

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT GENIE ELECTRIQUE

N° :



DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Energies Renouvelables

OPTION : Energies Renouvelables en
Electrotechnique

**Mémoire présenté pour
l'obtention Du diplôme de
Master Académique**

Par: SOUCI Abdessalam & MAOUCHE Abdelmounaim

Intitulé

**OPTIMISATION DE LA PUISSANCE ISSUE D'UN
GENERATEUR PV EN CONFIGURATION TCT
NON-UNIFORMEMENT ECLAIREE**

Soutenu devant le jury composé de:

A. BOUCHELAGHEM	Université de M'sila	Président
D. SAIGAA	Université de M'sila	Rapporteur
M. DRIF	Université de M'sila	Examineur

Année universitaire : 2019/2020

Remerciements :

Remerciements :

Nous remercions Dieu Tout-Puissant pour sa grâce et pour nous avoir accordé la santé et le bien-être pour faire ce travail avec succès.

Nous remercions le professeur **Dr D. Saigaa** pour le sujet de Master très intéressant qu'il nous a proposé, pour les conseils fournis qui nous ont aidés à terminer à temps ce travail et pour ces commentaires précieux sur la rédaction du mémoire.

Mes sincères remerciements vont à Monsieur **Dr A. LOUKRIZ** qui nous a fourni des informations, des conseils et nous a aidé à mener à bien cette tâche, et pour nous avoir accompagnés dans ce travail.

Nous remercions tous les enseignants qui ont contribué à notre formation tout au long de notre parcours académique.

Enfin, nous remercions nos familles, nos amis et tous nos collègues.

Dédicace :

Dédicace :

Nous dédions ce travail :

Pour nos familles

À nos amis

À tous les professeurs

Et camarades de classe

Résumé:

ملخص :

الطاقة المولدة من المولدات الكهروضوئية معتبرة إلى حد ما إلا أن كفاءتها منخفضة بسبب تقلب كمية الطاقة المنتجة المرتبطة بالظروف الجوية (درجة الحرارة، مستوى الإشعاع ...)، و بالتالي لا بد من تحسينها.

في هذا العمل نقوم بدراسة لتحسين الطاقة من مولد كهروضوئي في تكوين "مجموع عبر تعادل" مضاء بشكل غير موحد، باستعمال خوارزمية تحسين نقطة الطاقة القصوى للمولد و ذلك بإعادة تكوين بنيته للوصول إلى التكوين الأمثل من أجل مساواة الإشعاع.

من خلال محاكاة سيناريوهات لتظليل جزئي لمولد كهروضوئي و مقارنة النتائج قبل و بعد إعادة التكوين تم التأكد من كفاءة هذه الاستراتيجية .

كلمات مفتاحية : مولد كهروضوئي، إعادة التكوين، التظليل الجزئي، خوارزمية التحسين.

Résumé:

La puissance générée par les générateurs PV est considérée dans une certaine mesure, mais leur efficacité est faible en raison de la fluctuation de la quantité d'énergie produite liée aux conditions atmosphériques (température, niveau d'irradiation ...), elle doit donc être améliorée.

Dans ce travail, nous menons une étude pour optimiser la puissance d'un générateur PV dans une configuration TCT non uniformément éclairée, en utilisant l'algorithme d'optimisation du point de puissance maximale du générateur en reconfigurant sa structure pour atteindre la configuration optimale pour l'égalisation de l'irradiance.

En simulant des scénarios d'ombrage partiel d'un générateur photoélectrique et en comparant les résultats avant et après reconfiguration, l'efficacité de cette stratégie a été confirmée.

Mots clés: générateur photoélectrique, reconfiguration, ombrage partiel, algorithme d'optimisation.

Abstract :

The energy generated by photovoltaic generators is considered to some extent, but their efficiency is low due to the fluctuation of the amount of energy produced related to the weather conditions (temperature, irradiation level ...), and therefore it must be improved.

In this work we do a study to optimize the power of a PV generator in a non-uniformly lit TCT configuration, using the maximum power point optimization algorithm of the generator by reconfiguring its structure to reach the optimum configuration for radiation equalization.

By simulating scenarios for partial shading of a photoelectric generator and comparing the results before and after reconfiguration, the efficiency of this strategy was confirmed.

Key words: photoelectric generator, reconfiguration, partial shading, optimization algorithm.

Sommaire :

Sommaire :

Remerciements.....	I
Dédicace.....	II
Résumé.....	III
Sommaire.....	IV
Liste de figures.....	V
liste des tableaux.....	VI
Liste des symboles et des abréviations.....	VII
Introduction générale.....	VIII

CHAPITRE I : Energie solaire photovoltaïque.

I.1 Introduction.....	6
I.2 Le Rayonnement Solaire.....	6
I.3 Rappel Sur Les Propriétés Des Semi-conducteurs.....	7
I.3.1 Semi-conducteur.....	7
I.3.2 Dopage du silicium.....	8
I.3.2.1 Dopage de type N.....	8
I.3.2.2 Dopage de type P.....	8
I.3.3 Formation de la jonction PN.....	9
I.4 La Conversion Photovoltaïque.....	10
I.4.1 L'effet photovoltaïque.....	10
I.4.2 Le principe de la conversion.....	10
I.4.3 Cellules photovoltaïques.....	11
I.4.3.1 Historique des cellules photovoltaïques.....	11
I.4.3.2. Définition de la cellule photovoltaïque.....	12
I.4.4 Les différentes technologies.....	12
I.4.4.1 Cellules Silicium Monocristallin.....	13
I.4.4.2 Cellules Silicium poly cristallines.....	13
I.4.4.3 Cellule Silicium amorphe.....	14
I.4.5 Modélisation d'une cellule PV:.....	14
I.4.6 Module photovoltaïque (ou panneaux).....	17
I.4.6.1 Caractéristiques d'un module.....	18
I.5 Modèle Mathématique D'une Cellule Solaire.....	18
I.6 Simulation D'une Cellule Photovoltaïque	21
I.6.1 Caractéristiques I(V) et P(V)	21
I.6.2 Effets climatiques sur la cellule PV.....	23
I.6.2.1 Influence de la température sur la cellule.....	23
I.6.2.2 Influence de l'éclairement sur la cellule	25
I.7 Avantages Et Inconvénients Des Systèmes Photovoltaïques	27
I.7.1 Avantages	27
I.7.2 Inconvénients.....	27
I.8 Conclusion.....	28

Sommaire :

CHAPITRE II : Architectures photovoltaïques reconfigurables.

II.1 Introduction	30
II.2 Les Différentes Architectures De Panneaux Photovoltaïques.....	30
II.2.1 Connexion Série- parallèle (SP).....	30
II.2.2 Connexion totalement croisée (Total Cross-Tide « TCT»).....	31
II.2.3 Connexion en Pont-lié (Bridge-Linked « BL»).....	32
II.2.4 Connexion en nid d'abeilles (Honey comb « HC»).....	32
II.3 Procède De Reconfiguration topologique	33
II.3.1 Aperçu des types de défauts	33
II.3.1.1 Incompatibilité du module.....	34
II.3.1.2 l'encrassement du Module	34
II.3.1.3 ombre.....	34
II.3.1.4 Défaut de terre	35
II.3.1.5 Défaut d'arc CC	35
II.3.2 Méthodologies existantes.....	35
II.3.2.1 Égalisation de l'irradiation	36
II.3.2.2 Banque adaptative	37
II.3.2.3 Matrice de commutation reconfigurable	41
II.3.2.4 Topologie TCT totalement reconfigurable	43
II.4 Principe De Fonctionnement De La reconfiguration	44
II.4.1 Algorithme de détection des défauts.....	44
II.4.2 Configuration possible.....	45
II.5 Reconfiguration De La Topologie TCT	46
II.6 Conclusion.....	50

CHAPITRE III : Simulation L'algorithme D'égalisation De L'irradiance.

III.1 Introduction	52
III.2 Commutation De Contrôle De Matrice (Stratégie De Reconfiguration).....	52
III.3 Organigramme De L'algorithme D'égalisation De L'irradiance	54
III.3.1 Calcul hors ligne: définition des conditions initiales.....	54
III.3.2 Calcul en ligne.....	54
III.3.2.1 Estimation de l'irradiance.....	54
III.3.2.2 Calcul de l'irradiance moyenne présente à chaque rangée.....	55
III.3.2.3 Calcul de «l'indice d'égalisation de l'irradiance».....	55
III.4 Matériels Et Résultats De simulation.....	57
III.4.1 Modèle des modules PV.....	57
III.4.2 Résultat de simulation de GPV.....	58
III.4.3 Les scénarios d'ombrage	60
III.5 Conclusion	68

Conclusion Générale.....	IX
Les Références.....	X

Liste de figures

Liste de figures :

CHAPITRE I : Energie solaire photovoltaïque.

Figure I.1: Répartition spectrale du rayonnement solaire.....	7
Figure I.2: Dopage de type N.....	8
Figure I.3: Dopage de type P.....	9
Figure I.4: Génération de la paire électron-trou.....	9
Figure I.5: La jonction P.....	10
Figure I.6: Structure d'une cellule photovoltaïque au silicium	12
Figure I.7: Cellules solaires type monocristallin.....	13
Figure I.8: Cellules solaires types poly-cristallines.....	14
Figure I.9: Cellules solaires type amorphe.....	14
Figure I.10: simple circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	15
Figure I.11: Le système photovoltaïque a deux paramètres importants.....	15
Figure I.12: Composantes d'un champ de modules photovoltaïques.....	17
Figure I.13: Schéma électrique équivalent du modèle à une diode d'une cellule PV.....	19
Figure I.14: Schéma électrique équivalent d'un générateur photovoltaïque utilisant le modèle à une seule exponentielle.....	21
Figure I.15: Caractéristique I(V) d'une cellule (T=25°C, G=1000W/m ²).....	22
Figure I.16: Caractéristique P(V) d'une cellule (T=25°C, G=1000W/m ²).....	22
Figure I.17: Caractéristique I(V) pour différentes températures (G=1000W/m ²).....	24
Figure I.18: Caractéristique P(V) pour différentes températures (G=1000W/m ²).....	24
Figure I.19: Caractéristique I(V) pour différents niveaux d'éclairement (T=25°C).....	26
Figure I.20: Caractéristique P(V) pour différents niveaux d'éclairement (T=25°C).....	26

CHAPITRE II : Architectures photovoltaïques reconfigurables.

Figure II.1: Connexion Série- parallèle (SP).....	31
Figure II.2: Connexion totalement croisée (Total Cross-Tied « TCT »).....	31
Figure II.3 : Connexion en Pont-lié (Bridge-Linked « BL »).....	32
Figure II.4 : Connexion en nid d'abeilles (Honey comb « HC »).....	32
Figure II.5: Démonstration de la méthode d'égalisation de l'irradiation.....	36
Figure II.6 : Architecture de la banque adaptative.....	38
Figure II.7: Schéma de connexion de la matrice de modules dans des conditions normales...39	
Figure II.8 : Schéma de connexion dans des conditions partiellement ombrées.....	39
Figure II.9 : Schéma de connexion des tableaux de modules.....	40
Figure II.10 : Matrice de commutation du schéma électrique dynamique.....	42
Figure II.11 : Topologie TCT totalement reconfigurable.....	44
Figure II.12 : Schéma fonctionnel expliquant la reconfiguration topologie.....	45
Figure II.13 : champ solaire avec interconnexions de modules modifiables.....	46

CHAPITRE III : Simulation L'algorithm D'égalisation De L'irradiance.

Figure III.1: Principe de la stratégie de reconfiguration. (a) Configuration initiale. (b) Configuration finale.....	53
Figure III.2: Organigramme de l'algorithme pour la reconfiguration du système.....	56
Figure III.3: modélisation standard de GPV	57
Figure III.4: Bloc de simulation d'un GPV a une Diode.....	58
Figure III.5: Caractéristique (I-V) pour une température de 25°C et un ensoleillement de	

Liste de figures

1000w/m ²	59
Figure III.6 : Caractéristique (P-V) pour une température de 25°C et un ensoleillement de 1000w /m ²	59
Figure III.7 : Exemple d'égalisation de l'irradiance 01.....	60
Figure III.8 : caractéristiques I-V cas 01.....	60
Figure III.9 : caractéristiques P-V pour cas 01.....	61
Figure III.10 : Exemple d'égalisation de l'irradiance 02.....	62
Figure III.11 : caractéristiques I-V cas 02.....	62
Figure III.12 : caractéristiques P-V cas 02.....	62
Figure III.13 : Exemple d'égalisation de l'irradiance 03.....	63
Figure III.14 : caractéristiques I-V cas 03.....	64
Figure III.15 : caractéristiques P-V cas 03.....	64
Figure III.16 : Exemple d'égalisation de l'irradiance 04.....	65
Figure III.17 : caractéristiques I-V cas 04.....	65
Figure III.18 : caractéristiques P-V cas 04.....	66
Figure III.19 : Exemple d'égalisation de l'irradiance 05.....	67
Figure III.20 : caractéristiques I-V cas 05.....	67
Figure III.21 : caractéristiques P-V cas 05.....	67

Liste des tableaux :

Liste des tableaux :

Tableau II.1 : Les sorties de tension, de courant et de puissance de tous les schémas de connexion des modules PV	33
Tableau III.1: Caractéristiques d'un PV solaire de type Sun Power SPR-X20-445-COM....	58
Tableau III.2 : Valeurs de mesure avant et après reconfiguration pour le scénario 01	61
Tableau III.3 : Valeurs de mesure avant et après reconfiguration pour le scénario 02.....	63
Tableau III.4 : Valeurs de mesure avant et après reconfiguration pour le scénario 03.....	64
Tableau III.5 : Valeurs de mesure avant et après reconfiguration pour le scénario 04.....	66
Tableau III.6 : Valeurs de mesure avant et après reconfiguration pour le scénario 05.....	68

Liste des symboles et des abréviations :

Liste des symboles et des abréviations :

ApOPT : nombre de déplacements de modules.

EAR : configuration de réseau électrique

FF: Facteur de forme.

G : est le rayonnement solaire ombré (W/m^2).

G_{ij} : l'irradiation totale de la rangée *i* et la colonne *j* (W/m^2).

GPV : Générateur de photovoltaïque.

G₀ : est le rayonnement solaire de référence ($1000 W/m^2$).

I : est le courant du module solaire photovoltaïque (A).

I_o : est le courant de saturation inverse de la diode (A).

I_{mp} : Le courant de puissance maximale (A).

I_{sc} : courant de court-circuit (A).

I_{ph} : est le courant généré par la lumière du soleil (A).

I_{ph-ref} : est le courant photo à la température T .

I_{ph/shade} : est le courant photo à la température .

K : est la constante de Boltzmann (J/K) .

K_I : est le coefficient de température du courant ($A/°C$).

K_V : est le coefficient de température de la tension ($V/°C$).

MIE : moyen simple de l'indice d'égalisation.

MPP : point de puissance maximum.

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

N_s : nombre les cellules en série.

N_p : nombre les cellules en parallèle.

n : est le facteur d'idéalité de la diode.

q : est la charge en électrons (Coulombs).

R_p : est la résistance parallèle du module solaire photovoltaïque (Ω).

R_s : est la résistance série du module solaire photovoltaïque (Ω).

T : est la température de fonctionnement du module solaire photovoltaïque (Kelvin) .

TCT : configuration totalement croisée

T_{ref} : est la température de référence du module solaire photovoltaïque (Kelvin).

V : est la tension du module PV (A).

V_{co} : tension circuit ouvert (v).

V_{mp} : La tension de puissance maximale (V).

V_{ref} : est la tension de circuit ouvert à la température de $25 °C$ (V).

INTRODUCTION GENERALE :

INTRODUCTION GENERALE :

INTRODUCTION GENERALE :

De nos jours, l'électricité est la source d'énergie la plus facile à utiliser. Cependant, avant de la consommer il aura fallu la produire. Depuis la révolution industrielle la consommation totale d'énergie électrique dans le monde entier a augmenté, elle a plus que doublé en 40 ans (de 1973 à 2013)[1].

La plus grande partie de l'énergie électrique utilisée par l'humanité provient des combustibles fossiles. Selon l'Agence internationale de l'énergie, les ressources conventionnelles représentent 80,4 % de la production mondiale d'énergie et sont responsables de 40 % des émissions mondiales de CO₂.

Les gouvernements engagés dans le protocole de Kyoto doivent donc, face au défi mondial posé par les combustibles fossiles et leurs effets sur le changement climatique, multiplier leurs actions dans le secteur de la production d'électricité afin de développer des sources d'énergie renouvelables, propres et inépuisables, qui représentent une source d'énergie considérable au niveau mondial. La mise en valeur et l'exploitation des sources d'énergie renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années et, à l'avenir, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. À cette fin, plusieurs projets de recherche ont été lancés dans plusieurs laboratoires de recherche dans le domaine du développement durable afin de satisfaire la demande de consommation d'énergie, d'une part, et de réduire les effets négatifs des ressources fossiles sur l'environnement, d'autre part.

Outre les problématiques détaillées dans les paragraphes précédents, il existe un autre problème, celui des sites isolés, avec plus de deux milliards de personnes dispersées dans des régions isolées. Dans ces régions, l'approvisionnement en électricité ne dépend que de systèmes de production diesel autonomes, outre le coût toujours croissant du combustible, l'extension du réseau électrique est d'un coût trop élevé et le coût supplémentaire de l'approvisionnement en combustible augmente radicalement avec l'isolement, rendant la production d'électricité économiquement très coûteuse, reflétant ainsi la mise en œuvre d'une solution parfaite telle que la production d'énergie décentralisée[2].

Il est impératif que les énergies dites renouvelables se régénèrent naturellement et indéfiniment à l'échelle temporelle de notre civilisation. Parmi ces énergies, l'énergie du soleil répond actuellement à ces critères d'abondance à la surface de la terre et de régénération infinie à notre échelle. Elle peut donc être utilisée directement sous forme thermique et, depuis la découverte de l'effet photovoltaïque, convertie en énergie électrique. Cette dernière, bien qu'elle soit connue depuis de nombreuses années comme une source pouvant produire une énergie allant de quelques milliwatts à un mégawatt, reste à

INTRODUCTION GENERALE :

un stade anecdotique et n'a pas encore connu un grand développement, notamment en raison du coût excessif des capteurs utilisés [3].

Par ailleurs, de nombreux problèmes techniques doivent être résolus pour amener ces systèmes à un degré de maturité suffisant pour en faire des produits industriels à part entière. Il existe de nombreuses lois de contrôle spécifiques pour l'optimisation de la production d'énergie photovoltaïque, mais il y a aussi quelques lacunes. Très tôt, nous avons réalisé que même si les systèmes de production photovoltaïque faisaient des progrès considérables, ils ne pouvaient pas représenter à eux seuls une source d'énergie fiable.

Aujourd'hui toutes les études menées dans le domaine photovoltaïques vise sur l'optimisation de la puissance générée par ces systèmes et de minimiser la taille et le volume de l'installation solaires, en réduisant notamment les pertes de puissance en cas d'ombrage et en se basant sur la reconfiguration topologique du champ photovoltaïque

Le phénomène d'ombrage partiel et les performances dynamiques des modules solaires photovoltaïques ont été étudiés [4-12]. Ces résultats ont montré qu'il est indispensable de reconfigurer dynamiquement les modules du champ solaire photovoltaïque en présence d'ombrage partielle afin d'augmenter la production d'énergie.

.Dans ce travail, nous examinerons spécifiquement l'effet de l'ombrage partiel sur la puissance PV dans une configuration TCT. Nous utiliserons ce modèle pour simuler les caractéristiques de la force de tension et d'intensité du courant et leur effet sur le point de puissance maximum obtenu à partir d'un générateur photovoltaïque.

Dans le premier chapitre, nous concentrerons sur les caractéristiques du système photovoltaïque, ses mécanismes de fonctionnement et ses différents outils, puis nous expliquerons la modélisation et la simulation du fonctionnement de la cellule photovoltaïque en fonction des influences climatiques, en mentionnant les avantages et les inconvénients du système photovoltaïque.

Dans le deuxième chapitre, nous étudions également les différentes structures architecturales du champ PV en TCT avec une matrice de commutateurs de connexion facilement reconfigurable. Lorsqu'un générateur photoélectrique est exposé à un ombrage partiel ou à un défaut, une stratégie de reconfiguration est mise en œuvre pour déterminer la configuration optimale de ce dernier, améliorant ainsi la puissance du générateur photovoltaïque.

INTRODUCTION GENERALE :

Dans le troisième chapitre, nous présentons une définition de l'algorithme d'optimisation en implémentant une simulation sur MATLAB-SIMULINK de scénarios d'ombrage partiel auxquels le générateur PV est exposé, et en comparant les résultats de reconfiguration nous sommes en mesure de connaître l'efficacité de l'algorithme d'optimisation.

Enfin, nous terminons cette note par une conclusion générale sur le sujet.

CHAPITRE I :
Energie solaire photovoltaïque.

I.1 INTRODUCTION :

Dans ce chapitre, nous allons étudier le principe du fonctionnement d'un générateur photovoltaïque, ainsi la modélisation de la cellule photovoltaïque dans les conditions standard ($E=1000\text{W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$), nous allons traiter l'effet de la température et l'éclairement sur l'énergie de la cellule PV, comme validation on utilise l'outil MATLAB pour faire la simulation de les comportements de la cellule PV lors de différentes conditions météorologiques.

I.2 LE RAYONNEMENT SOLAIRE :

Hors atmosphère, l'énergie moyenne annuelle reçue par la terre est d'environ $5,5\text{ KWh/m}^2$ par jour. En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomène complexe d'absorption par les gaz, de diffusion par les molécules, et d'absorption et de diffusion par les poussières et les aérosols. Ainsi la couche d'ozone absorbe la majeure partie du rayonnement ultraviolet, tandis que la vapeur d'eau absorbe le rayonnement infrarouge [13].

Le flux énergétique reçu au sol dépend ainsi de nombreux facteurs et son maximum au sol ne dépasse guère 1000 W/m^2 avec un spectre décalé vers le rouge par rapport au spectre hors atmosphère.

Le rayonnement global au sol est donc fonction de la composition et de l'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons lumineux au cours de la journée. Il se décompose en rayonnement direct et rayonnement diffus et ce sont ces deux rayonnements qui sont exploités par les générateurs solaires. On peut dire que, outre l'influence de l'atmosphère, le flux solaire reçu sur une surface dépend:

- De l'orientation et de l'inclinaison de la surface.
- De la latitude du lieu et de son degré de pollution.
- De la période de l'année,
- De l'instant considéré dans la journée,
- De la nature des couches nuageuse.

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800°K (Figure I.1). Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom d'AM0. Sa distribution en énergie est répartie en [14]:

- Ultraviolet UV $0.20 < \lambda < 0.38 \mu\text{m}$ 6.4%
- Visible $0.38 < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$ 48.0%
- Infrarouge IR $0.78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$ 45.6%

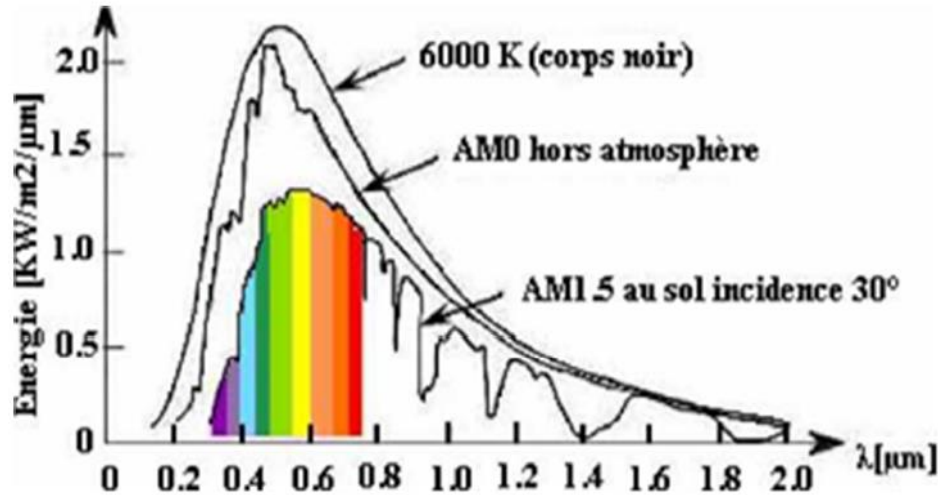


Figure I.1: Répartition spectrale du rayonnement solaire.

