,” *Energies*, vol. 10, no. 10, p. 1579, 2017.
- [18]Y. Schwartz, R. Raslan, and D. Mumovic, “Implementing multi objective genetic algorithm for life cycle carbon footprint and life cycle cost minimisation: A building refurbishment case study,” *Energy*, vol. 97, pp. 58–68, 2016.
- [19]E. Rodriguez-Ubinas, S. Rodriguez, K. Voss, and M. S. Todorovic, “Energy efficiency evaluation of zero energy houses,” *Energy Build.*, vol. 83, pp. 23–35, 2014.
- [20]J. Kurnitski, A. Saari, T. Kalamees, M. Vuolle, J. Niemelä, and T. Tark, “Cost optimal and nearly zero (nZEB) energy performance calculations for residential buildings with REHVA definition for nZEB national implementation,” *Energy Build.*, vol. 43, no. 11, pp. 3279–3288, Nov. 2011.
- [21]D. Giaffreda, M. Omaña, D. Rossi, and C. Metra, “Model for thermal behavior of shaded photovoltaic cells under hot-spot condition,” in *Proceedings - IEEE International Symposium on Defect and Fault Tolerance in VLSI Systems*, 2011, pp. 252–258.
- [22]S. Wendlandt, A. Drobisch, T. Buset, S. Krauter, and P. Grunow, “Hot spot Risk analysis on silicon cell modules,” in *25th EU PVSEC*, 2010, vol. 49, no. 30, pp. 1–5.
- [23]S. Wendlandt, A. Drobisch, D. Tornow, M. Friedrichs, S. Krauter, and P. Grunow, “Operating principle of shadowed C-Si solar cell in PV-modules,” *30th ISES Bienn. Sol. World Congr. 2011, SWC 2011*, vol. 2, no. August 2011, 2011.
- [24]B. Decker and U. Jahn, “Performance of 170 grid connected PV plants in northern Germany - Analysis of yields and optimization potentials,” *Sol. Energy*, vol. 59, no. 4–6–6 pt 4, pp. 127–133, 1997.
- [25]U. Jahn and W. Nasse, “Operational performance of grid-connected PV systems on buildings in Germany,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 12, no. 6, pp. 441–448, 2004.
- [26]M. Drif, P. J. Pérez, J. Aguilera, and J. D. Aguilar, “A new estimation method of irradiance on a partially shaded PV generator in grid-connected photovoltaic systems,” *Renew. Energy*, vol. 33, no. 9, pp. 2048–2056, 2008.

- [27] E. V. Paraskevadaki, S. A. Papathanassiou, and S. Member, "Evaluation of MPP Voltage and Power of mc-Si PV Modules in Partial Shading Conditions," *IEEE Trans. ENERGY Convers.*, vol. 26, no. 3, pp. 923–932, 2011.
- [28] M. C. Alonso-García, J. M. Ruiz, and F. Chenlo, "Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, no. 3, pp. 329–340, 2006.
- [29] J. W. Bishop, "Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits," *Sol. Cells*, vol. 25, no. 1, pp. 73–89, Oct. 1988.
- [30] J. Ahmed and Z. Salam, "A critical evaluation on maximum power point tracking methods for partial shading in PV systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 47, pp. 933–953, 2015.
- [31] S. K. Das, D. Verma, S. Nema, and R. K. Nema, "Shading mitigation techniques: State-of-the-art in photovoltaic applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, no. March, pp. 369–390, 2017.
- [32] K. Ishaque and Z. Salam, "A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, pp. 475–488, 2013.
- [33] L. Liu, X. Meng, and C. Liu, "A review of maximum power point tracking methods of PV power system at uniform and partial shading," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 1500–1507, 2016.
- [34] P. R. Satpathy, R. Sharma, and S. Jena, "A shade dispersion interconnection scheme for partially shaded modules in a solar PV array network," *Energy*, vol. 139, 2017.
- [35] S. Malathy and R. Ramaprabha, "Reconfiguration strategies to extract maximum power from photovoltaic array under partially shaded conditions," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, no. April 2016, pp. 1–13, 2017.
- [36] A. S. Yadav, R. K. Pachauri, Y. K. Chauhan, S. Choudhury, and R. Singh, "Performance enhancement of partially shaded PV array using novel shade dispersion effect on magic-square puzzle configuration," *Sol. Energy*, vol. 144, pp. 780–797, 2017.