I.3 RAPPEL SUR LES PROPRIÉTÉS DES SEMI-CONDUCTEURS :

I.3.1 Semi-conducteur :

Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charge libre est très faible par rapport aux métaux. Pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre dans un semi-conducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum pour qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction). C'est l'énergie du «bonde gap», E_g en électron-volt (eV). Cette valeur seuil est propre à chaque matériau semi-conducteur et va de 1.0 à 1.8 eV pour les applications photovoltaïques. Elle est de 1.1 eV pour le silicium cristallin (c - Si), et 1.7 eV pour le silicium amorphe (a -Si). Le spectre du rayonnement solaire est la distribution des photons particules de lumière en fonction de leur énergie (inversement proportionnelle à la longueur d'onde). Le rayonnement arrivant sur la cellule solaire sera en partie réfléchi, une autre partie sera absorbée et le reste passera à travers l'épaisseur de la cellule.

Les photons absorbés dont l'énergie est supérieure à l'énergie de la bande Gap vont

libérer un électron négatif, laissant un 'trou' positif derrière lui. Pour séparer cette paire de charges électriques de signes opposés (positive et négative) et recueillir un Courant électrique, il faut introduire un champ électrique e , de part et d'autre de la cellule [15].

I.3.2 Dopage du silicium :

Les atomes de Si ont quatre électrons de valence, chacun étant lié à un atome Si voisin par une liaison covalente [16].

I.3.2.1 Dopage de type N :

Si un atome ayant cinq électrons de valence (le phosphore (P)), est incorporé dans le réseau cristallin, alors cet atome présentera quatre liaisons covalentes et un électron libre. Cet électron faiblement lié à l'atome peut être facilement excité vers la bande de conduction. Dans ce genre de matériau, le nombre d'électrons dépasse le nombre de trous.

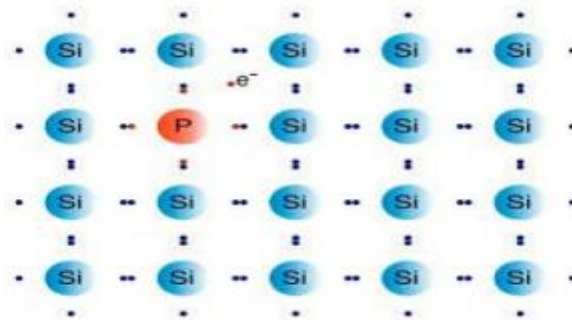


Figure (I.2) : Dopage de type N

I.3.2.2 Dopage de type P :

Si un atome trivalent (bore (Br)) est substitué à un atome de silicium dans le réseau cristallin, alors il manquera un électron pour l'une des quatre liaisons covalentes des atomes de silicium adjacents et l'atome trivalent peut accepter un électron pour compléter cette quatrième liaison, formant ainsi un trou. Quand le dopage est suffisant, le nombre de trous dépasse le nombre d'électrons [17].

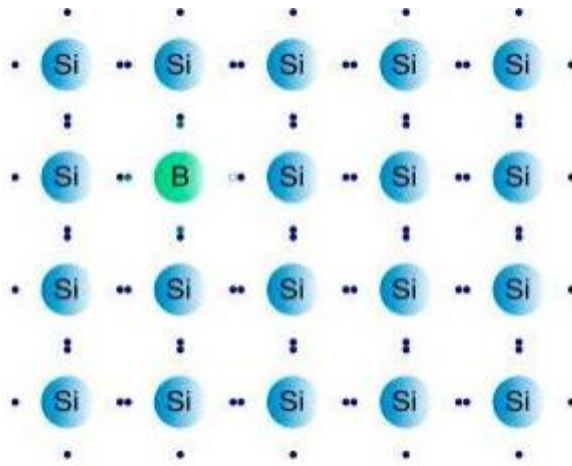


Figure (I.3) : Dopage de type P

I.3.3 Formation de la jonction PN :

Le silicium, comme tous les semi-conducteurs, a une bande de valence pleine et une bande de conduction vide. Mais grâce à un apport énergétique suffisant, il est possible de faire passer des électrons de la bande de valence (BV) à la bande de conduction (BC), d'où la génération d'électrons libres [17].

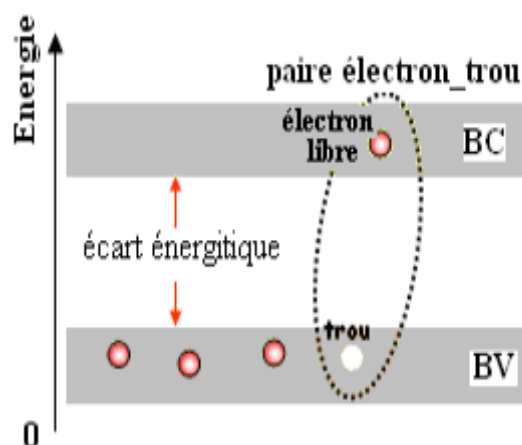


Figure (I.4) : Génération de la paire électron-trou.

La présence d'électrons libres dans la bande de conduction d'un matériau n'est pas suffisante pour générer un courant : il est nécessaire de créer une différence de potentiel aux bornes du photo- générateur afin d'entraîner les charges positives d'un côté et les charges négatives de l'autre. Cette opération est possible par dopage du Silicium. Une jonction PN est créée par l'assemblage de deux barreaux de Silicium de type N

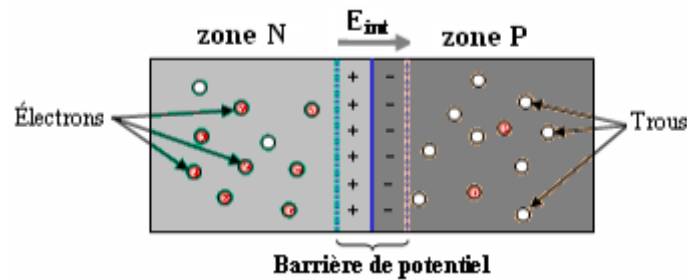


Figure (I.5) :La jonction P

I.4 LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE :

I.4.1 L'effet photovoltaïque :

Il s'agit de transformer l'énergie contenue dans la lumière du soleil en énergie électrique à travers d'un capteur constitué de matériaux sensibles à l'énergie contenue dans les photons. Ce capteur présente à l'échelle élémentaire sous forme d'une cellule PV. L'effet photovoltaïque fut observé la première fois en 1839 par le physicien français Edmond Becquerel .toutefois ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell, aux Etats-Unis parvinrent à fabriquer la première photopile, l'élément primaire ou de base de la conversion photovoltaïque [18].

I.4.2 Le principe de la conversion :

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons dites respectivement dopée de type n et dopée de

type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée [18][19]. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi un pair électron-trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel [19][20][21].

I.4.3 Cellules photovoltaïques :

I.4.3.1 Historique des cellules photovoltaïques :

Quelques dates importantes dans l'histoire du photovoltaïque:

1839: Le physicien français Edmond Becquerel découvre le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide. C'est l'effet photovoltaïque.

1875: Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire.

1954: Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.

1958: Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

1973: La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.

1983: La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie. La première cellule photovoltaïque (ou photopile) a été développée aux

États-Unis en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell, qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés". C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs. Mais en dépit de l'intérêt des scientifiques au cours des années, ce n'est que lors de la course vers l'espace que les cellules ont quitté les laboratoires. En effet, les photopiles représentent la solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites, ainsi que dans tout site isolé [22].

I.4.3.2 Définition de la cellule photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque est le composante électronique semi-conducteur qui compose un panneau solaire photovoltaïque et qui, exposée à la lumière, produit de l'électricité.

La cellule photovoltaïque est composée de fines plaques de 125 mm² ou de 156 mm² à l'avant et de deux conducteurs métalliques, produisant un contact électrique. Son épaisseur est de l'ordre du millimètre. La cellule photovoltaïque est un générateur électrique élémentaire qui transforme directement l'énergie solaire en électricité. Le plus utilisé, les cellules photovoltaïques en silicium [14].

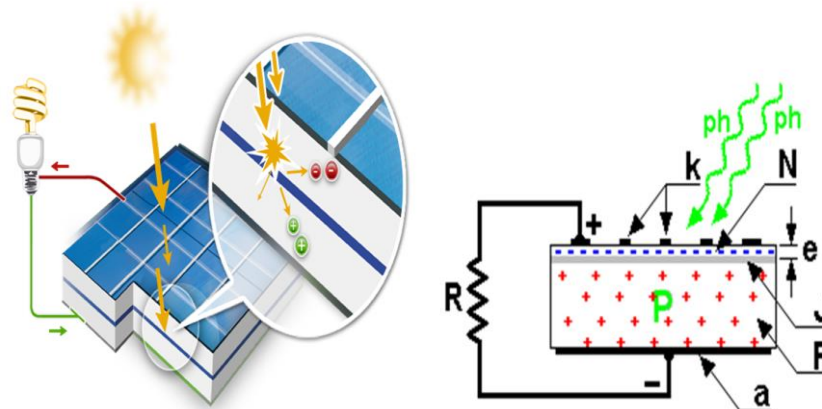


Figure I.6: Structure d'une cellule photovoltaïque au silicium

I.4.4 Les différentes technologies :

Il existe un grand nombre de technologies mettant en œuvre l'effet photovoltaïque. Beaucoup sont encore en phase de recherche et développement.

Les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont: Le silicium mono

ou poly cristalline (plus de 80% de la production mondiale) et le silicium en couche mince à base de silicium amorphe ou CIS (Cuivre Indium Sélénium)[23].

I.4.4.1 Cellules Silicium Monocristallin :

Sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie, plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium poly cristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau.

Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal. UN traitement (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche antireflet, pose des collecteurs), le water devient cellule.

Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de 12 à 18%, mais la méthode de production est laborieuse.



Figure I.7: Cellules solaires type monocristallin

I.4.4.2 Cellules Silicium poly-cristallines :

Sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes).

Elles ont un rendement de 11 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication. Le water est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure poly-cristalline. Durée de vie estimée : 30ans.

Un cristal est un solide avec des façades polygonales, plus ou moins brillant, à structure régulière et périodique, formée d'un empilement ordonné d'un grand nombre d'atomes, de molécules ou d'ions.



Figure I.8: Cellules solaires types poly-cristallines

II.4.4.3 Cellule Silicium amorphe :

Ils ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 8% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide. Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui les technologies poly cristallines ou monocristallines. Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grande surface à bas coût en utilisant peu de matière première.

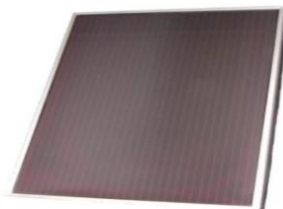


Figure I.9: Cellules solaires type amorphe.

I.4.5 Modélisation d'une cellule PV :

L'utilisation des circuits électriques équivalents nous permettons de modéliser les caractéristiques d'une cellule PV. La méthode utilisée ici est implémentée dans MATLAB pour la simulation.

Le modèle le plus simple :

Un circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque se compose d'une diode parallèle à une source de courant idéal (figure I.10). La source de courant délivre un courant proportionnel au flux du rayonnement solaire auquel est exposée [24].

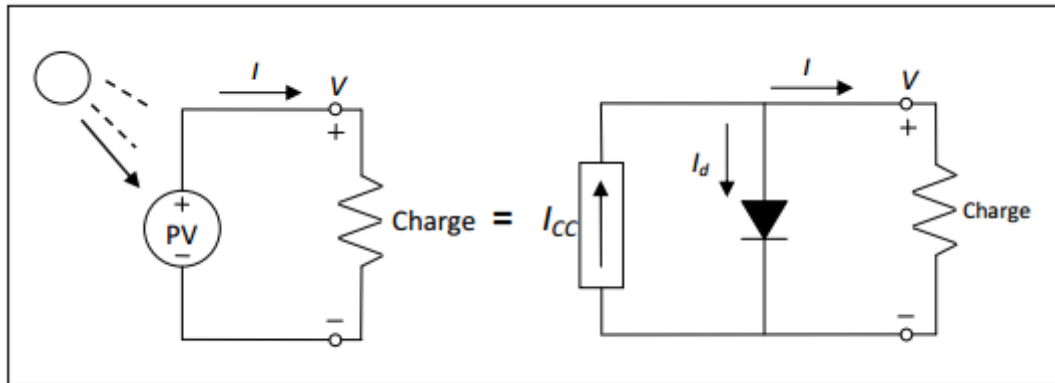
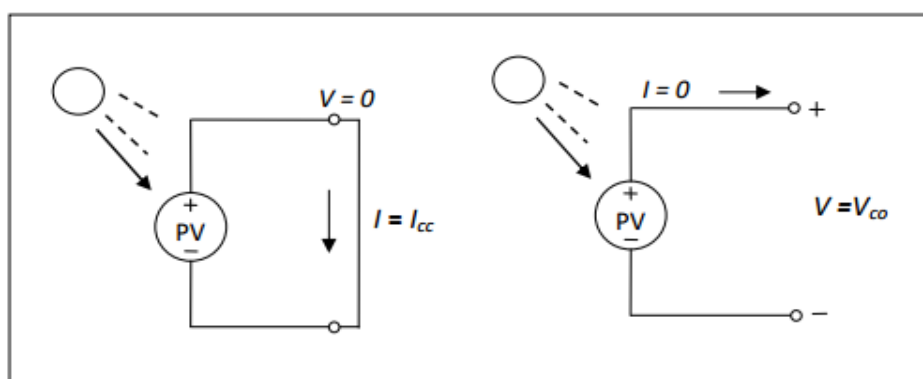


Figure (I.10) : simple circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque

Les cellules PV ont deux caractéristiques d'intérêt particulier, comme la figure (I.11) montre. (1) Le courant qui circule lorsque les bornes sont court-circuitées (courant de court-circuit I_{cc}), (2) la tension entre les deux bornes lorsqu'elles sont laissées en l'air (tension du circuit-ouvert V_{co}), quand les bornes du circuit équivalent sont court-circuit la diode se bloque et $V_d=0$ ce qui implique que le courant de court-circuit I_{cc} fournit par la source idéal passe totalement par les deux bornes court-circuité.



Figure(I.11) : Le système photovoltaïque a deux paramètres importants.

I_{cc} le courant de court-circuit et V_{co} la tension de circuit-ouvert.

Maintenant nous pouvons écrire les équations de courant et de tension du circuit équivalent d'une cellule PV. Commençant par :

$$I = I_{cc} - I_d \quad (I.1)$$

Où

I_{cc} : est le courant de court-circuit égal à la photo courant.

Le courant I_d circulant dans la diode est donné par l'équation de la diode de Shockly :

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{qV_d}{KT}} - 1 \right) \quad (I.2)$$

Où

I_0 : est le courant de saturation dépendant de la température et technologies

de la jonction PN (A)

q : Charge de l'électron ($1.602 \cdot 10^{-19}$ C) ,

V_d : est la tension auborne de la diode (V) ,

k : Constante de Boltzmann ($1.381 \cdot 10^{-23}$ J/K) ,

T : est la température de la jonction en Kelvin (K) ,

Remplaçant (I.2) dans (I.1) on obtient :

$$I = I_{cc} - I_0 \left(e^{\frac{qV_d}{KT}} - 1 \right) \quad (I.3)$$

Il est intéressant de noter que le deuxième terme de (I.3) est seulement une équation d'une diode avec un signe négatif, ce qui signifie qu'un tracé de (I.3) est exactement I_{cc} additionné par la courbe $I(V)$ De la diode shockly renversé.

Quand les fils de la cellule PV sont laissés en l'air, $I=0$ et nous pouvons résoudre (I.3) pour la tension V_{co} du circuit ouvert

$$V_{co} = \frac{KT}{q} \ln \left(\frac{I_{cc}}{I_0} + 1 \right) \quad (I.4)$$

A 25°C (I.3) et (I.4) deviennent :

$$I = I_{cc} - I_0(e^{38.9V_d} - 1) \quad (I.5)$$

$$V_{co} = 0.0257 \ln \left(\frac{I_{cc}}{I_0} + 1 \right) \quad (I.6)$$

Dans ces deux équations, le courant de court-circuit I_{cc} est directement proportionnel à l'irradiation solaire, ce qui signifie que nous pouvons facilement tracer la courbe du courant en fonction de la tension sous différents niveaux d'éclairement solaire.

I.4.6 Module photovoltaïque (ou panneaux) :

Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module. Les connexions en séries de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la même tension.

Un panneau photovoltaïque, appelé module, est constitué de cellules photovoltaïques connectées en série et en parallèle, protégées de l'humidité par un capsulage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique [25].

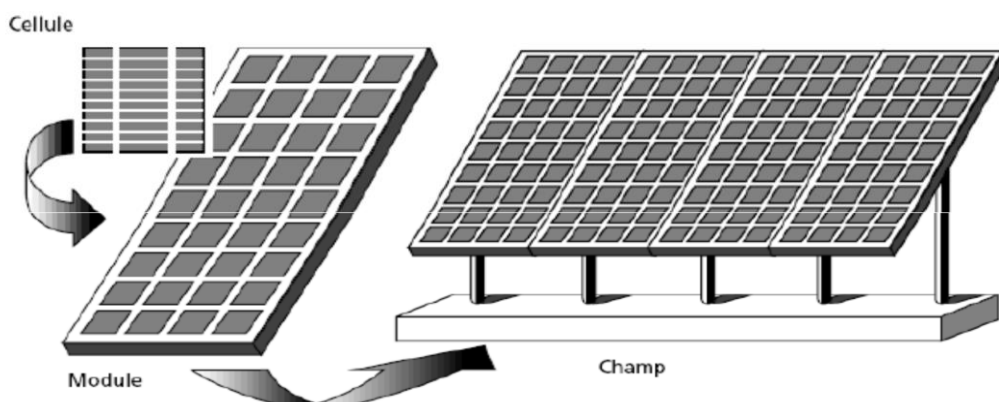


Figure I.12. Composantes d'un champ de modules photovoltaïques.

I.4.6.1 Caractéristiques d'un module :

Voici la description des paramètres d'un module [26]:

- **La puissance crête PC** : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).
- **La caractéristique I(V)**: Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- **Tension à vide Vco**: Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement "plein soleil".
- **Courant de court-circuit Icc**: Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement "plein soleil".
- **Point de fonctionnement optimum (Um, Im)**: Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_m = U_m \cdot I_m$
- **Rendement maximal**: Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- **Facteur de forme**: Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule: $V_{co} \cdot I_{cc}$.

I.5 MODÈLE MATHÉMATIQUE D'UNE CELLULE SOLAIRE :

Il existe plusieurs modèles des cellules solaires, dont le but est l'obtention de la caractéristique courant-tension $I=f(V)$ pour l'analyse et l'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques. La différence entre ces modèles réside dans la procédure et le nombre des paramètres intervenants dans le calcul de la paire courant-tension.

Le modèle à une diode c'est le modèle le plus cité dans la littérature, la cellule photovoltaïque est caractérisée par son schéma électrique équivalent qui se compose de (Figure I.13) :

- ✓ Source de courant : Modélise la conversion de flux lumineux en courant électrique;

- ✓ Une diode: Modélise la jonction PN;
- ✓ Une résistance série R_s : Modélise les diverses résistances des différentes couches de la cellule;
- ✓ Une résistance parallèle R_{sh} : Caractérise le courant de fuite dans la diode et effets de bords de la jonction.

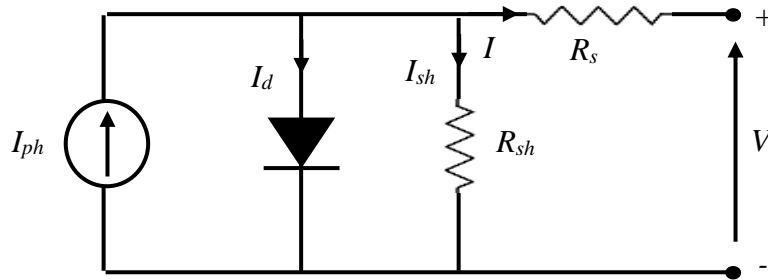


Figure I.13: Schéma électrique équivalent du modèle à une diode d'une cellule PV.

L'expression résultante correspondant à une caractéristique courant-tension pour une température un éclairement exprime comme suit[27]:

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (I.7)$$

Ou

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{q(V+I.R_s)}{nkT} \right) - 1 \right) - \frac{(V+I.R_s)}{R_{sh}} \quad (I.8)$$

Avec

I : Courant fourni par la cellule PV ;

I_{ph} : Courant photogénéré ;

I_d : Courant traversant la diode ;

I_s : Courant de saturation inverse de la diode ;

V : Tension de sortie ;

q : Charge de l'électron ($1.6 \cdot 10^{-19}$ C) ;

K : Constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$) ;

n : Facteur de qualité de la photopile ($1 < n < 2$) ;

T : Température de la jonction en K ;

R_{sh} : Résistance parallèle (shunt) ;

R_s : Résistance série.

Le courant photo généré I_{ph} dépend de l'éclairement et de la température, il s'exprime comme suit:

$$I_{ph} = I_{cref} \times \frac{E}{E_{ref}} \quad (I.9)$$

Le courant de saturation I_s dépend de la température, de la largeur de la bande interdite du matériau et du nombre de cellules en série. Il est donné par:

$$I = \frac{I_{ccref}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{V_1}\right) - 1} \times \left[\frac{T}{T_0}\right]^3 \times \exp\left(\frac{-qE_g}{KT}\right) \quad (I.10)$$

En utilisant l'équation (I.8) et en partant du fait qu'un générateur photovoltaïque est constitué de groupements, série-parallèle, de cellules photovoltaïques, la relation qui lie le courant à la tension d'un *GPV* est donnée par [28]:

$$I = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_0 \left(\exp\left(\frac{q\left(\frac{V}{N_s} + \left(\frac{I}{N_p}\right)\left(\frac{N_p}{N_s}\right)\right)}{nkT}\right) - 1 \right) - N_p \frac{\left(\frac{V}{N_s} + \left(\frac{I}{N_p}\right)\left(\frac{N_p}{N_s}\right)\right)}{R_{sh}} \quad (I.11)$$

Soit en simplifiant :

$$I = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_0 \left(\exp\left(\frac{q(V + I \cdot R_s)}{N_s nkT}\right) - 1 \right) - \frac{(V + I \cdot R_s)}{R_{sh}} \quad (I.12)$$

Avec :

N_s : Nombre de cellules en série;

N_p : Nombre de cellules en parallèle.

Le modèle électrique de générateur photovoltaïque est donné par la figure suivante [29][30]:

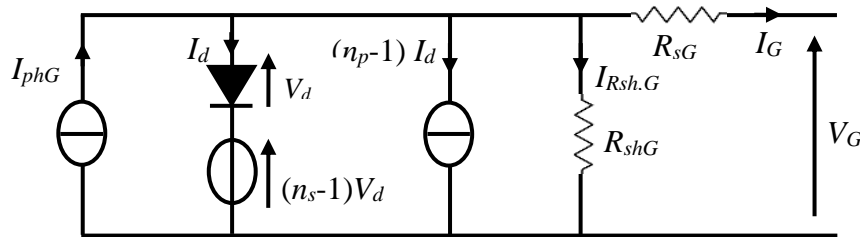


Figure I.14. Schéma électrique équivalent d'un générateur photovoltaïque utilisant le modèle à une seule exponentielle

I.6 SIMULATION D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE :

I.6.1 Caractéristiques I(V) et P(V) :

Les résultats obtenus de la simulation (programmation en utilisant le logiciel MATLAB) d'une caractéristique courant – tension I(V) et puissance - tension P(V) de la cellule photovoltaïque dans les conditions standards (T=25°C, E=1000 W/m²) sont représentés dans les figures (I.15) et (I.16) :La figure (I.15) représente la caractéristique courant – tension d'une cellule solaire dans les conditions de E=1000 W/m² et T=25°C. Le courant de court-circuit est égal 4,5 A et la tension de circuit ouvert est 0.6 v.

Pour tracer ces courbes, nous avons adopté sur les équations suivantes :

$$I = I_{cc} - I_0 \left(e^{\frac{qV_d}{KT}} - 1 \right) \quad (I.13)$$

$$P = I * V \quad (I.14)$$

P: la puissance (w)

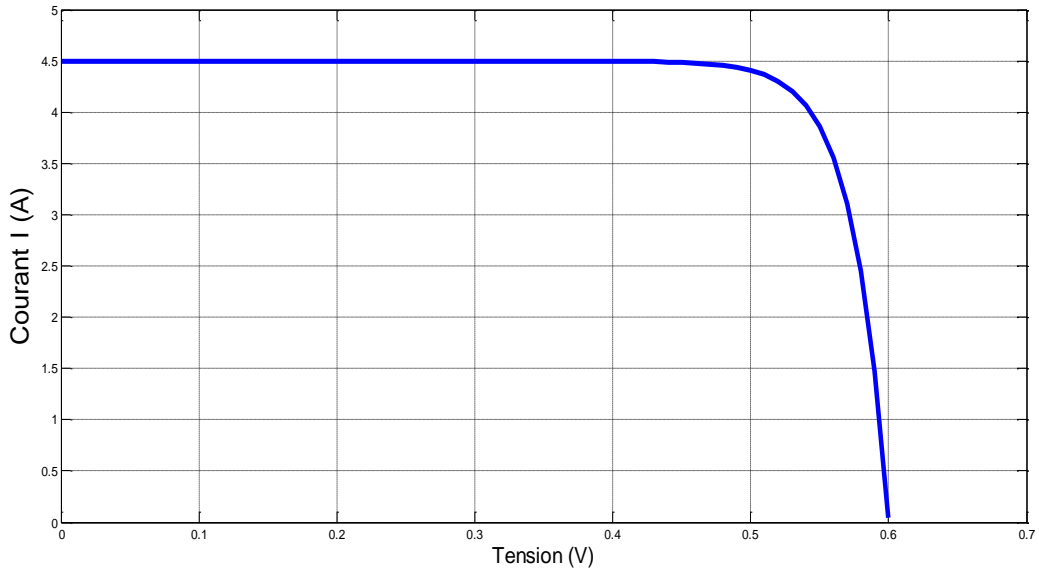


Figure (I.15) : Caractéristique I(V) d’une cellule ($T=25^{\circ}\text{C}$, $G=1000\text{W}/\text{m}^2$).

On observe que la caractéristique I(V) d’une cellule photovoltaïque est identique à celle d’une jonction P-N avec un sens bloqué, mais décalé le long de l’axe du courant d’une quantité directement proportionnelle à l’éclairement

La figure (I.15) représente la caractéristique puissance – tension d’une cellule solaire dans les conditions de $E=1000 \text{ W}/\text{m}^2$ et $T=25^{\circ}\text{C}$. La puissance maximale est $P_{\text{max}}=2.25\text{W}$

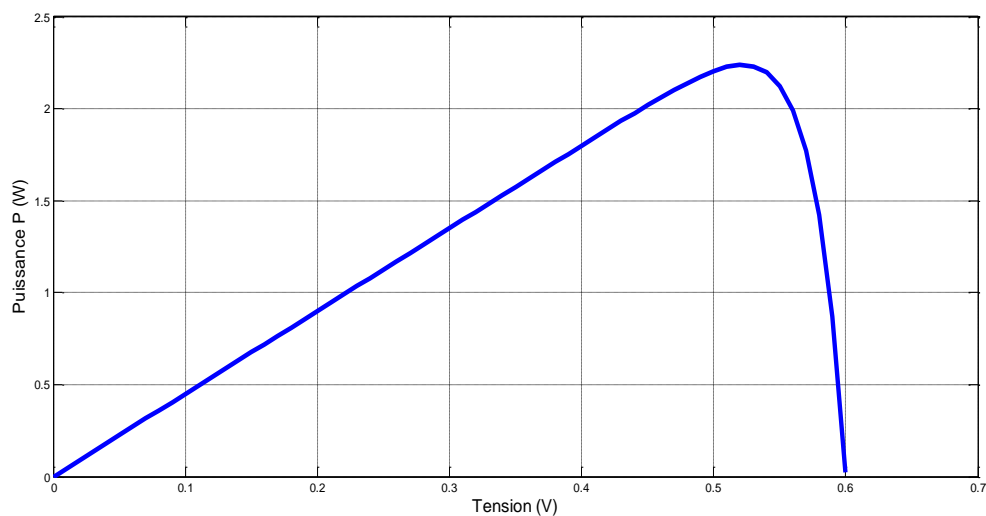


Figure (I.16) : Caractéristique P(V) d’une cellule ($T=25^{\circ}\text{C}$, $G=1000\text{W}/\text{m}^2$).

On remarque que, quand la tension augmente la puissance augmente jusqu'à atteindre la valeur optimale (P_{max}) ensuite elle décroît.

I.6.2 Effets climatiques sur la cellule PV :

I.6.2.1 Influence de la température sur la cellule :

L'influence de la température est importante et a des conséquences pour la conception des panneaux et des systèmes photovoltaïques.

La température est un paramètre essentiel puisque les cellules sont exposées aux rayonnements solaires, susceptibles de les échauffer. De plus, une partie du rayonnement absorbé n'est pas convertie en énergie électrique il se dissipe sous forme de chaleur.[31]

Les figures (I.17) et (I.18) représentent la caractéristique courant – tension $I(V)$ et puissance – tension $P(V)$ dans la même condition de l'éclairement ($E=1000 \text{ W/m}^2$) et pour différentes températures ($T=0,25,50,75$) :

pour tracer ces courbes, nous avons adopté sur les équations suivantes :

$$\frac{I}{T} = \frac{I_{cc}}{T} - \frac{I_0}{T \left(e^{\frac{qV_d}{kT}} - 1 \right)} \quad (\text{I. 15})$$

$$I_{cc}/T = I_{cc}/T_{ref} (1 + a(T - T_{ref})) \quad (\text{I. 16})$$

$$I_0/T = I_0/T_{ref} (T/T_{ref})^{(3/n)} e^{(qE_g/nk(1/T_{ref} - 1/T))} \quad (\text{I. 17})$$

T = la température donnée (k)

T_{ref} = la température de référence (25°C)et (298K)

a = coefficient de température

E_g =énergie de gap semi-conducteur (1,1 ev pour le si à (25°C))

n = le facteur d'idéalité de la diode, il prend une valeur entre 1 et 2

Donc remplacer (15) et (16) dans (17) :

$$I/T = I_{cc}/T_{ref}(1 + a(T - T_{ref})) - I_0/T_{ref} \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{3/n} e^{qEg/nk\left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T}\right)} \left(e^{\frac{qVd}{kT}} - 1\right) \quad (I.18)$$

Caractéristique (I-V) :

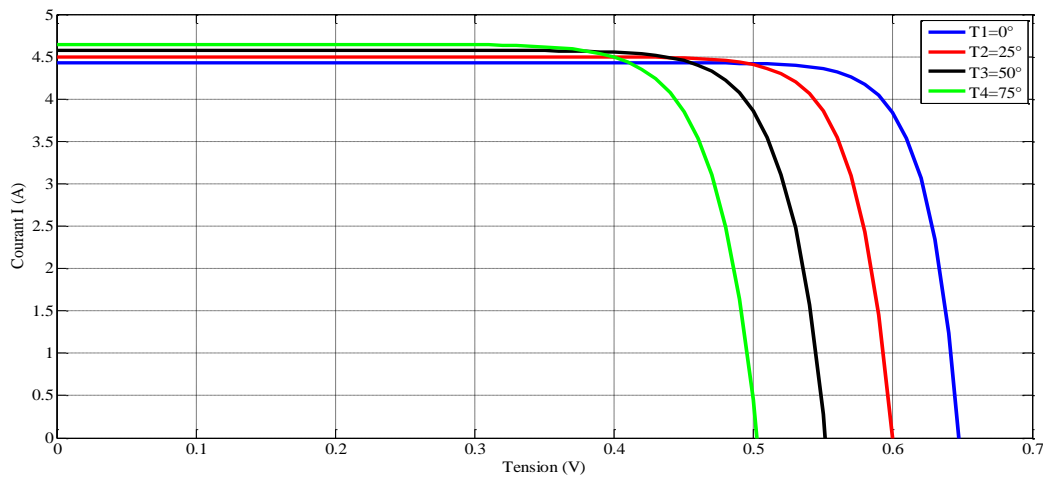


Figure (I.17) : Caractéristique I(V) pour différentes températures (G=1000W/m²).

On remarque que la tension de circuit ouvert est diminuée avec l’augmentation de la température, par contre le courant de court-circuit augmente légèrement avec l’augmentation de la température.

• **Caractéristique(PV) :**

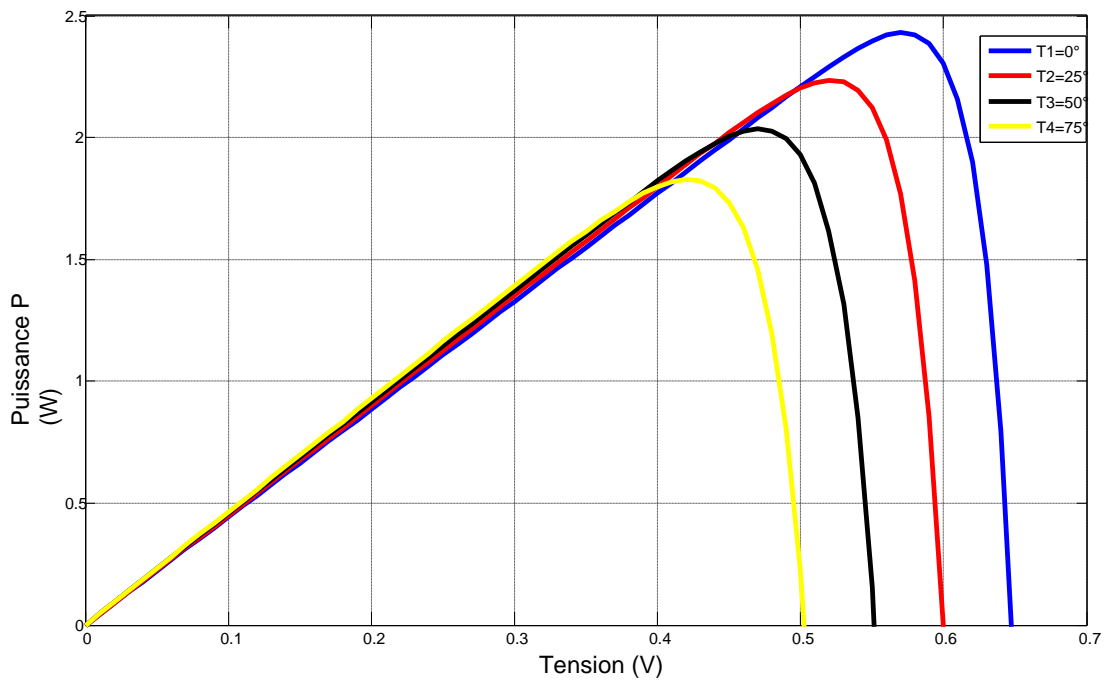


Figure (I.18) : Caractéristique P(V) pour différentes températures (G=1000W/m²)

On observe que la puissance maximale diminue avec l'augmentation de la température. En fait, nous constatons que la température influe négativement sur la tension de circuit ouvert. On peut donc tirer la conclusion suivante :

Les cellules PV ont de meilleures performances dans un environnement froid avec ciel dégagé.

I.6.2.2 Influence de l'éclairement sur la cellule :

L'énergie électrique produite par une cellule dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface [31] .

Les figures (I.19) et (I.20) représentent la caractéristique (I-V) et (P-V) d'une cellule en fonction de la variation de l'éclairement ($E=200.400.600.800.1000 \text{ W/m}^2$) à température constants ($T=25^\circ\text{C}$) :

pour tracer ces courbes, nous avons adopté sur les équations suivantes :

$$\frac{I}{G} = \frac{I_{cc}}{G} - I_0 \left(e^{\frac{qV_d}{kt}} - 1 \right) \quad (\text{I. 19})$$

$$I_{cc}/G = \frac{G}{G_0} I_{cc}/G_0 \quad (\text{I. 20})$$

G = irradiation donnée en (w/m^2)

G_0 = irradiation de référence (1000w/m^2)

Donc remplacer (20) dans (19):

$$\frac{I}{G} = \frac{G}{G_0} \frac{I_{cc}}{G_0} - I_0 \left(e^{\frac{qV_d}{kt}} - 1 \right) \quad (\text{I. 21})$$

Et $P = I \cdot V$

• **Caractéristique (I-V):**

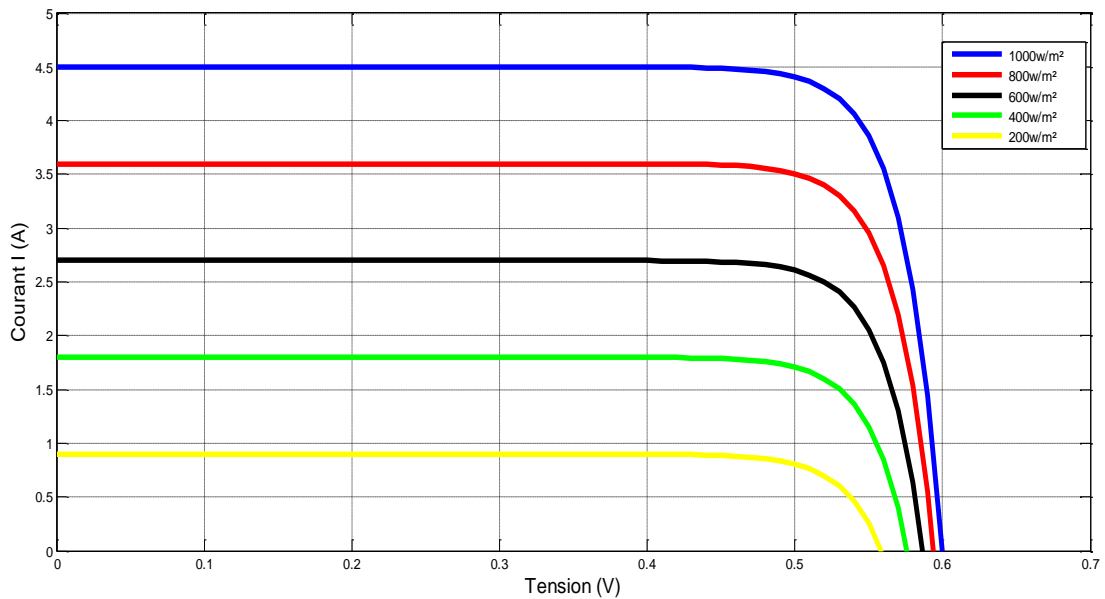


Figure (I.19) : Caractéristique I(V) pour différents niveaux d'éclairement (T=25°C).

Le courant de court-circuit est directement proportionnel au rayonnement incident. Par contre, la tension ne varie que très peu en fonction de l'éclairement figure (I.19).

• **Caractéristique (P-V) :**

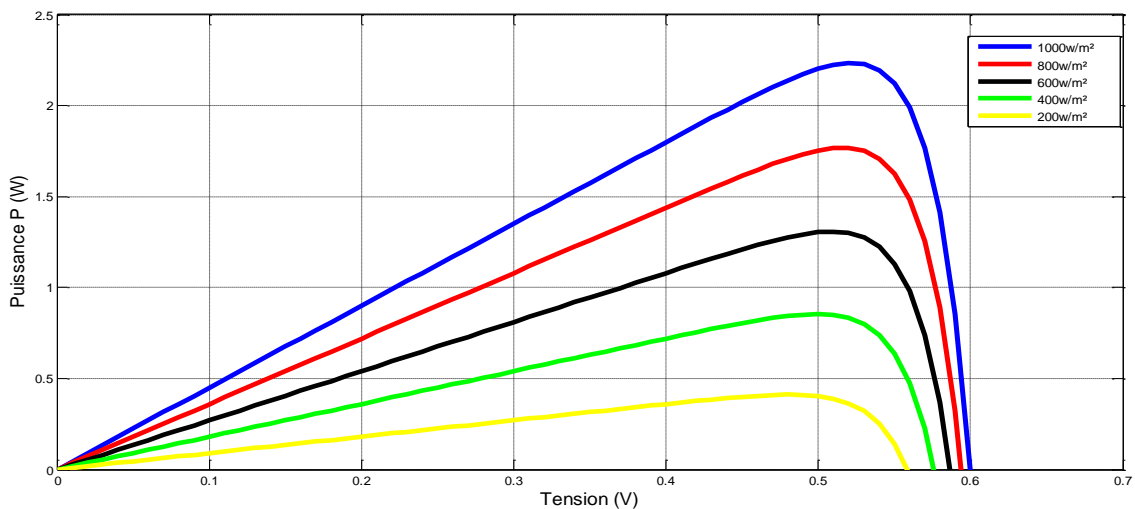


Figure (I.20) : Caractéristique P(V) pour différents niveaux d'éclairement (T=25°C).

La figure (I.20) illustre la variation de la puissance délivrée par la cellule en fonction de la tension pour différentes valeurs d'éclairement, ce qui nous permet de déduire l'influence de l'éclairement sur la caractéristique $P(V)$.

On observe que la puissance maximale augmente avec l'augmentation de l'éclairement . On constate que l'éclairement influe positivement sur la tension de circuit ouvert.

I.7 AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES :

I.7.1 Avantages :

- Sa gratuité.
- Pas de pollution.
- Sa fiabilité et la longue vie de l'installation.
- Sa structure fixe.
- Son coup de maintenance bas.
- Sa flexibilité (dimensionnement selon les besoins, modularité).
- L'installation ne produit aucun bruit
- Son potentiel illimité. 5% de la surface des déserts sucrerait pour alimenter la planète entière.

I.7.2 Inconvénients :

- Le coût élevé de l'installation.
- Le rendement relativement bas de l'effet photovoltaïque.
- La puissance est réduite lorsque les conditions climatiques sont défavorables (nuages).
- Le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire pour une installation autonome. Même si l'électricité produite par une installation

photovoltaïque est sans pollution, la fabrication, l'installation et l'élimination des panneaux ont un impact sur l'environnement[16].

I.8 CONCLUSION :

Dans ce chapitre, on a présenté un aperçu sur les énergies renouvelables notamment l'énergie solaire photovoltaïque. On donne des généralités sur les systèmes photovoltaïques (le rayonnement solaire et la conversion photovoltaïque) et les propriétés des Semi-conducteurs. Ainsi, on a vu les différentes technologies de la cellule PV existe dans la littérature, la modélisation d'une cellule PV enfin on a cité les avantages et les inconvénients des systèmes photovoltaïques. Dans le chapitre suivant, nous allons présenter les différentes méthodes de reconfiguration des modules PV afin d'optimiser la puissance fournie de la générateur PV.

CHAPITRE II :
Architectures photovoltaïques
reconfigurables.

II.1 INTRODUCTION :

La puissance électrique générée par un module photovoltaïque peut être fortement diminuée par rapport aux conditions optimales de production (point maximum de puissance), mais aussi par rapport aux conditions météorologiques. En effet, de nombreux facteurs, tels que l'ombrage, ou la température, peuvent agir considérablement sur la production électrique d'un panneau photovoltaïque (PV). L'ombrage partiel (PS) est un problème qui est souvent rencontré lors de l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque, il peut être dû à des nuages, des poteaux électriques, à l'ombre de bâtiments, etc. Lorsqu'une partie d'un champ photovoltaïque est ombrée, les modules ombrés ne peuvent pas produire autant de courant comme ceux non ombrés étant donné que tous les modules sont connectés en série et/ou en parallèle.

En effet, les modules ombrés obligeront les modules non ombragés à opérer dans la région de tension négative. Cela entraîne une perte nette de tension dans le système. Les modules ombrés absorbent la puissance et commencent à agir comme une charge. En d'autres termes, les modules ombrés dissipent la puissance sous forme de chaleur et provoquent des points chauds. Actuellement, de nombreuses études sur les effets d'ombrage partiel sur les différents systèmes PV sont réalisées, elles ont pour objectif de tenter d'améliorer les performances électriques de ces systèmes [32][33].

En général, les systèmes PV utilisent différentes configurations pour atteindre la tension et les courants désirés [34]. Parmi ces configurations, on trouve série parallèle (SP), Totale-Cross-Tied (TCT), Honey Comb (HC) et Bridge Linked (BL) [35].

II.2 LES DIFFERENTES ARCHITECTURES DE PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES :

Les configurations des matrices de modules PV sont largement étudiées par des experts contemporains et universitaires, les six configurations de module suivantes sont couramment utilisées [36] :

II.2.1 Connexion Série- parallèle (SP):

tous les modules PV sont d'abord connectés en série puis en parallèle comme indiqué sur la figure II.1, ce type de configuration peut augmenter la tension et le courant de sortie du module et le schéma de connexion est simple et facile à construire, par conséquent les tableaux en série-

parallèle sont les configurations les plus utilisées, cependant quand une branche d'une série série-parallèle subie un ombrage partiel ou des dysfonctionnements, le courant de sortie global diminue substantiellement.

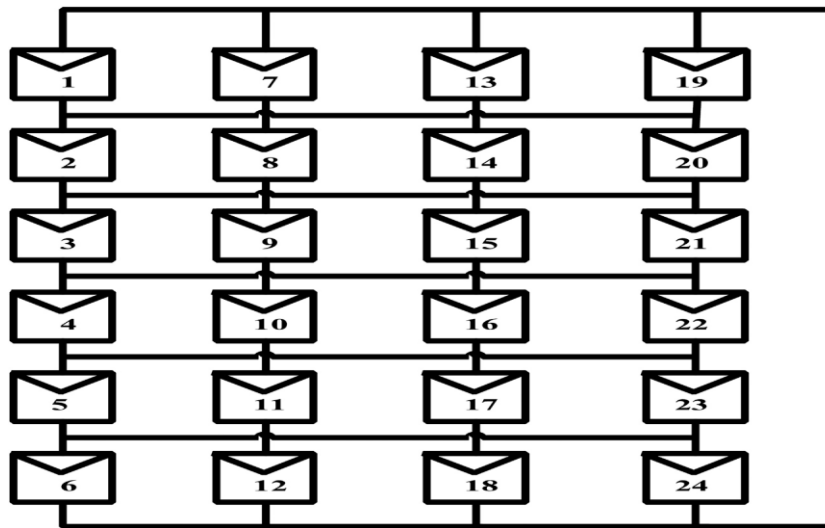


FIGURE II.1 : Connexion Série- parallèle (SP).

II.2.2 Connexion totalement croisée (Total Cross-Tied « TCT»):

Tous les modules PV sont connectés en série puis croisés en parallèle comme indiqué dans Figure II.2, cette configuration implique un schéma dans lequel les modules sont connectés en parallèle puis en série. Plusieurs modules PV sont d'abord connectés en parallèle, puis ses modules parallèles sont ensuite connectés en série, ce schéma de connexion peut résoudre les inconvénients d'arrangement série et parallèle.

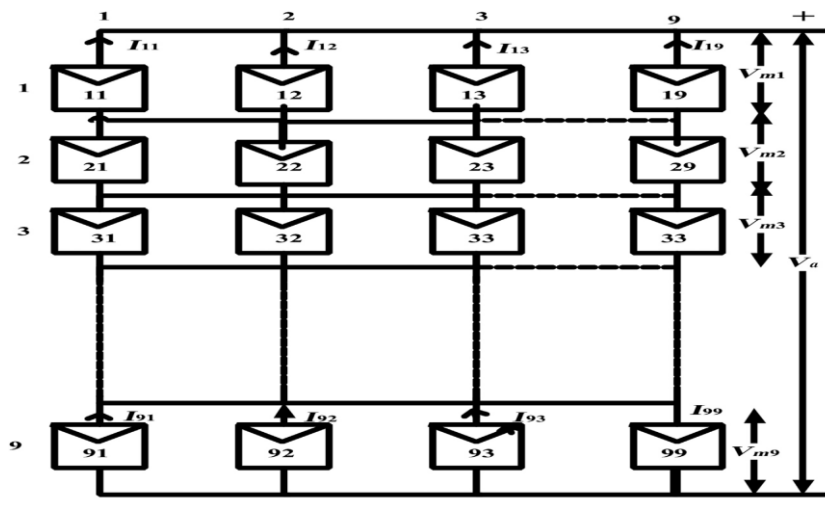


FIGURE II.2 : Connexion totalement croisée (Total Cross-Tied « TCT »).

II.2.3 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 II.3, lorsque les configurations de ce type sont partiellement ombrées, les modules voisins sont également affectés est réduisant la tension et le courant de sortie global.

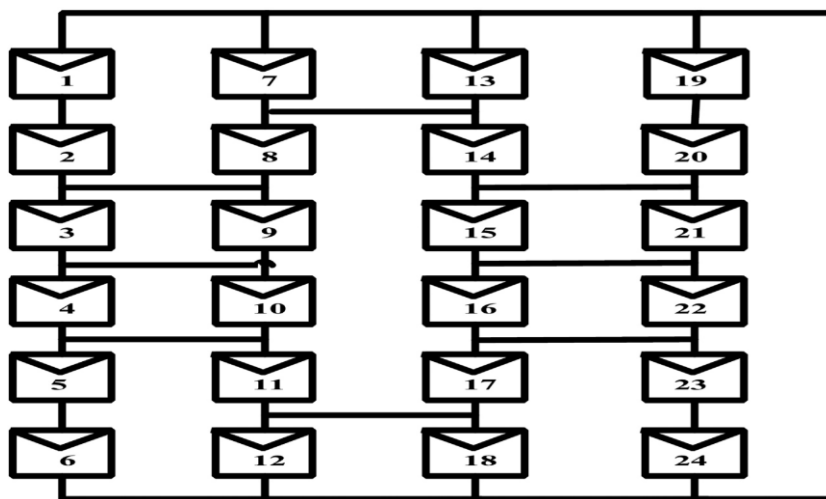


FIGURE II.3 : Connexion en Pont-lié (Bridge-Linked « BL »).

II.2.4 Connexion en nid d'abeilles (Honey Comb « HC »):

Tous les modules PV sont connectés dans une architecture de nid d'abeilles comme le montre la figure II.4 tel configurations peuvent 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. [37][38]

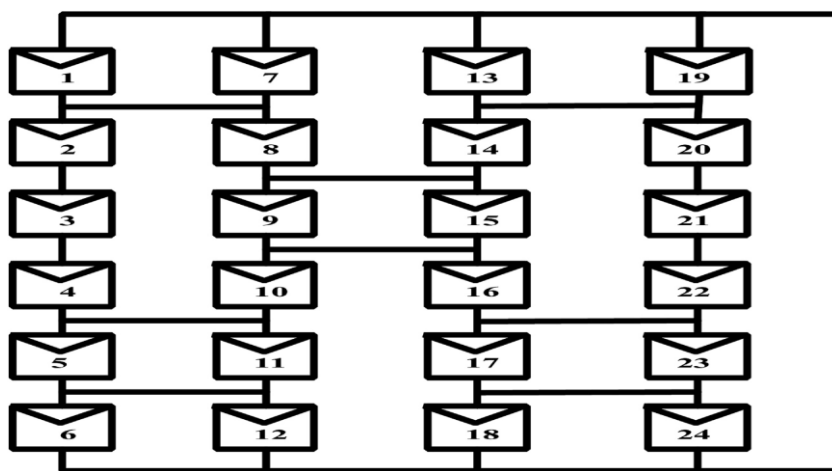


Figure II.4 : Connexion en nid d'abeilles (Honey Comb « HC »).

Les tensions, courants et puissances de sorties des six schémas de connexion de modules photovoltaïques sont résumés dans le **Tableau II.1** [36].

Les puissances de sortie des six configurations mentionnées précédemment sont approximativement égales à des niveaux d'irradiation et de températures identiques

Configuration / La sortie	La tension de sortie du tableau de module	Le courant de sortie du tableau de module	La puissance de sortie du tableau de module
Arrangement Série-parallèle	$V_{pv} = \sum_{k=1}^{k=6} V_k = 6v$	$I_{pv} = \sum_{n=1}^{n=4} I_n = 4 I$	$P_{pv} = 24VI$
Arrangement croisée	$V_{pv} = \sum_{k=1}^{k=6} V_k = 6v$	$I_{pv} = \sum_{n=1}^{n=4} I_n = 4 I$	$P_{pv} = 24VI$
Arrangement de Pont-lié	$V_{pv} = \sum_{k=1}^{k=6} V_k = 6v$	$I_{pv} = I_1 + I_4 + I_{10} + I_{16} = 4I$	$P_{pv} = 24VI$
Arrangement en nid d'abeille	$V_{pv} = \sum_{k=1}^{k=6} V_k = 6v$	$I_{pv} = I_1 + I_5 + I_{11} + I_{17} = 4I$	$P_{pv} = 24VI$

Tableau II.1 : Les sorties de tension, de courant et de puissance de tous les schémas de connexion des modules PV.

Note: v^* est la tension de sortie d'un seul module.

I^{**} est le courant de sortie d'un seul module

II.3 PROCEDE DE RECONFIGURATION TOPOLOGIQUE :

Cette partie traite les différents types de défauts qui se produisent dans un champ PV. Cela aussi décrit la méthode de reconfiguration de la topologie qui peut être utilisée pour trouver la topologie idéale dans des conditions d'ombrage.

II.3.1 Aperçu des types de défauts :

Un aperçu des défauts du module est présenté pour expliquer leur effet sur les performances du module. La puissance d'un champ solaire idéal est la somme des pouvoirs de chaque module, dans ce cas le calcul de la tension et du courant du champ est assez simple.

Cependant, dans la pratique la puissance continue disponible du réseau est sensiblement inférieure aux niveaux attendus. Ceci est attribué à divers types de défauts de module qui se produisent dans le champ solaire. Dans des conditions défectueuses telles que l'ombrage et la salissure, la reconfiguration de topologie peut être utilisée pour augmenter l'efficacité du champ. Cette section discute les majeurs types de défauts.

II.3.1.1 Incompatibilité du Module :

Les modules photovoltaïques ont des caractéristiques électriques variables inévitablement causées par la variation dans les processus de fabrication. Le courant et la tension optimaux peuvent différer d'un module à autre dans un champ à un moment donné. Ces variations conduisent à une réduction de la puissance de sortie du réseau, en raison des contraintes imposées par la configuration électrique du champ. Les discordances de module font que les modules fonctionnent à un point sous-optimal sur la courbe courant-tension (I-V), réduisant ainsi la puissance de sortie du champ. Bien que les processus de fabrication soient améliorés, les désadaptations des modules doivent être considérées [39].

II.3.1.2 l'encrassement du Module :

La saleté du module est l'accumulation de saleté sur la surface d'un module PV, des chercheurs ont constaté que les effets de la souillure sont faibles (perte de puissance de 2,3%) pour les incidences de lumière directes, mais deviennent significatifs pour les grands-angles: une perte de 8,1% a été observée sur le module lorsque la lumière était incidente à un angle de 56 degrés, fientes d'oiseaux aussi provoquer un effet dégradant important dû à leur blocage complet de la lumière sur une petite région, un module souillé entraîne une différence dans l'irradiance réelle reçue par le module, réduisant ainsi les performances du champ.[40]

II.3.1.3 Ombre :

L'ombrage est le phénomène dans lequel la surface du module PV est partiellement ou totalement bloquée du soleil. C'est une préoccupation très sérieuse dans les réseaux PV. Cela implique une réduction significative des performances du module s'il n'est pas traité à temps. Quand une cellule PV est ombrée, son courant généré par la lumière diminue réduisant le point de puissance maximale IMP actuel du module, pour une nuance totale c'est-à-dire 100% d'ombrage donne $ISC = IMP = 0$ et le module PV agit comme une diode, consommant plutôt que de produire du courant, le module ombré se réchauffe produisant un "point chaud". Ces points chauds peuvent conduire à l'échec du module réduisant ainsi considérablement l'efficacité du

champ, lorsqu'un module ombré est connecté à des modules non ombrés dans une configuration série parallèle, le courant de la chaîne constituée du module ombré est contraint de fonctionner au courant réduit du module ombré, cela restreint le courant de la chaîne et donc la puissance disponible des autres modules non ombrés. Pour éviter cela les modules PV sont équipés de diodes bypass, les diodes de dérivation constituent un canal alternatif pour le courant et atténuer l'effet des divergences graves [41][42].

II.3.1.4 Défaut de terre :

Un défaut à la terre se produit lorsque le module PV développe un chemin involontaire vers la terre, cela conduit à une tension réduite et une puissance de sortie qui peut être mortelle si la fuite des courants traverse une personne, les disjoncteurs de fuite à la terre (GFCI) peuvent détecter un très faible courant de fuite (6 mA) et l'arrêt du courant dans les 200 ms, bien qu'il existe des problèmes spécifiques liés à la détection des défauts à la terre DC, GFCI utilisé dans Les puces PV sont assez similaires aux appareils AC dans les salles de bains modernes. GFCI sont une technologie mature et sont mandatés pour tous les systèmes PV par les États-Unis 2008 Code national de l'électricité [43].

II.3.1.5 Défaut d'arc CC :

L'arc électrique continu (CC) est une étincelle provoquée par l'air ou un autre facteur diélectrique. Ça arrive sous deux formes: série et parallèle [44][45]. Un arc de série se produit quand une connexion pause, laissant deux pilotes très proches les uns des autres. Ils peuvent se produire en jonction boîtes, aux connexions par câble entre les modules et dans les modules. Un arc parallèle peut se produire lorsque deux conducteurs de tension différents sont proches l'un de l'autre. Les arcs causent une inefficacité dans le fonctionnement du champ et provoquent une défaillance des diodes de dérivation [46] et peuvent même provoquer des incendies. Les défauts d'ombrage et de salissure entraînent une diminution de la quantité d'irradiance reçue par le module et réduit sa puissance de sortie, les effets causés par la réduction de l'irradiance sont abordés dans cette recherche.

II.3.2 METHODOLOGIES EXISTANTES :

Les principaux problèmes qui causent une production d'énergie du champ photovoltaïque moins que la puissance nominale sont l'ombrage et la sélection incorrecte de la topologie. Pour surmonter le problème d'ombrage plusieurs méthodes ont été avancées, les techniques et leurs inconvénients associés sont discutés ci-dessous:

II.3.2.1 Égalisation de l'irradiation :

La méthode d'égalisation de l'irradiation est appliquée au champ PV connecté dans la configuration totalement croisée (TCT) et qui dépend de l'irradiance reçue par les modules, ils sont déplacés de sorte que chaque rangée de la chaîne série à un éclairage similaire. Puisque cette méthode augmente la puissance de sortie du champ en assimilant l'irradiance, on l'appelle «Égalisation par irradiation», la relocalisation des modules est réalisée à l'aide d'une matrice de commutation. [47]

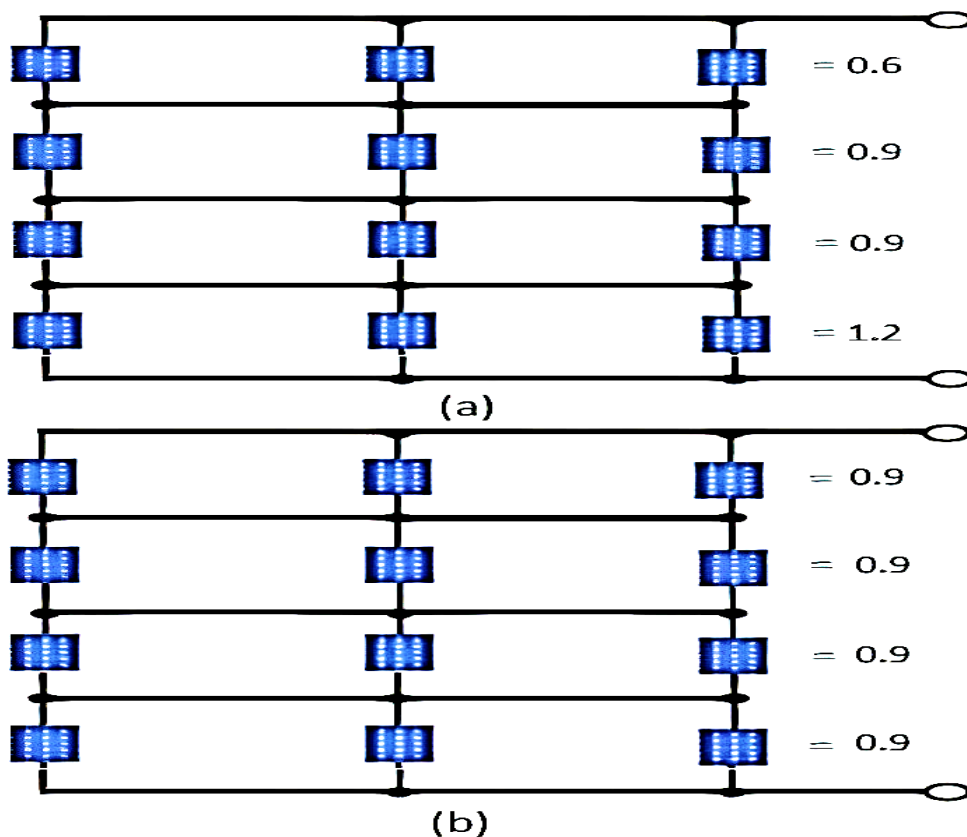


Figure II.5 : Démonstration de la méthode d'égalisation de l'irradiation.

Un module ombré lorsqu'il est présent dans une chaîne limite le courant dans la chaîne, en connectant des modules PV avec un fonctionnement similaire, les caractéristiques d'une chaîne augmenteraient alors la puissance totale. Le concept de l'égalisation de l'irradiation démontrée est illustré dans la figure II.5 la matrice PV est constituée de 12 modules connectés dans la configuration TCT, chaque rangée de la figure se compose de 3 modules connectés en parallèle et peut être considéré comme un seul bloc de module, le courant généré par le bloc de module est la somme des courants des modules individuels, quatre modules de ce type sont connectés en

série, l'effet du courant de sortie de chaque module normalisé avec l'éclairement de 1000 W / m^2 (éclairement correspondant aux conditions d'essai standard) est calculé comme irradiance efficace.

Le facteur d'éclairement effectif est la somme des modules individuels d'irradiance efficace, la figure II.5 (a) montre des blocs de modules avec des facteurs d'éclairement énergétique efficace et inégalé, la matrice de commutation est ensuite utilisée pour réorganiser l'emplacement électrique des modules et la configuration appropriée est représentée sur la figure II.5 (b) La sortie de la configuration (b) est plus élevée, cela est dû au fait que la discordance actuelle entre les blocs est réduite avant de les connecter en séries.

Cette méthode est appliquée à un champ connecté dans une topologie d'attache totale fixe. Bien qu'il y ait une certaine reconfiguration dans la topologie, il se peut qu'elle ne soit pas la topologie optimale, de plus cette méthode utilise une matrice de commutation pour déplacer les modules et pour des matrices plus grandes la matrice de commutation devient compliquée et difficile à utiliser. [48]

II.3.2.2 Banque adaptative :

La méthode de banque adaptative reconfigure le champ PV pour fournir la puissance de sortie maximale dans différentes conditions d'ombrage, ici le système PV a deux parties la partie fixe et la partie adaptative. La partie fixe constitue la matrice PV qui est connectée en configuration TCT (Total Cross-tied). La partie adaptative consiste en une banque de modules PV individuels, lorsque la puissance de sortie du générateur PV (partie fixe) diminue les modules de la banque adaptative sont connectés en parallèle aux modules de la partie fixe. Ceci est accompli en employant une matrice de commutation qui est construite à partir de relais ou d'interrupteurs électriques.

Le module solaire le plus éclairé de la banque adaptative est connectée en parallèle à la rangée de la partie fixe qui a le moins de puissance (la rangée la plus ombrée). De cette manière tous les modules de la banque adaptative sont connectés.

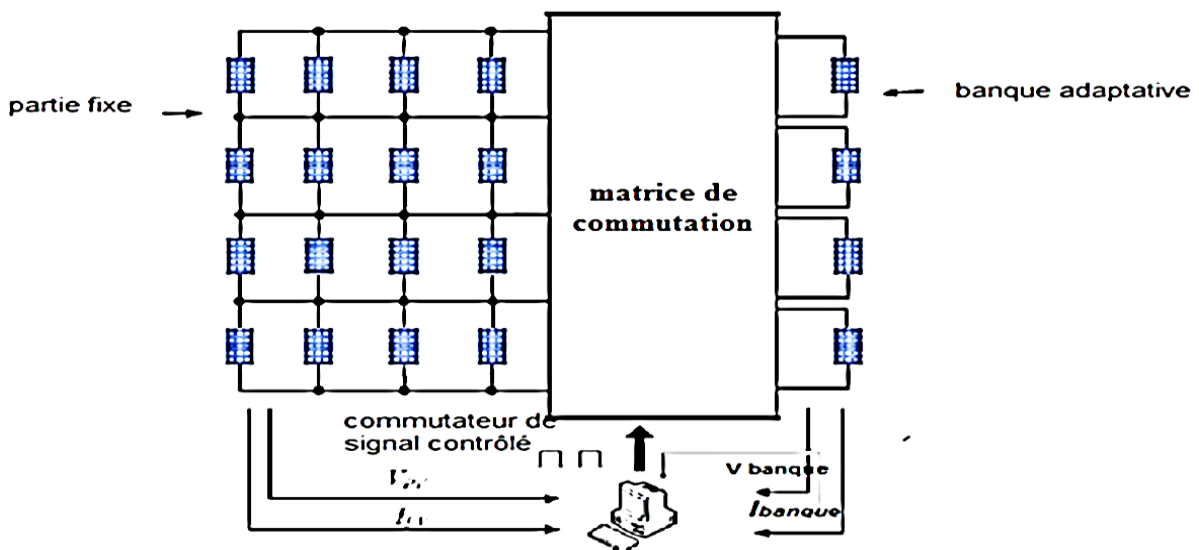


Figure II.6 : Architecture de la banque adaptative.

Considérons un tableau de 24 modules connectés dans la configuration totalement croisée TCT comme le montre la figure II.7. dans des conditions de fonctionnement normales il n'y a pas besoin de changer la configuration. Cependant six modules du champ sont actuellement fortement ombrés, le courant maximal pouvant être généré par ce champ est maintenant limité par la première rangée qui n'a réellement que deux modules sains, cet effet nocif peut être minimisé dans une certaine mesure en utilisant la méthode de banque adaptative, ici les quatre premières colonnes peuvent être considérées comme la partie fixe et la dernière colonne comme la partie adaptative. Chaque module de la partie adaptative peut être connecté à l'une des lignes de la partie fixe, ceci est accompli en utilisant la matrice de commutation construite avec cet arrangement, l'état très déséquilibré des rangées dans la figure II.7 peut être corrigé comme le montre la figure II.8 Ici deux modules de la partie adaptative du tableau sont ajoutés en parallèle à la première rangée qui a 2 modules ombrés et trois modules sont ajoutés à la deuxième rangée qui a 3 modules ombrés. À présent chaque rangée du champ a au moins trois modules non-ombrés, de sorte que le courant n'est pas limité à deux modules comme dans le cas précédent. Si la divergence n'est pas grave, le module solaire

Le plus éclairé de la banque adaptative est connecté en parallèle avec la rangée de la partie fixe qui a le moins de puissance (la ligne la plus ombrée).

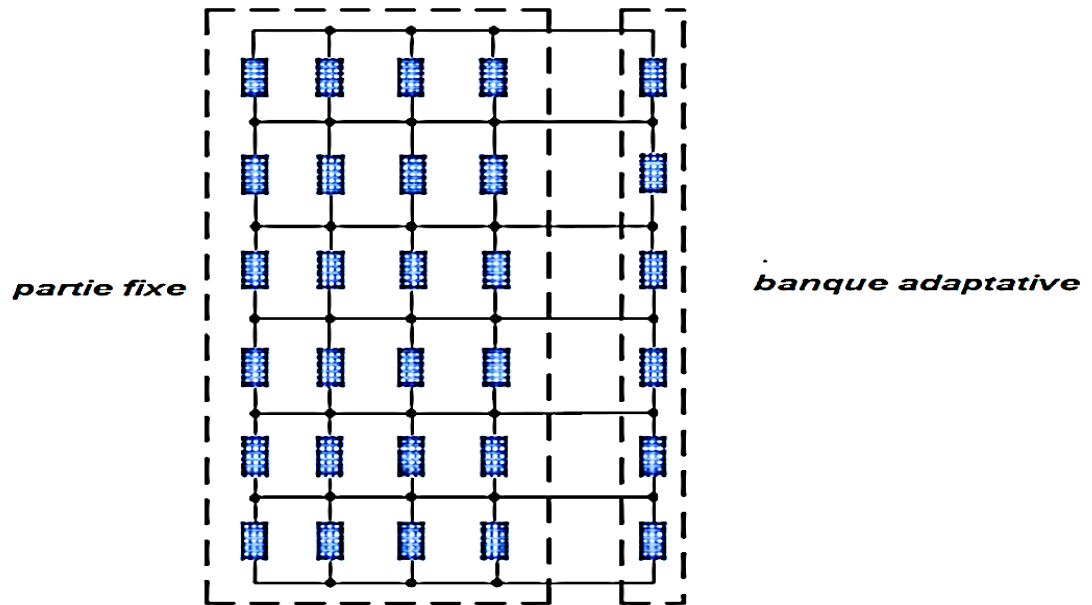


Figure II.7: Schéma de connexion de la matrice de modules dans des conditions normales.

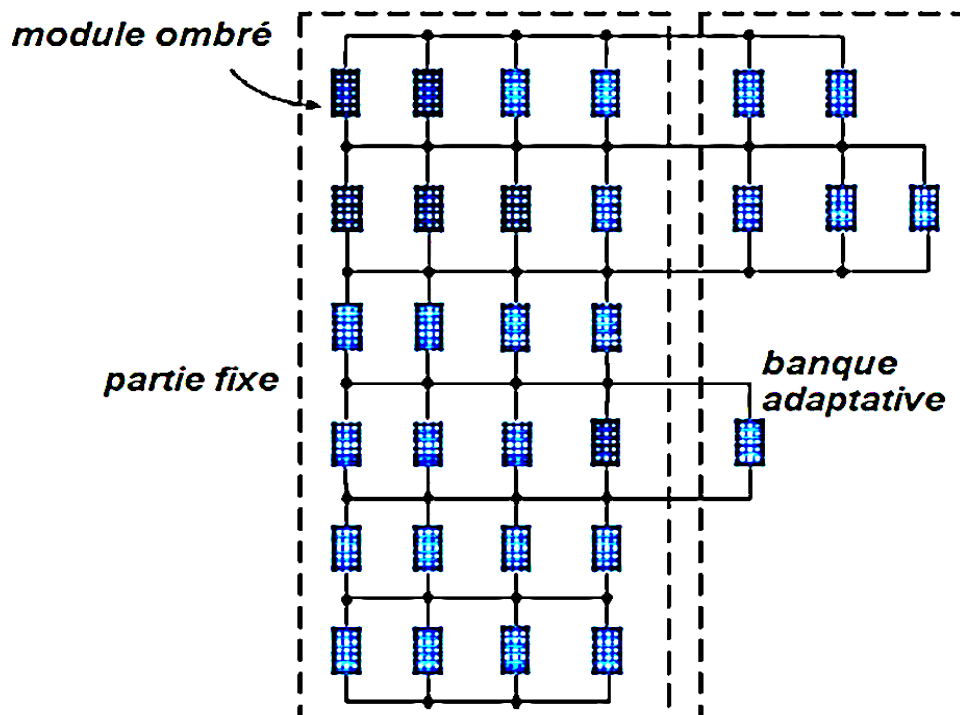


Figure II.8 : Schéma de connexion dans des conditions partiellement ombrées.

Cette méthode utilise également la topologie totale croisée et une matrice de commutation pour augmenter l'efficacité du champ. Par rapport à la méthode d'égalisation de l'irradiance, il nécessite une matrice de commutation plus petite, car elle ne déplace que les modules dans la banque adaptative plutôt que tous les modules dans le champ, mais il utilise toujours une topologie qui n'est pas optimale constituée de module fixe et nécessite un ensemble supplémentaire de modules alloués en tant qu'une banque adaptative, des modules supplémentaires augmentent le coût du système, ce qui représente une charge financière importante.[49]

Autres experts et universitaires ont suggéré d'utiliser plusieurs poursuivants MPP plutôt que d'un seul poursuivant MPP dans un champ de modules pour minimiser l'effet que les modules partiellement ombragés ou défectueux ont sur la puissance de sortie globale du système, cette architecture est montrée dans la figure II.9, bien que cette méthode augmente efficacement la puissance de sortie globale, le nombre de convertisseurs DC-DC requis augmente également les coûts d'équipement. [50]

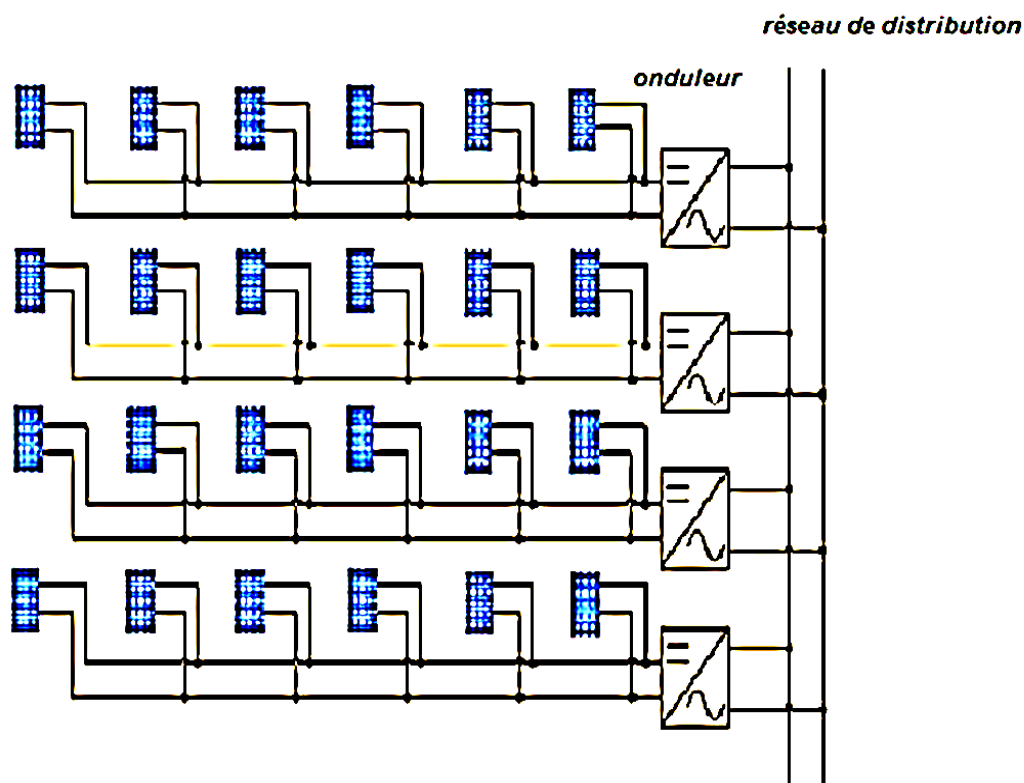


Figure II.9 : Schéma de connexion des tableaux de modules.

II.3.2.3 Matrice de commutation reconfigurable :

La matrice de commutation est l'un des points les plus cruciaux d'un système PV à reconfiguration dynamique, l'architecture de commutation doit fournir une grande fiabilité, des coûts bas, un faible entretien et la durée de vie doit être la même que celle du générateur PV lui-même.

Les relais sont dans de nombreux cas le choix le plus efficace, principalement dans la version mécanique, en réalité bien que les relais à semi-conducteurs offrent une durée de vie plus longue, car ils n'ont pas de pièces mobiles, ils sont plus chers pour le plus haut des courants requis pour les interconnexions des modules PV. Depuis la commutation les coûts de la matrice sont proportionnels au nombre de relais, les solutions minimisant le nombre de commutateurs et de topologies et utilisent des relais qui sont très adoptés.

Il est intéressant d'observer que le nombre de commutateurs requis influent sur les coûts d'installation fixes par contre le nombre d'opérations de commutation affecte la durée de vie de l'ensemble du dispositif et donc peut être considéré comme des coûts d'exploitation variables, mais dans la littérature il n'y a pas un aperçu profond de ces questions. [51]

À partir de ces questions de base un schéma électrique dynamique (DES) entièrement reconfigurable pour les générateurs PV est proposé ici. Les principales innovations par rapport aux implémentations existantes résident dans la structure particulière adoptée, permettant un grand nombre de configurations de modules par rapport aux implémentations existantes, le système proposé permet une augmentation plus importante de la puissance de sortie. La disposition de base DES est composée d'une connexion en série de modules connectés en parallèle, cette disposition est généralement appelée Total-Cross-Tied(TCT).

La puissance de sortie d'un système PV dépend principalement du niveau d'irradiation, de la température du module et de l'ombrage, en particulier le cas normal des différents états d'ombrage des modules a été considéré et dans ces conditions deux algorithmes de reconfiguration optimaux ont été appliqués pour activer de manière appropriée la matrice de commutation. Le système de contrôle utilise l'irradiation solaire pour déterminer la configuration des modules sous-optimaux en suivant le principe de l'égalisation de l'irradiance dans les rangées du générateur PV [52].

Le système de reconfiguration est composé du module de contrôle principal qui implémente l'algorithme de reconfiguration optimale et d'une matrice de commutation qui

implémente la disposition calculée par l'algorithme. Le module de contrôle sera implémenté sur un microcontrôleur et sera donc adaptable au système physique réel, la matrice de commutation DES est représentée sur la figure II.10, elle permet la reconfiguration d'une seule chaîne de modules connectés en parallèle. [53]

En ce qui concerne le nombre de modules pouvant être connectés en parallèle sur une ligne et le nombre de lignes pouvant être connectées en série. Le DES permet toutes les configurations entre les deux cas extrêmes de configuration de tous les modules connectés en parallèle (tous les modules restent en ligne) et toutes les configurations de modules connectés en série (un module par ligne).

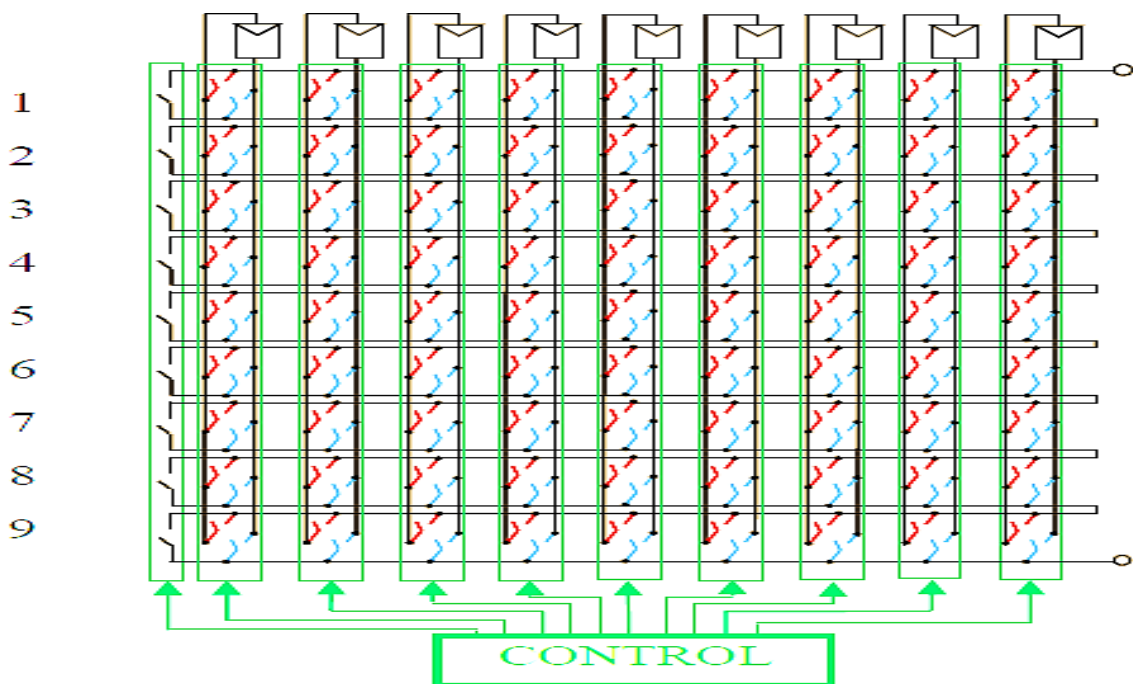


Figure II.10 : Matrice de commutation du schéma électrique dynamique

Clairement cette flexibilité est conditionnée par les contraintes mises en œuvre dans l'algorithme d'optimisation, qui calcule le nombre minimum et maximum de lignes autorisées afin de respecter les plages de fonctionnement.

En outre l'algorithme détermine également le nombre maximum de modules, qu'il est possible de localiser dans une rangée, en fonction du courant de sortie maximal supporté par les connexions.

Le but du système est de déplacer les modules PV ombragés pour maximiser l'extraction de puissance du générateur PV. Lorsque certains modules sont ombrés, ils sont correctement déplacés dans cette topologie afin de réaliser la connexion en série des rangées avec des irradiances solaires similaires, évitant ainsi les dommages des modules PV causés par le phénomène de «point chaud» et maximisant le générateur PV puissance de sortie.[53]

II.3.2.4 Topologie TCT totalement reconfigurable :

D'autres schémas d'interconnexion de modules sont proposés pour surmonter les pertes de divergence en particulier sous conditions d'ombrage et dans la topologie TCT s'avère être la meilleure topologie pour tous les modèles d'ombrage possibles, il a été montré expérimentalement que dans un champ avec deux modules ombrés, en changeant la traditionnelle configuration série-parallèle au pont de liaison (BL) et au (TCT), les configurations (TCT) ont entraîné une augmentation de 4% de la puissance du réseau dans des conditions d'ombrage.

Les topologies liées telles que TCT et BL ont montré qu'ils sont plus tolérants aux pertes de discordance causées par le vieillissement et le processus de fabrication des panneaux [54].

Cependant ce n'est pas garanti que seules les topologies croisées soient plus efficaces que d'autres topologies existantes pour un nombre quelconque de modules ombrés du champ photovoltaïque, car en cas d'ombrage ou de dysfonctionnement, la puissance de sortie de la configuration diffère principalement en raison des différents schémas de connexion, lorsqu'un module PV est ombragé sa tension et son courant de sortie sont réduits, ce qui réduit encore la tension et le courant de sortie des autres modules PV voisins connectés en série ou en parallèle, induisant ainsi une baisse de la puissance de sortie globale.

En conséquence cette étude propose une stratégie pour optimiser la configuration des modules du champ PV lorsque des ombrages ou des dysfonctionnements surviennent pour améliorer la puissance de sortie du champ et même dans les zones ombragées ou dans des conditions de dysfonctionnement, La figure II.11 montre le schéma de connexion de la configuration optimale pour les matrices de modules PV, les commutateurs de connexion ont été installés entre toutes les branches, un algorithme d'optimisation a été utilisé lors de l'ombrage ou des dysfonctionnements sont survenus pour contrôler l'activation des commutateurs qui connectent ou déconnectent les branches pour augmenter la puissance de sortie de l'ensemble du

système, l'algorithme utilisé pour déterminer la meilleure configuration est basé sur l'optimisation de l'essaim de particules (PSO), ce qui est entièrement expliqué dans la section suivante.

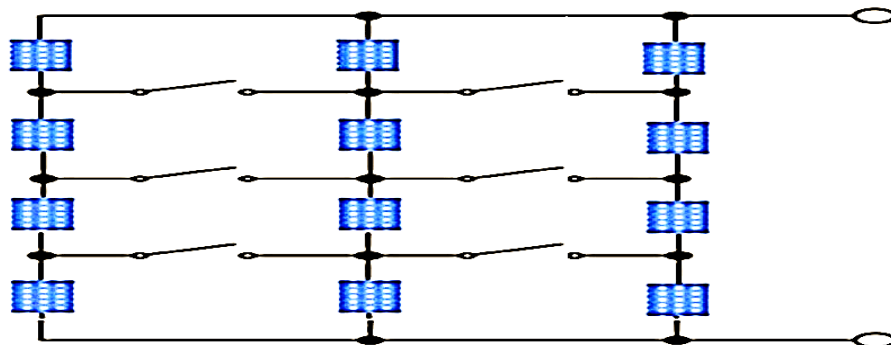


Figure II.11 : Topologie TCT totalement reconfigurable

II.4 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA RECONFIGURATION :

Un réseau PV idéal connecté dans n'importe quelle topologie fonctionne de manière identique, mais quand les fautes se produisent dans le champ, les performances de la topologie diffèrent et la topologie du champ actuel peut ne pas produire le rendement maximum. Dans cette section une méthode de reconfiguration de topologie est proposée pour prédire la topologie optimale d'un champ photovoltaïque qui a des modules ombrés, la méthode de reconfiguration de topologie peut être implémentée dans des systèmes de surveillance pour prédire la configuration réseau la plus appropriée pour une période spécifiée en utilisant les mesures du champ précédent. Pour une gestion intelligente du réseau PV la méthode de reconfiguration de la topologie peut être utilisée pour prédire la configuration optimale du champ.

La méthode de reconfiguration de la topologie est décrite dans le diagramme dans la figure II.12 le fonctionnement des blocs est expliqué ci-dessous.

II.4.1 Algorithme de détection des défauts :

Le système de surveillance fournit le plan d'illumination du champ (POA) et le niveau de mesures du module: tension du point de puissance maximale (MPV), courant du point de puissance maximale (IMP), la température du module et le vieillissement des informations qui peuvent être utilisés pour détecter les défauts en utilisant des algorithmes avancés pour détecter les modules ombrés[43].

II.4.2 Configuration possible :

Les configurations possibles de la matrice de commutateurs, c'est-à-dire le nombre de modules pouvant être connectés dans une chaîne et le nombre de chaînes qui peuvent être connectés en parallèle et qui sont déterminés à partir des spécifications de l'onduleur, des exigences de câblage et des spécifications du module, la configuration réalisable peut être connectée dans plusieurs topologies telles que la série-parallèle (SP), la liaison en pont (BL) et la liaison totalement croisée (TCT)[54].

Ces topologies auxquelles le champ peut être configuré sont appelé « topologies reconfigurables », des informations provenant d'algorithmes de détection de fautes sont également utilisées pour trouver topologie / topologies reconfigurables. Par exemple dans le cas de l'ombrage, des modules défectueux peuvent être contournés en fonction de l'intensité de l'ombrage. Une nouvelle topologie est obtenue par contournement des modules ombrés, cette topologie peut également être reconfigurée en répartissant uniformément les modules dans un champ de lignes-colonnes.

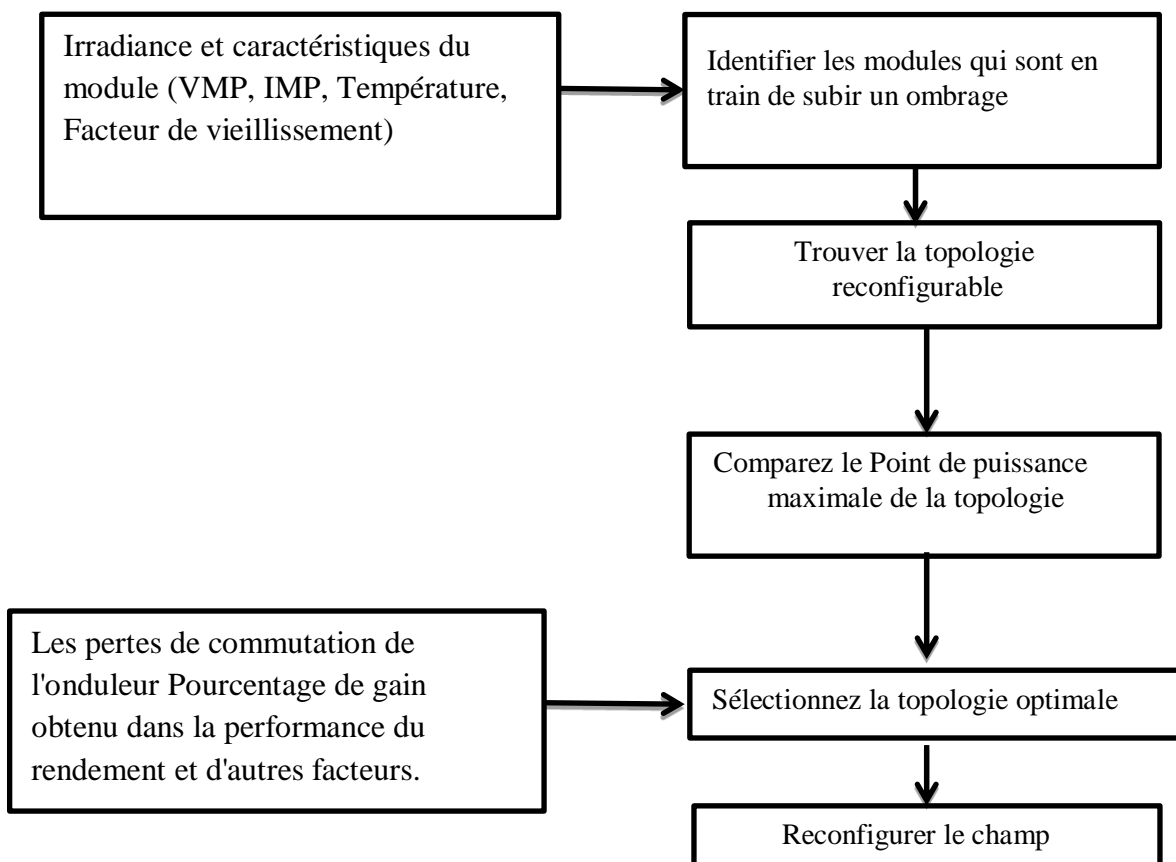


Figure II.12 : Schéma fonctionnel expliquant la reconfiguration topologie.

II.5. RECONFIGURATION DE LA TOPOLOGIE TCT :

Comme déjà discuté dans ce travail l'interconnexion TCT réduit les effets globaux de la discordance, le défi dans La technique de reconfiguration TCT consiste en la connexion des modules PV dans des niveaux d'irradiation équilibrés. Un algorithme d'optimisation intéressant basé sur l'utilisation d'un essaim de particules comme cela sera détaillé dans la prochaine section, l'égalisation de l'irradiation vise à obtenir des niveaux connectés en série, également appelés lignes, où la somme d'irradiation des modules est la même; se résultent en une chaîne où le courant circulant est proportionnel à la somme donnée des irradiances d'une rangée.

L'algorithme égalise la puissance disponible sur chaque ligne donc (N) générateurs de courant idéal avec les mêmes valeurs nominales sont connectées dans la chaîne pour éviter les pertes d'incompatibilité.

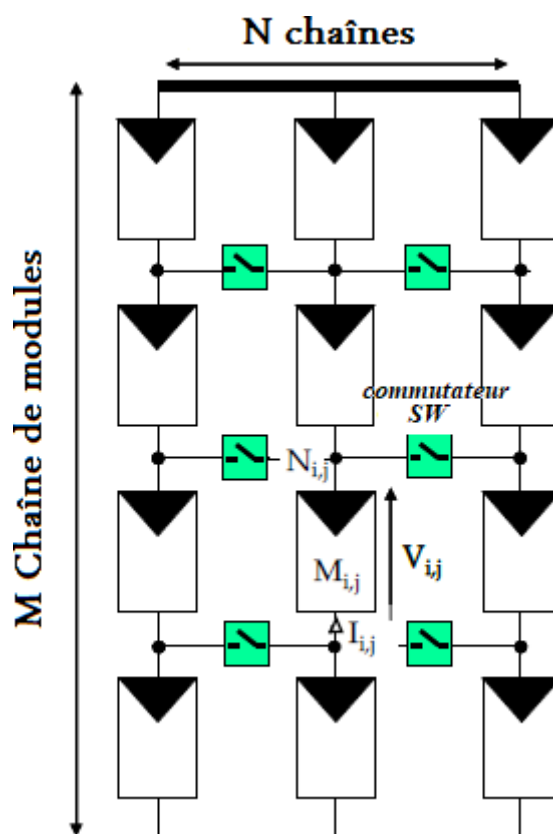


Figure II.13 : champ solaire avec interconnexions de modules modifiables.

Indiquer avec G_{ij} la valeur d'irradiation du module situé sur la ligne i et la colonne j dans la topologie, l'irradiation totale de la rangée i est définie comme :

$$G_{ij} = \frac{\sum_{j=1}^m G_{ij}}{m} \quad (\text{II. 1})$$

Où m est le nombre de modules connectés en parallèle. Pour chaque configuration, l'algorithme calcule l'index d'égalisation (EI) en utilisant l'expression suivante :

$$EL = \max_i(G_i) - \min_i(G_i) \forall i \quad (\text{II. 2})$$

Cet indice quantifie le degré de limitation du courant de configuration et donc la première minimisation EI est sélectionnée, l'objectif secondaire poursuivi par l'algorithme est le plus petit nombre de commutations des opérations de la configuration initiale, au-dessous du même indice d'égalisation, la configuration avec le moindre nombre d'opérations de commutation à effectuer est sélectionnée. [55]

Un générateur PV avec une configuration de réseau électrique (EAR) contrôlé par l'algorithme d'égalisation de l'irradiation a été présenté, le générateur PV EAR est composé d'une partie statique nécessaire pour rencontrer la plage d'entrée de l'onduleur et il est reconfiguré et contrôlé par l'algorithme d'égalisation d'irradiation.

Bien que toutes les interconnexions possibles des modules PV soient $(n.n)!$, les configurations totales d'intérêt (C), à savoir les configurations délivrant différentes valeurs de puissance de sorties sont :

$$C = \frac{(m.n)!}{m!.(n!)^n} \quad (\text{II. 3})$$

Avec : m et n le nombre de lignes et de colonnes.

Toutes les configurations d'intérêt peuvent être réalisées en utilisant un nombre de commutateurs N_{sw} égal à :

$$N_{sw} = 2N_{pv} \quad (\text{II. 4})$$

Ces commutateurs N_{sw} sont de type unipolaire (m -jets) et N_{pv} est le nombre de modules PV, il convient de noter que si ce n'est pas commercialement disponible, il est nécessaire d'émuler un commutateur m -jets en le connectons avec un commutateur unipolaire en parallèle, augmentant ainsi N_{cw} par un facteur m ainsi que la complexité globale du contrôle. [55]

La matrice simplifiée rangée pour le cas des lignes $n = 4$ et $n = 3$ de modules solaires, les valeurs de courant et de tension des modules PV ont été mesurées par un système d'acquisition de données (DAQ) connecté à un ordinateur et qui a calculé l'algorithme de contrôle implémenté dans MATLAB. Une variante de cette technique a été proposée comme un problème de programmation quadratique entier, qui peut également être appliqué quand un nombre inégal de modules par rangée est considéré. Une matrice de commutation particulière nommée schéma Electrique Dynamique (DES). Cela permet de mettre en œuvre deux algorithmes de contrôle reconfigurables différents en calculant l'égalisation de l'irradiation. Cette solution crée des lignes avec un nombre inégal de modules, augmentant ainsi le nombre d'interconnexions possibles dans la configuration. [55]

Le Temps de calcul pour un nombre donné de modules est défini pour l'algorithme d'optimisation par essaim, les modules sont classés dans la topologie TCT montrée dans des figures précédentes.

Premièrement selon les valeurs décroissantes de l'irradiation, le nombre de rangées minimum ($N_{Rangée\ min}$) et maximum ($N_{Rangée\ max}$) des panneaux photovoltaïques optimisés sont définies. L'algorithme cherche ensuite la meilleure configuration commençant par un nombre de lignes ($N_{Rangée}$) égal à $N_{Rangée\ min}$. Les premiers modules $N_{Rangée}$ de la séquence décroissante sont situés un par rangée, puis les modules restants de la séquence sont un par un reliés à la ligne pour laquelle la somme d'irradiation des modules déjà positionnés sont les minimums. Après la dernière itération tous les modules sont situés et les irradiations totales des rangées sont connues, ensuite l'algorithme calcule l'indice d'égalisation

au moyen de (II.2) et le stocke. Le numéro N Rangée est augmenté et la même procédure est répétée jusqu'à

N Rangée = N Rangée max.

Enfin la configuration optimale est celle qui minimise l'indice d'égalisation.

Le DES nécessite un nombre de commutateurs N_{cw} égal à

$$N_{sw} = (2mN_{pv})_{DPST} + (m)_{SPDT} \quad (II.5)$$

Avec : DPST sont des commutateurs à deux pôles

N_{pv} : est le nombre de modules PV et m est le nombre de lignes, en soutenant jusqu'à

$(N.n)!/(n!)^N$ configurations.

Une autre méthode basée sur le principe de l'égalisation de l'irradiation a été présentée, la technique proposée est itérative et contient un algorithme de tri hiérarchique, conçu pour atteindre une configuration optimale proche d'une manière efficace en termes de nombre d'itérations. L'irradiation des cellules est obtenue et disposée en ordre décroissant et mappé à la planche physique de la matrice PV, ensuite toutes les lignes paires sont renvoyées de gauche à droite et ajoutées à la ligne impaire précédente, résultant en une matrice moyenne. Cette méthode est appliquée à nouveau, résultant en une deuxième moyenne. Le processus s'arrête quand toutes les lignes ont été considérées. Un certain nombre de rembourrages des lignes de zéro peuvent être ajoutés et bien que la matrice d'interconnexion proposée prenne en charge chaque rangée ayant un nombre arbitraire de modules. [55]

L'algorithme permet de construire des rangées ayant le même nombre de modules seulement si un seul jet unipolaire SPST est utilisé, le nombre de commutateurs requis N_{cw} est:

$$N_{sw} = N_{pv} \cdot (m^2 - m) \quad (II.6)$$

Où m est le nombre de lignes.

Une autre architecture de système permettant une interconnexion adaptative des cellules solaires à l'intérieur d'un module PV a été introduite, cette solution peut être étendue à une installation PV, de nombreux modules sont considérés dans cette approche, une matrice de

commutation connecte un nombre fixe de cellules PV fixes dans une topologie TCT, à une autre petite banque de cellules solaires reconfigurables (non fixées), le nombre de commutateurs requis par cette approche est plus petit par rapport à d'autres solutions, pour la présence d'une partie apposée et permettant de sorte l'utilisation d'algorithmes de contrôle plus simple sous des conditions d'irradiation uniforme, la partie statique et la partie adaptative sont connectées ensemble à travers une matrice de commutation.[55]

Si la première rangée est ombrée, sa tension V_1 est inférieure à un seuil de tension; sinon lorsque la j -ième rangée (avec $j \neq 1$) est ombrée, la tension de sortie est inférieure à la quantité V_x :

$$V_{out} < V_x \text{ (Ou } V_x = mV_1 \text{)} \quad (II.7)$$

Où m est le nombre de lignes. Les deux conditions déclenchent la phase de reconfiguration. La logique de cette approche est basée sur la connexion de la cellule la plus irradiée de la banque (avec la tension de circuit ouvert maximal) à la rangée la plus ombrée de la partie fixe, pour compenser l'irradiation (et donc la tension) [51].

II.6 CONCLUSION :

Nous avons discuté dans ce chapitre les différentes architectures des modules photovoltaïques ainsi que les procédés et les principes de fonctionnement de la reconfiguration topologique d'un champ photovoltaïque.

Nous avons ensuite détaillé une technique de reconfiguration d'une topologie totalement croisée (TCT) qui utilise des commutateurs de connexion entre les modules et en utilisant les deux méthodologies de reconfiguration existantes. Dans le chapitre suivant, une validation de l'algorithme d'égalisation des irradiances sera effectuée en utilisant MATLAB/Simulink.

CHAPITRE III :
Simulation de l'algorithme
d'égalisation de l'irradiance.

III.1. INTRODUCTION :

Dans ce chapitre, nous simulerons une stratégie de reconfiguration électrodynamique du réseau (EAR) sur un générateur photovoltaïque (PV) connecté au réseau basée sur l'effet de l'ombrage sur la production d'énergie, afin d'optimiser la production d'énergie en fonctionnement - les conditions du panneau solaire sont différentes. La stratégie EAR est mise en œuvre en introduisant une matrice de commutation contrôlable entre le générateur PV et l'onduleur central, permettant la reconnexion électrique des modules PV disponibles. En conséquence, le système photovoltaïque montre une auto-adaptabilité en temps réel aux conditions de fonctionnement externes du générateur PV et optimise l'extraction d'énergie du système.

III.2 COMMUTATION DE CONTROLE DE MATRICE (STRATEGIE DE RECONFIGURATION) :

La stratégie de reconfiguration est basée sur le fait que, d'une part, la tension du point de puissance maximale (MPP) présente une petite variation dans une large plage d'irradiance sur un module PV, et, d'autre part, que le courant MPP de un module PV peut être considéré comme presque proportionnel à la valeur d'irradiance.

Par conséquent, en se référant à la topologie du générateur PV EAR, on peut conclure comme suit :

1) La tension MPP des modules PV connectés en parallèle ne sera pas grandement affectée par la valeur de l'irradiance sur chaque module.

2) Le courant traversant un ensemble de modules PV connectés en parallèle sera presque proportionnel à la quantité des valeurs d'irradiance présentes sur chaque module.

Afin de maximiser la puissance disponible à la sortie du générateur PV, il serait souhaitable qu'aucune des rangées de modules PV connectés en parallèle ne limite le courant circulant dans la seule chaîne. Ce comportement peut être obtenu si les courants, et donc les irradiances, dans les différentes rangées sont similaires. Ce principe de fonctionnement est appelé «égalisation de l'irradiance» du générateur PV. En conséquence, la stratégie de reconfiguration est basée sur le déplacement des modules PV sur les rangées de sorte que

l'égalisation de l'irradiance soit réalisée. Ce principe est illustré sur la figure 5, où, à partir d'une configuration initiale [Fig. III.1 (a)], la stratégie déplace les modules 2 et 9 pour égaliser la moyenne des irradiances présentes à chaque rangée [Fig. III.1 (b)]. [56]

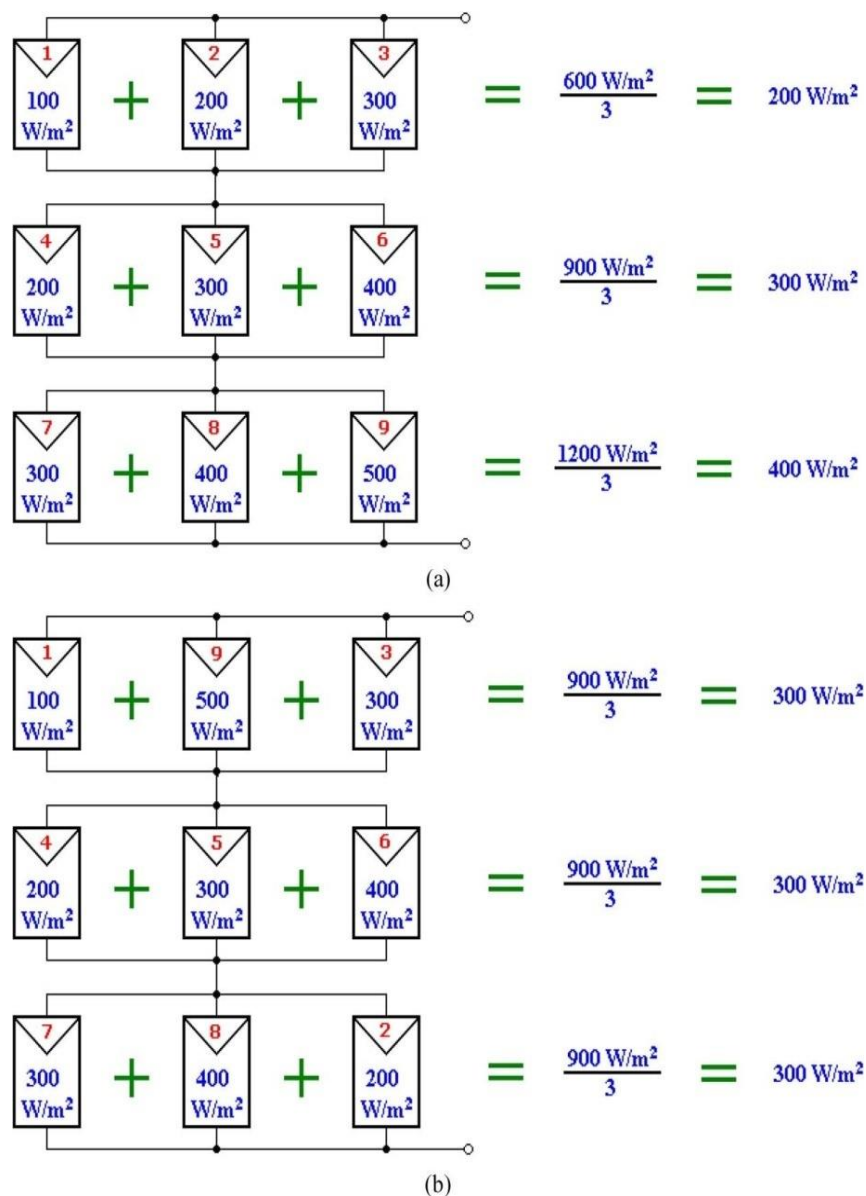


Figure III.1 : Principe de la stratégie de reconfiguration. (a) Configuration initiale. (b) Configuration finale.

III.3.ORGANIGRAMME DE L'ALGORITHME D'EGALISATION DE L'IRRADIANCE :

L'organigramme de l'algorithme mettant en œuvre cette stratégie de reconfiguration est représenté sur la figure III.2, et ses principales étapes sont décrites dans ce qui suit :[56]

III.3.1 Calcul hors ligne: définition des conditions initiales :

En partant d'un générateur PV formé de $m \times n$ modules PV initialement connectés, comme le montre la figure 1, l'algorithme suppose que la valeur d'irradiance de chaque module est connue (ou peut être estimée, comme il sera abordé plus loin) et est notée G_{ij} , où $i=1, \dots, m$ et $j=1, \dots, n$ représentent respectivement la ligne et la colonne où se trouve initialement le module. Une fois les valeurs de m et n connues, et en supposant que toutes les valeurs de l'irradiance G_{ij} sont différentes, l'algorithme calcule hors ligne toutes les configurations d'intérêt définies dans la section II. Chacune de ces configurations est identifiée comme A_k , où $k = 1, 2, \dots, K$ (notez que si $m = n = 3$, alors $K=280$), et l'irradiance correspondante de chaque module est notée G_{ijk} . [56]

III.3.2 Calcul en ligne:

III.3.2.1 Estimation de l'irradiance:

L'algorithme de reconfiguration nécessite la connaissance de l'irradiance sur chaque module. Même si ce paramètre peut être connu au moyen d'un capteur d'irradiance, il peut également être estimé à partir des mesures de la tension et du courant du module PV et du modèle électrique simplifié du panneau solaire donné par

$$G_{ij} = \alpha \left[I_{ij} + I_0 \left(e^{v_{ij}/nVT} - 1 \right) \right] \quad (III.1)$$

Étant G_{ij} l'irradiance estimée, I_{ij} et V_{ij} le courant et la tension mesurés, respectivement, et α , I_0 et nVT un ensemble de paramètres qui peuvent être évalués à partir des valeurs du court-circuit courant, la tension en circuit ouvert et le point de fonctionnement de la puissance maximale du module PV indiqués respectivement dans les fiches techniques du fabricant. Comme il est abordé dans la section suivante, cette option a finalement été sélectionnée pour la conception du système PV reconfigurable car à partir des mesures de la tension et du courant de chaque module une éventuelle défaillance du module peut également être détectée

et prise en compte par l'algorithme de reconfiguration. pour essayer de minimiser la perte correspondante de courant continu.[56]

III.3.2.2 Calcul de l'irradiance moyenne présente à chaque rangée :

Pour chacune des configurations d'intérêt A_k , l'algorithme calcule l'irradiance moyenne sur les n modules de chaque rangée. Si G_{ik} représente l'irradiance moyenne présente à la ligne i de la configuration A_k , l'algorithme calcule [45]

$$G_{ik} = \frac{\sum_{j=1}^n G_{ijk}}{n}, \quad i = 1, 2, \dots, m \quad k = 1, 2, \dots, K \quad (\text{III. 2})$$

III.3.2.3 Calcul de «l'indice d'égalisation de l'irradiance»:

afin de vérifier ultérieurement laquelle des configurations d'intérêt fournira la puissance maximale, l'algorithme calcule pour chaque configuration un facteur de mérite appelé «indice d'égalisation de l'irradiance». Cet indice est défini pour quantifier la différence entre les irradiances moyennes présentes à chaque ligne et par conséquent quel est le degré de limitation de courant de la configuration. Même d'autres définitions sont possibles, un moyen simple de définir l'indice d'égalisation d'irradiance de la configuration A_k , référencé comme MIE (A_k) est

$$\text{MIE} (A_k) = \max [G_{1k}, G_{2k}, \dots, G_{mk}] - \min [G_{1k}, G_{2k}, \dots, G_{mk}] \quad (\text{III. 3})$$

par conséquent, l'algorithme calcule

$$\text{MIE} (A_k) = \max [G_{1k}, G_{2k}, \dots, G_{mk}] - \min [G_{1k}, G_{2k}, \dots, G_{mk}] \text{ pour } k = 1, \dots, K. \quad (\text{III. 4})$$

On peut noter que plus l'égalisation de l'irradiance est bonne, plus la valeur d'indice est faible. En particulier, si toutes les lignes d'une configuration présentent la même irradiance moyenne (c'est-à-dire une irradiance égalisée pour chaque rangée), alors, $\text{MIE} (A_k) = 0$, comme dans le cas d'un générateur PV fonctionnant sous une irradiance uniforme. Comme mentionné précédemment, le calcul de MIE (A_k) permet à l'algorithme de détecter quelles configurations sont optimales en ce qui concerne la puissance maximale délivrée. Ces configurations, notées $A_{p\text{OPT}}$ étant p un entier, constituent un sous-ensemble des

configurations d'intérêt, à savoir, $A_{pOPT} \in \{A1, A2, \dots, AK\}$ et peut être facilement détecté par calcul :

$$MIE (A_{pOPT}) = \min [MIE (A1), MIE (A2), \dots, MIE (AK)] \quad (III.5)$$

On peut souligner que plusieurs configurations peuvent être optimales. [56]

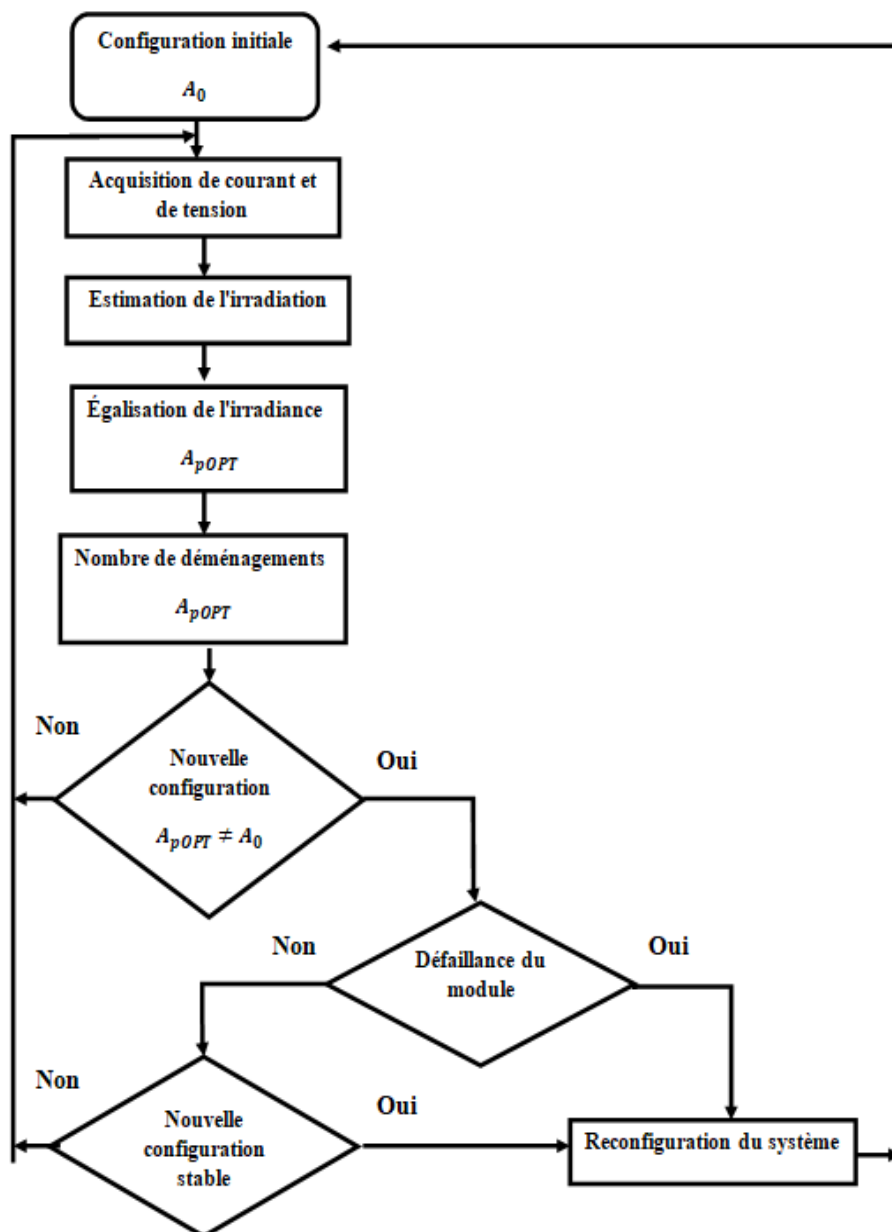


Figure III.2 : Organigramme de l'algorithme pour la reconfiguration du système.

III.4 MATERIELS ET RESULTATS DESIMULATION :

Pour réaliser cette simulation, nous avons utilisé les équipements suivants :

- 9 Modules PV de puissance 445 W type SunPower SPR-X20-445-COM.
- 3 Diodes bypass.
- 54 Interrupteur idéal.

III.4.1 Modèle des modules PV :

D'abord nous allons mettre 9 modules PV (3x3) trois rangée série chaque rangée contienne 3 modules et 1 diode by basse parallèle de mêmes caractéristiques et dans les condition standards ($E=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25^\circ$) dans Matlab-Simulink(2019).(fig. III.3).

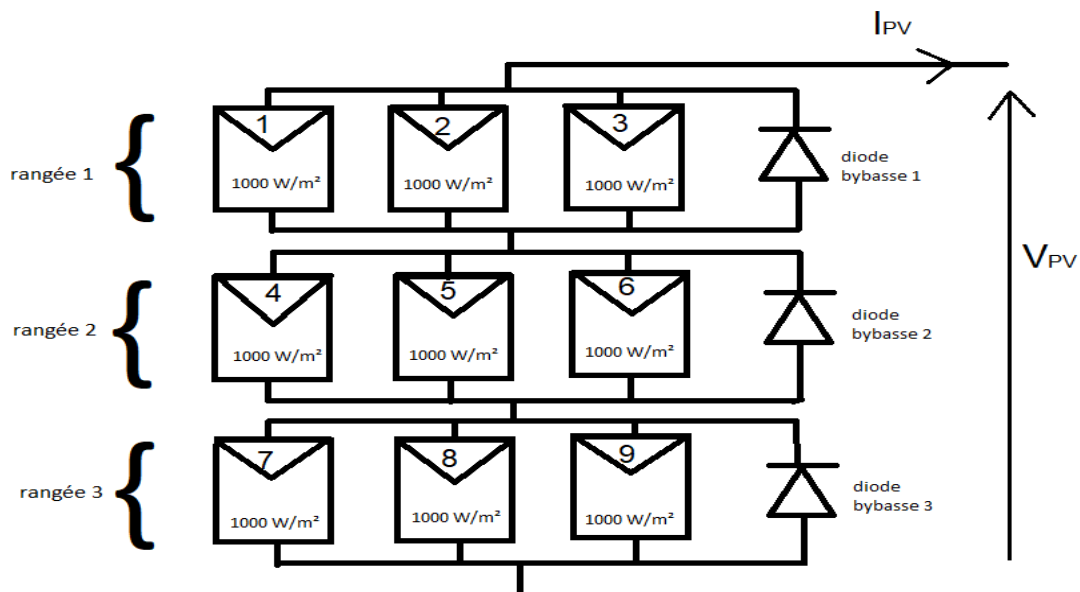


Figure III.3 : modélisation standard de GPV

Les caractéristiques du système photovoltaïque solaire sont présentées dans le tableau III.1, et le réglage des paramètres du générateur photovoltaïque est illustré à la figure III.2. Pour la logique du commutateur permettant de modifier la configuration du générateur photovoltaïque, la logique «0 » a été défini comme un circuit ouvert et la logique «1 » a été défini comme un circuit fermé. Des paramètres tels que la tolérance, la puissance de crête, la tension de circuit ouvert, la tension maximale de l'alimentation, le courant de court-circuit, le

courant maximal de l'alimentation et le facteur de remplissage FF étaient les valeurs initiales des simulations. Ces paramètres contribuent directement à la puissance finale.

Tableau III.1 Caractéristiques d'un PV solaire de type SunPower SPR-X20-445-COM :

Caractéristiques	Spécifications
Puissance maximale (Pmax)	444.86 W
Tension à puissance maximale (Vmax)	76.7 V
Courant à puissance maximale (Imax)	5.8 A
Tension en circuit ouvert (Voc)	90.5 V
Courant de court-circuit (Isc)	6.21 A

III.4.2. Résultat de simulation de GPV :

Dans le but d'avoir un modèle simple à utiliser, nous avons procédé à la mise en œuvre d'un modèle du panneau photovoltaïque sous Matlab-Simulink qui va être utilisé dans la suite de notre travail. Comporte deux paramètres d'entrée (la température et l'éclairement) et deux paramètres de sortie (la puissance et le courant). Le figure (III.4) illustrent le modèle du panneau photovoltaïque et le schéma Bloc de simulation d'un GPV à une diode.

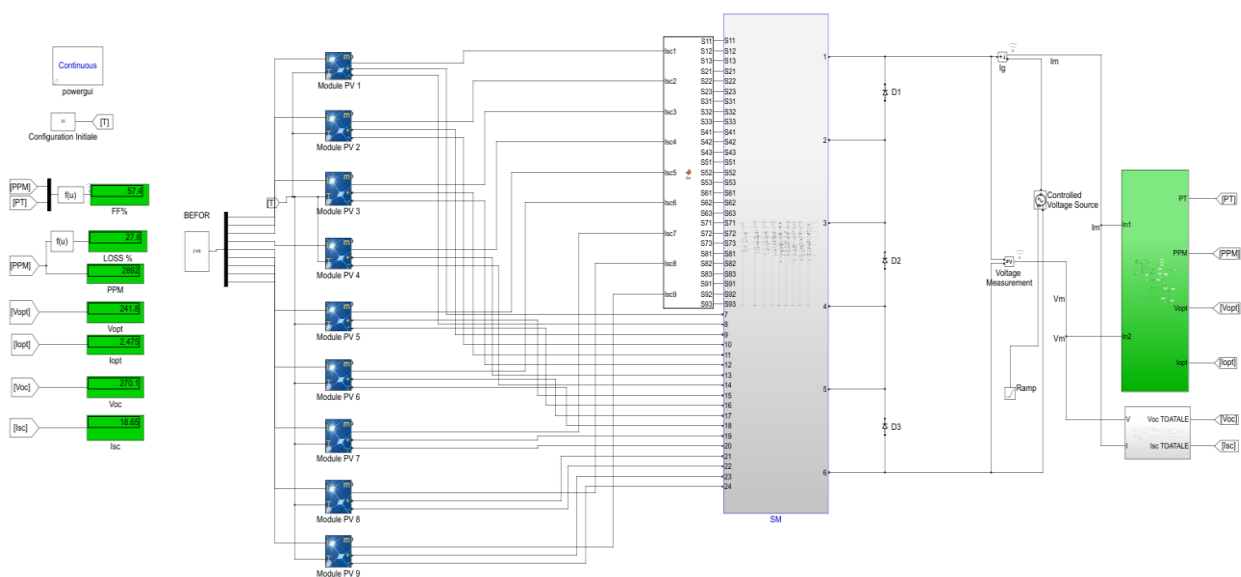


Figure III.4: Bloc de simulation d'un GPV a une Diode

La figure III.5 illustre caractéristique (I-V) et la figure III.6 illustre les caractéristique (P-V) simulées pour une température constante de 25°C et un éclairement constant de 1000w /m².

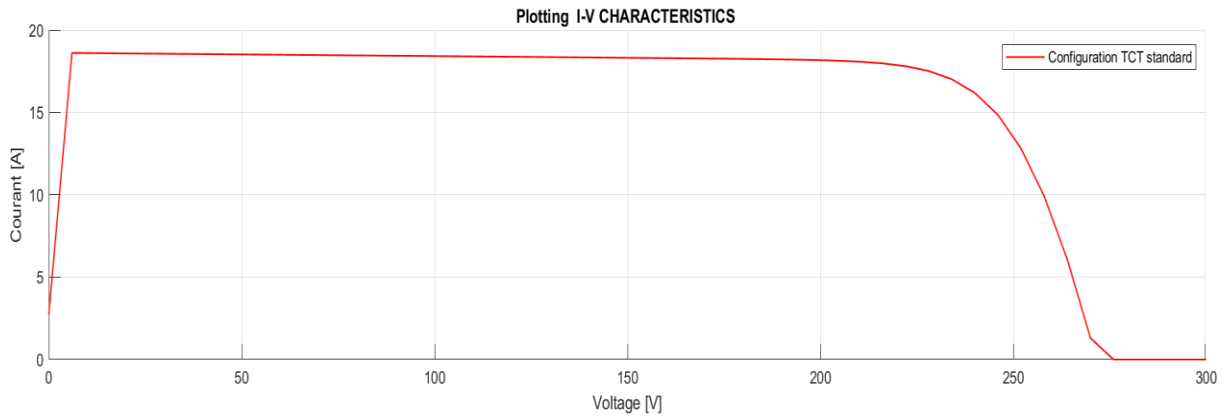


Figure III.5: Caractéristique (I-V) pour une température de 25°C et un ensoleillement de 1000w/m²

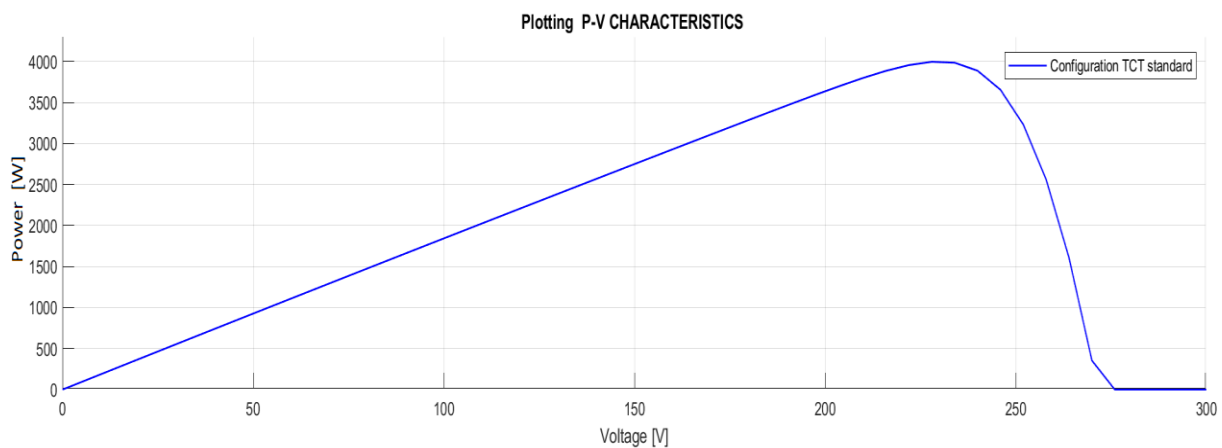


Figure III.6 : Caractéristique (P-V) pour une température de 25°C et un ensoleillement de 1000w /m²

Le fonctionnement du panneau photovoltaïque se traduit par trois zones: La première zone où le courant est presque constant donne des puissances faibles, des courants élevés et des tensions petites.

Dans la seconde zone donne des puissances faibles, des courants petits et des tensions élevées. Le fonctionnement dans la troisième zone donne des puissances élevées, des courants

et des tensions acceptables. A partir des caractéristiques $I=f(V)$ et $P=f(V)$, on détermine la tension de circuit ouvert V_{oc} , le courant de court-circuit I_{sc} , la puissance maximale P_m , le courant pour lequel, la puissance est maximale I_m et la tension pour laquelle la puissance est maximale V_m .

III.4.3 Les scénarios d'ombrage :

- 1^{er} cas :

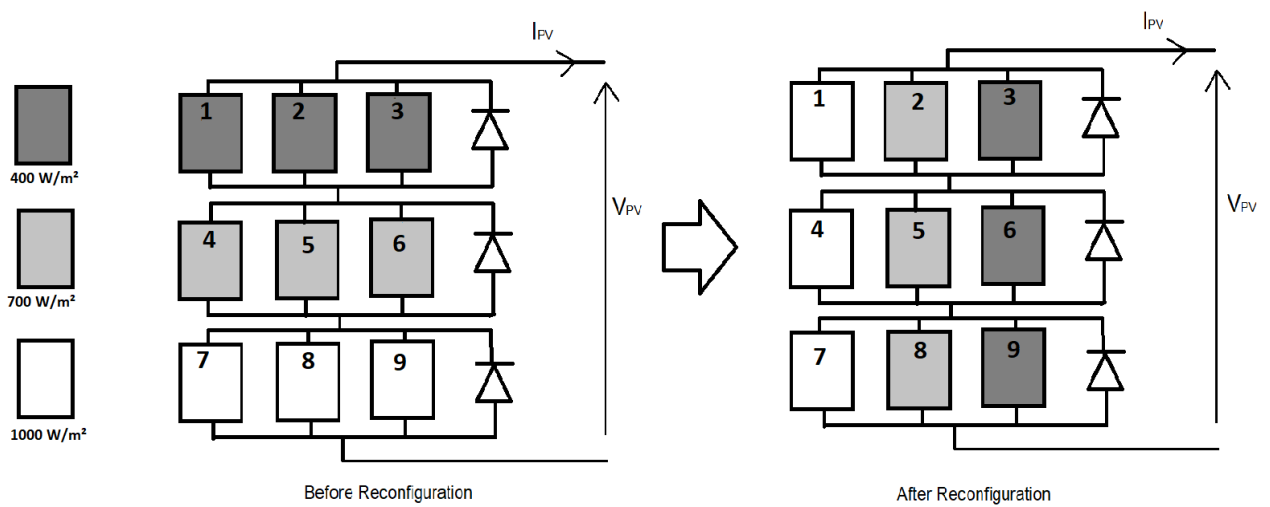


Figure III.7: Exemple d'égalisation de l'irradiance 01.

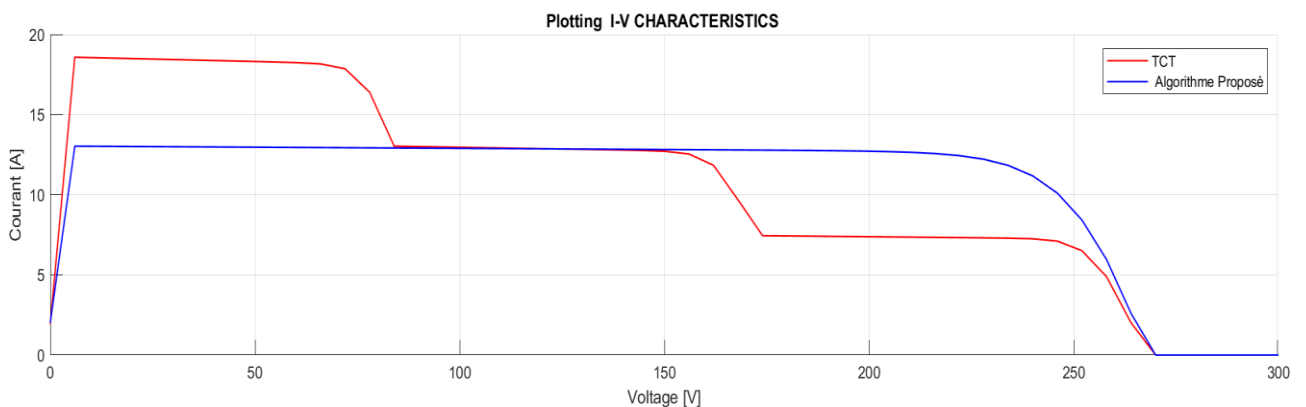


Figure III.8 : caractéristiques I-V cas 1

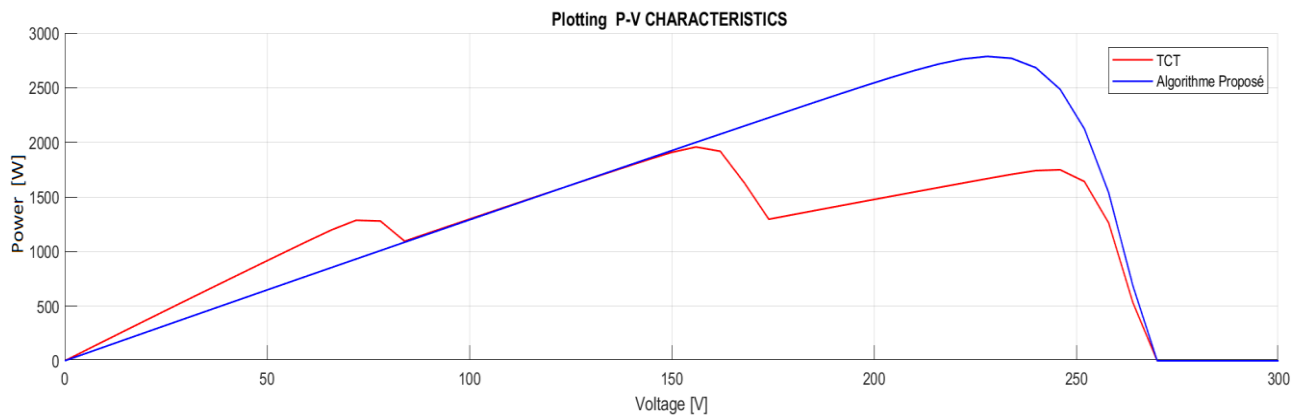


Figure III.9 : caractéristiques P-V pour cas 1

Résultats :

Configuration	PPM(W)	Voc (V)	Isc (A)	Loss %	FF%	Vmp (V)	Imp (A)
Avant	1961	267.2	18.65	51.04	39.35	157.4	1.925
Après	2787	267.8	13.05	30.42	79.72	229	2.009

Tableau III.2 : Valeurs de mesure avant et après reconfiguration pour le scénario 01

Commentaire :

La figure III.7 montre l'optimisation énergétique dans le cas du mode d'ombrage 1, où la figure montre à l'état initial (avant reconfiguration) un gradient dans l'ombrage en fonction des branches et au final (après reconfiguration), on note la puissance gagnée dans le cas du mode d'ombrage 1 est de 826 watts, (1961 watts sans reconfiguration et 2787 watts avec reconfiguration) représentent une amélioration de 29,63%.

• 2^{eme} cas :

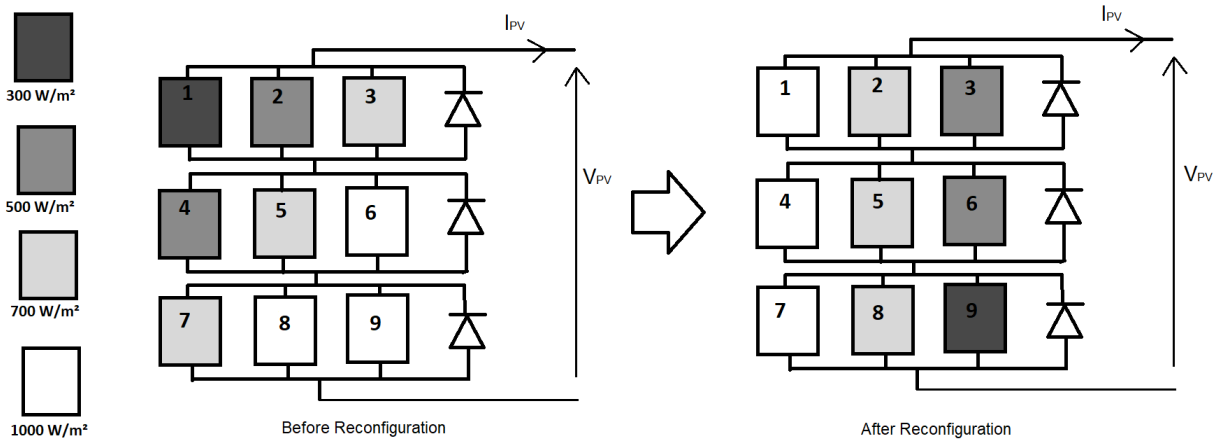


Figure III.10 : Exemple d'égalisation de l'irradiance 02.

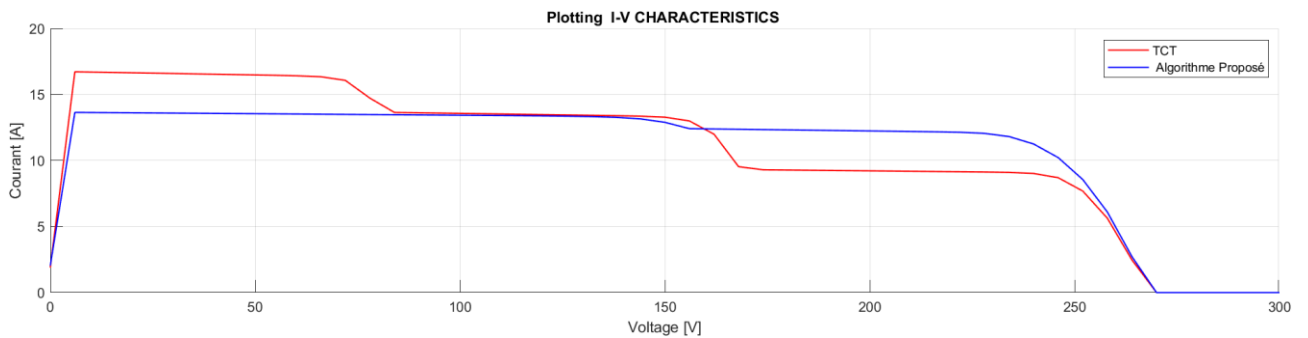


Figure III.11 : caractéristiques I-V cas 2

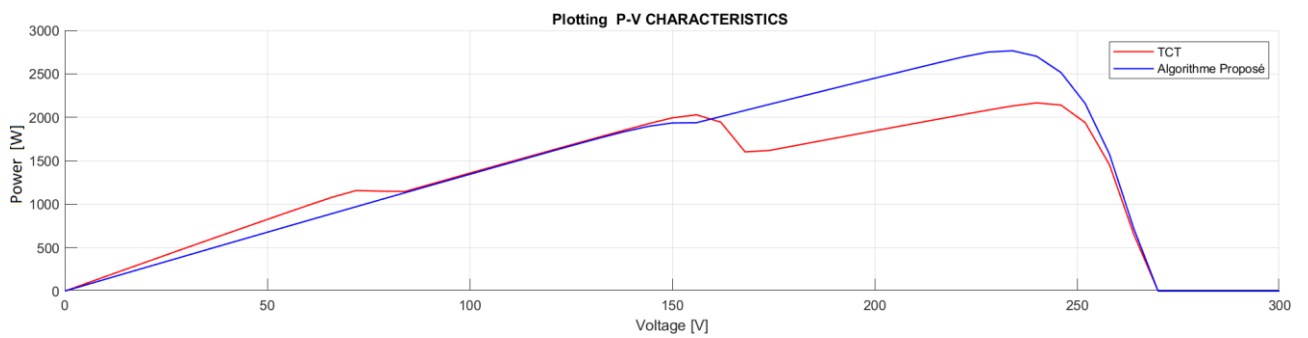


Figure III.12 : caractéristiques P-V cas 2

Résultats :

Configuration	PPM(W)	Voc (V)	Isc (A)	Loss %	FF%	Vmp (V)	Imp (A)
Avant	2166	267.9	16.78	45.86	48.26	241.7	1.896
Après	2767	267.1	13.68	30.9	75.53	232.6	2.037

Tableau III.3 : Valeurs de mesure avant et après reconfiguration pour le scénario 02

Commentaire :

La figure III.10 montre l'optimisation de la puissance dans le cas du mode d'ombrage 2, où la figure montre dans le cas initial (avant reconfiguration) un gradient dans l'ombrage diagonal et dans le final (après reconfiguration), on note la puissance gagnée dans le cas du mode d'ombrage 2 est de 601 watts, (2166 Les watts sans reconfiguration et 2767 watts avec reconfiguration) représentent une amélioration de 21,72%.

• 3^{eme} cas :

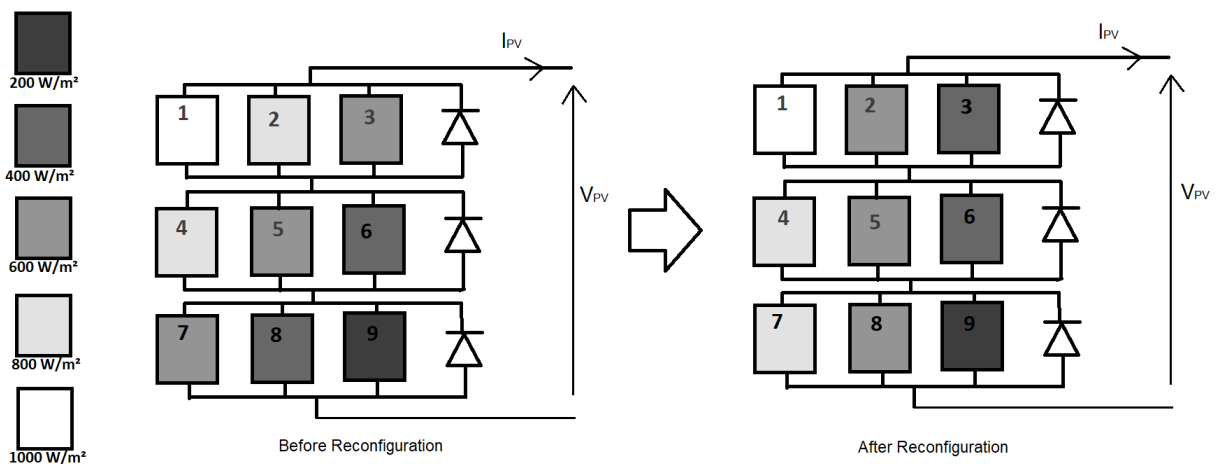


Figure III.13: Exemple d'égalisation de l'irradiance 03.

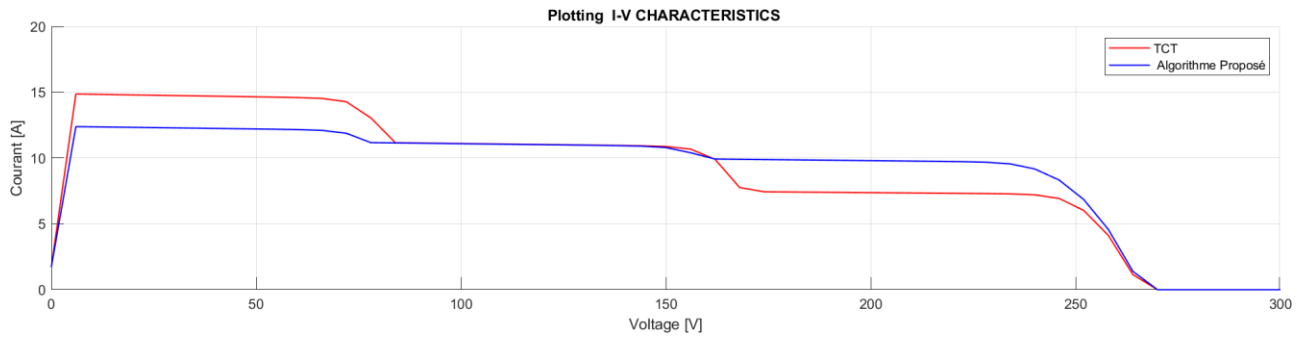


Figure III.14: caractéristiques I-V cas 3

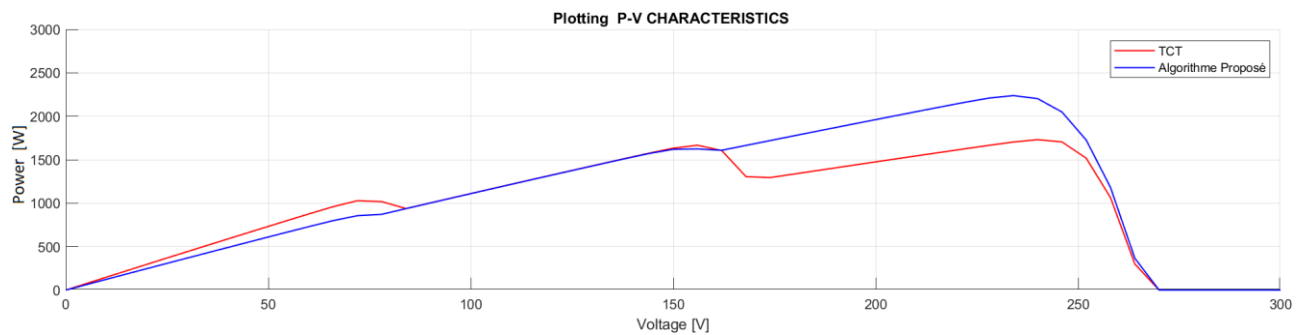


Figure III.15: caractéristiques P-V cas 3

Résultats :

Configuration	PPM(W)	Voc (V)	Isc (A)	Loss %	FF%	Vmp (V)	Imp (A)
Avant	1732	265.9	14.92	56.75	43.68	241.4	1.706
Après	2238	266.2	12.43	44.12	67.64	234.6	1.706

Tableau III.4 : Valeurs de mesure avant et après reconfiguration pour le scénario 03

Commentaire :

La figure III.13 montre l'optimisation de la puissance dans le cas du motif d'ombrage 3, où la figure montre dans le cas initial (avant reconfiguration) le gradient dans l'ombrage

diagonal inversée dans le final (après reconfiguration), on note que la puissance gagnée dans le cas du mode d'ombrage 3 est de 506 watts, (1732 watts sans reconfiguration) Et 2238 watts avec reconfiguration) représente une amélioration de 22,60%.

• 4^{eme} cas :

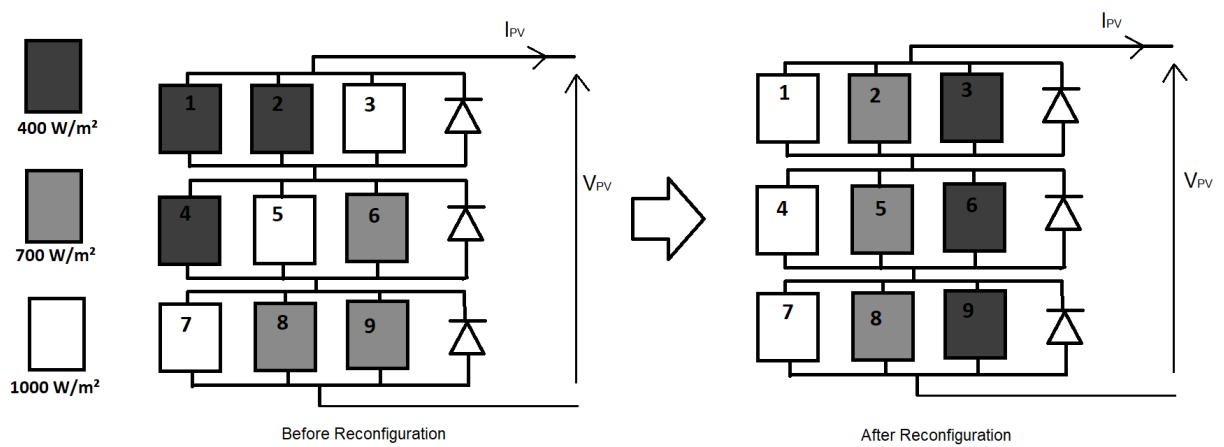


Figure III.16 : Exemple d'égalisation de l'irradiance 04.

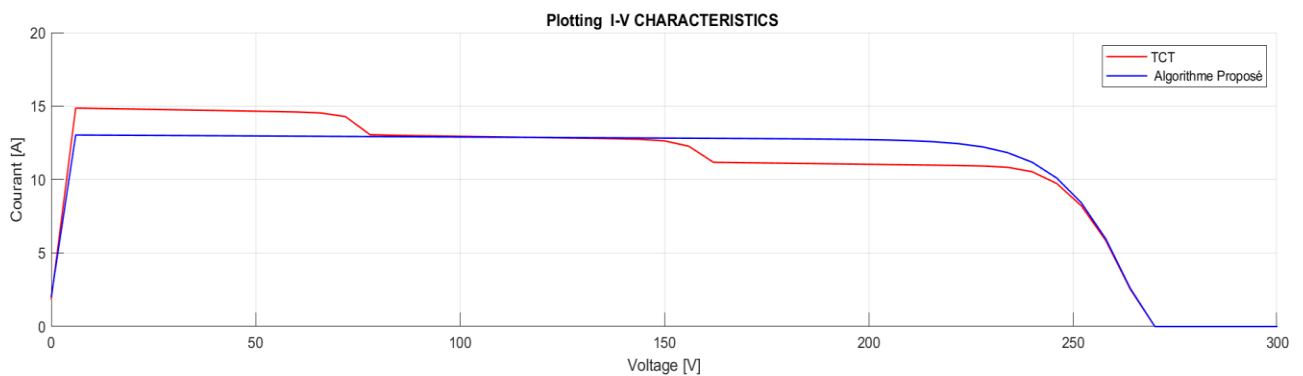


Figure III.17 : caractéristiques I-V cas 4

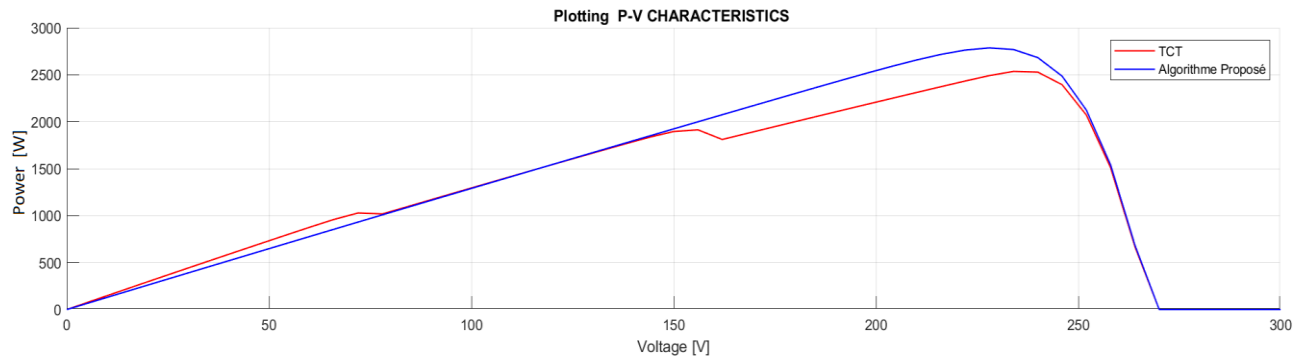


Figure III.18 : caractéristiques P-V cas 4

Résultats :

Configuration	PPM(W)	Voc (V)	Isc (A)	Loss %	FF%	Vmp (V)	Imp (A)
Avant	2543	267.7	14.92	36.51	63.67	236.7	1.84
Après	2787	267.8	13.05	30.42	79.72	229	2.009

Tableau III.5 : Valeurs de mesure avant et après reconfiguration pour le scénario 04

Commentaire :

La figure III.16 montre l'optimisation énergétique dans le cas du motif d'ombrage 4, où la figure montre dans l'état initial (avant reconfiguration) le gradient en ombrage analogique et dans le dernier (après reconfiguration), on note que la puissance gagnée dans le cas du mode d'ombrage 4 est de 244 watts, (2543 Watts sans reconfiguration et 2787 watts avec reconfiguration) représentent une amélioration de 8,75%.

• 5^{eme} cas :

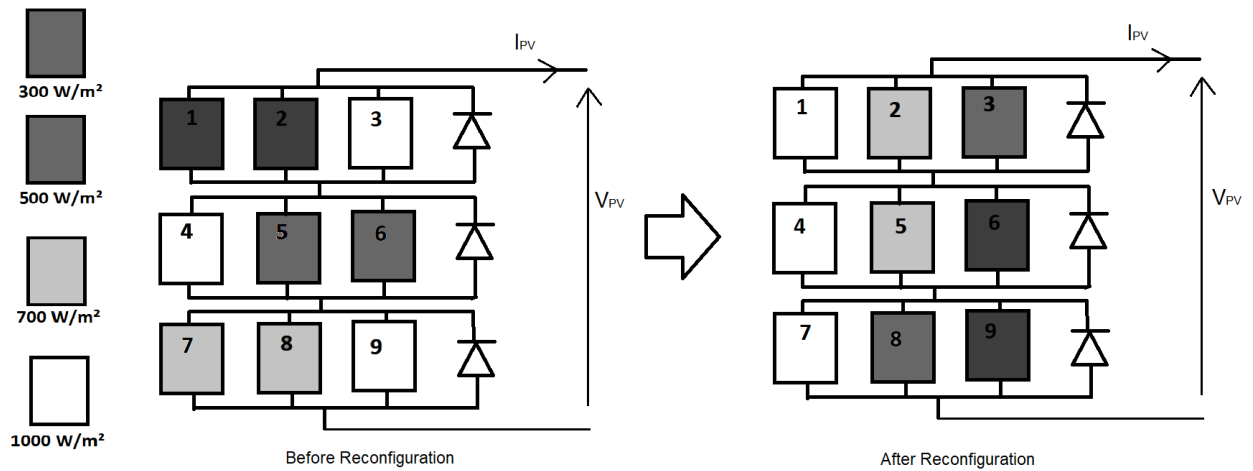


Figure III.19 : Exemple d'égalisation de l'irradiance 05.

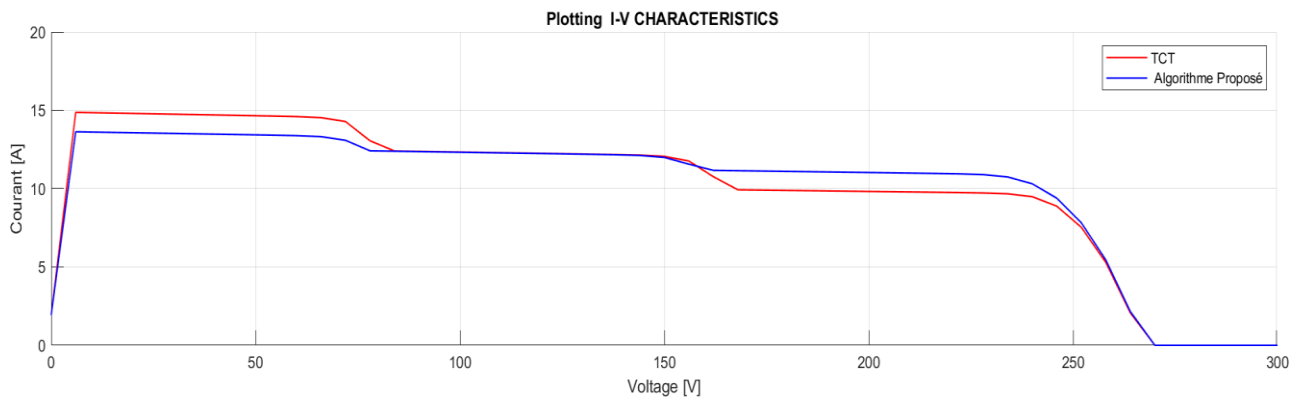


Figure III.20 : caractéristiques I-V cas 5

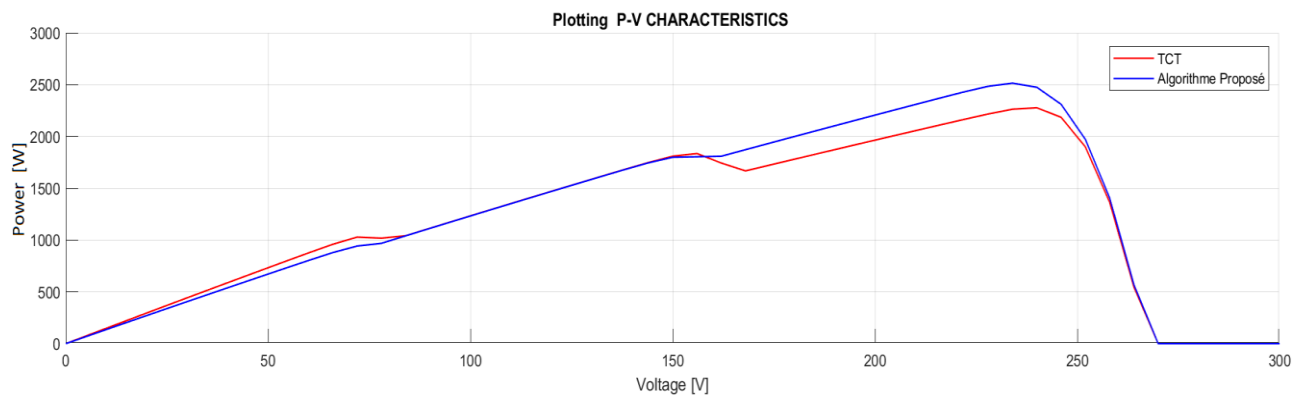


Figure III.21 : caractéristiques P-V cas 5

Résultats :

Configuration	PPM(W)	Voc (V)	Isc (A)	Loss %	FF%	Vmp (V)	Imp (A)
Avant	2280	267.1	14.92	43.08	57.21	238.5	1.927
Après	2515	267.2	13.68	37.21	68.82	234.4	1.927

Tableau III.6 : Valeurs de mesure avant et après reconfiguration pour le scénario 05**Commentaire :**

La figure III.19 montre l'optimisation de la puissance dans le cas du motif d'ombrage 5, où la figure montre dans l'état initial (avant reconfiguration) un gradient dans l'ombrage mixte et dans le final (après reconfiguration), on note la puissance gagnée dans le cas du mode d'ombrage 5 est de 235 watts, (2280 Les watts sans reconfiguration et 2515 watts avec reconfiguration) représentent une amélioration de 9,34%.

III.5. CONCLUSION

Dans ce chapitre, un ensemble de résultats de simulation d'une stratégie de reconfiguration des modules PV afin d'améliorer le rendement énergétique d'un champ PV connecté en TCT lors de la présence d'un ombrage partiel, il s'agit de la méthode de l'égalisation d'irradiance entre les lignes, cette égalisation nous permet de balancer les courants des lignes, en minimisant l'activation des diodes bypass. Les résultats de simulation obtenus montrent l'efficacité de l'approche appliquée sur de différents scénarios d'ombrage étudiés. Une augmentation de la puissance produite arrive jusqu'au plus de 29% avec des courbes I-V lisses et avec moins de points d'infections (locale MPP), ce qui implique la facilité de travail du contrôleur MPPT afin de localiser le point de fonctionnement maximal du générateur photovoltaïque.

CONCLUSION GENERALE :

CONCLUSION GENERALE :

CONCLUSION GENERALE :

CONCLUSION GENERALE :

Au cours de nos travaux, nous nous sommes intéressés à l'optimisation de la puissance du générateur PV dans une configuration TCT sous une irradiation non uniforme. Tout d'abord, nous avons présenté des généralités sur le système PV.

Ensuite, nous avons étudié les différentes structures architecturales des panneaux photovoltaïques. Cette étude était de la plus haute importance et nous a permis de définir le processus de reconfiguration topographique par égalisation d'irradiation. Une matrice de transformation reconfigurable a été définie.

Ensuite, nous avons effectué une simulation détaillée de l'ombrage partiel d'un générateur PV à l'aide du logiciel Matlab-Simulink. Ensuite, nous avons proposé un commutateur de contrôle matriciel (stratégie de reconfiguration), ceux-ci ont également été simulés à l'aide de scénarios d'ombrage dans lesquels l'éclairage n'est pas uniforme. C'était en utilisant l'algorithme d'égalisation de l'irradiance solaire.

Enfin, une amélioration a été observée sur le point de puissance maximale du GPV, qui est le facteur déterminant pour la performance de cette stratégie. Une comparaison des différents résultats de simulation a été faite avant et après reconfiguration, et nous avons fourni une description approximative des différentes formes possibles d'ombrage partiel.

Comme perspectives, on peut envisager les extensions suivantes de ce travail de recherche :

- En termes pratiques, l'algorithme d'égalisation de l'irradiance présente une limitation dans sa mise en œuvre, il nécessite un nombre plus important de capteurs pour collecter les données, c'est pourquoi on veut développer une stratégie économique pour minimiser le coût de la mise en œuvre.
- Validation de l'algorithme en utilisant HIL (Hardware-in-the-loop).

Les Références :

- [1] O. GERGAUD, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur," no. 'ÉCOLE NORMALE SUPÉRIEURE de CACHAN, 2002 ;
- [2] F. Omar, "Contribution à l'Etude des Systèmes Hybrides de Génération : Application aux Energies Renouvelables," no. Université Mohamed Chérif Messaadia de Souk-Ahras, 2013-2014.
- [3] H. KAMELIA, "Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative," no. UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU, 2012.
- [4] R. Ramaprabha and B. L. Mathur, "A Comprehensive Review and Analysis of Solar Photovoltaic Array Configurations under Partial Shaded Conditions," *Int. J. Photoenergy*, vol. 2012, pp. 1–16, 2012, doi: 10.1155/2012/120214.
- [5] L. C. Hirst and N. J. Ekins-Daukes, "Fundamental losses in solar cells," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 19, no. 3, pp. 286–293, May 2011, doi: 10.1002/pip.1024.
- [6] P. Srinivasa Rao, G. Saravana Ilango, and C. Nagamani, "Maximum Power from PV Arrays Using a Fixed Configuration Under Different Shading Conditions," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 4, no. 2, pp. 679–686, Mar. 2014, doi: 10.1109/JPHOTOV.2014.2300239.
- [7] R. Ramabadran and B. Mathur, "MATLAB Based Modelling and Performance Study of Series Connected SPVA under Partial Shaded Conditions," *J. Sustain. Dev.*, vol. 2, no. 3, pp. 85–94, Jul. 2009, doi:10.5539/jsd.v2n3p85.
- [8] S. T. BUDDHA, "Topology reconfiguration to improve the photovoltaic (PV) array performance," *Arizona State Univ.*, vol. 11, no. 1, pp. 147–173, 2011.
- [9] B. I. Rani, G. S. Ilango, and C. Nagamani, "Enhanced Power Generation From PV Array Under Partial Shading Conditions by Shade Dispersion Using Su Do Ku Configuration," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 594–601, Jul. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2230033.
- [10] S. N. Deshkar, S. B. Dhale, J. S. Mukherjee, T. S. Babu, and N. Rajasekar, "Solar PV array reconfiguration under partial shading conditions for maximum power extraction using genetic algorithm," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 102–110, Mar. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.098.
- [11] T. S. Babu, J. P. Ram, T. Dragicevic, M. Miyatake, F. Blaabjerg, and N. Rajasekar, "Particle Swarm Optimization Based Solar PV Array Reconfiguration of the Maximum Power Extraction Under Partial Shading Conditions," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 74–85, Jan. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2017.2714905.
- [12] V. Sharma and S. S. Chandel, "Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, pp. 753–767, Nov. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.07.046.

Les Références :

- [13] A. Meflah. « Modélisation et commande d'une chaîne de pompage photovoltaïque ». Mémoire de Magister. Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen, 2011.
- [14] M. Hatti, "Contrôle Flou pour la Poursuite du Point de Puissance Maximum d'un système Photovoltaïque", JCGE'08 LYON, 16 et 17 décembre 2008.
- [15] BELAKEHAL. S, « Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables », THÈSE Doctorat, UNIVERSITE DE CONSTANTINE, 10/06/2010.
- [16] Boukli .h, « Conception et Réalisation d'un Générateur photovoltaïque Muni d'un convertisseur MPPT pour une Meilleure Gestion Énergétique », THESE DE MAGISTER, Université Abou-Baker Belkaid-Tlemcen 2010/2011.
- [17] SLAMA, F, « Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques Interconnectés au réseau électrique », Mémoire de Magister, UNIVERSITE FERHAT ABBAS -SETIFUFAS (ALGERIE) ,01/04/2011.
- [18] N. Debili, « Etude et optimisation en environnement Matlab/simulink d'un système pompage photovoltaïque », Mémoire de Magister, université de Constantine, 2015.
- [19] M. Arouf, « Optimisations de l'ensemble onduleur, moteur et pompe, branché sur un générateur photovoltaïque », Thèse de Doctorat, Université de Constantine, 2009.
- [20] J. Royer T. Djiako, E. Schiller, B. SadaSy « Le Pompage Photovoltaïque » Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF/Université D'Ottawa/EIER/CREPA
- [21] B. Chaouki, B. Tarek « Optimisation floue neuronale et génétique d'un système Photovoltaïque connecté au réseau », Mémoire ingénieurs. Université de Biskra, 2007.
- [22] M. Hatti, "Contrôle Flou pour la Poursuite du Point de Puissance Maximum d'un système Photovoltaïque", JCGE'08 LYON, 16 et 17 décembre 2008.
- [23] L. Bouchafaa, « Commande d'une poursuite des points de puissance maximale par logique floue », Mémoire ingénieurs. USTHB, Alger, 2008.
- [24] Hamza a , « Modélisation et commande d'un système photovoltaïque », université badji mokhtar annaba
- [25] S. Hadjammar, « Intégration des panneaux photovoltaïques dans un réseau local en utilisant un modèle intelligent », Mémoire de Magister, USTHB, Alger ,2010.
- [26] M. Arouf, « Optimisations de l'ensemble onduleur, moteur et pompe, branché sur un générateur photovoltaïque », Thèse de Doctorat, Université de Constantine, 2009.
- [27] S. Boukhalfa, « Etude d'un système de pompage photovoltaïque », Mémoire de Magister, USTHB, Alger, 2011.
- [28] F. Kendouli, « Centrale éolienne et qualité de l'énergie électrique », Thèse de doctorat, Université Mentouri de Constantine, 2012.
- [29] Site internet www.etso-net.org.

Les Références :

- [30] A. Ferrai. A, «dimensionnement des infrastructures utilisant diverses sources énergétique renouvelables potentielles pour l'alimentation électrique d'un village», mémoire de magistère, ENP Alger, 2008.
- [31] Touil.N, Ghenbazi.S, «Modélisation et Simulation d'un Systèm Photovoltaïque », MASTER ACADEMIQUE, Université Echahid Hama Lakhder d'El-Oued Septembre 2015.
- [32] A. Dolara, G. C. Lazaroiu, S. Leva, and G. Manzolini, "Experimental investigation of partial shading scenarios on PV (photovoltaic) modules," *Energy*, vol. 55, pp. 466–475, Jun. 2013.
- [33] E. I. Lahcen, M. Lahbabi, and A. Oumnad, "Effet de l'ombrage partiel sur les différentes configurations de Panneaux Photovoltaïques," in *ResearchGate*,2016.
- [34] R. Ramaprabha and B. L. Mathur, "A Comprehensive Review and Analysis of Solar Photovoltaic Array Configurations under Partial Shaded Conditions," *Int. J. Photoenergy*, vol. 2012, pp. 1–16, 2012.
- [35] Y.-J. Wang and P.-C. Hsu, "An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells," *Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 3069–3078, May2011.
- [36] Bennabi .H, Kouadri.R, "Etude d'un générateur photovoltaïque reconfigurable en utilisant l'algorithme PSO", Mémoire de Projet de Fin d'Etudes Pour l'obtention du diplôme de Master
- [37] H. P. Wang YJ, "An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells," no. . *Energy*2011;36:3069–78.
- [38] M. B. Ramaprabha R, "A comprehensive review and analysis of solar photovoltaic array configurations under partial shaded conditions," no. *Int J Photoenergy* 2012:1–16. ArticleID 120214.
- [39] F. Spertino and J. Akilimali, " , , "Are manufacturing I-V mismatch and reverse currents key factors in large photovoltaic arrays," no. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*,, vol. 56, no. 11, pp. 4520 –4531, Nov.2009.
- [40] D. S. R. Hammond, A. Harris, K. Whitfield, and J.Wohlgemuth, and 1997., " "Effects of soiling on PV module and radiometer performance,"" no. *Conference Record of the Twenty- Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1997.*, pp. 1121–1124,.
- [41] H. Patel and V. Agarwal, ""MATLAB-Based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics,"" no. *IEEE Transactions on Energy Conversion*,, vol. 23, no. 1, pp. 302 –310, , Mar. 2008.70.
- [42] V. Quaschnig and R. Hanitsch, " "Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells,"" no. *Solar Energy*, vol. 56, no. 6,1996.
- [43] NFPA 70: National Electrical Code, no. NFPA Std.,2008.
- [44] G. Gregory and G. Scott, ""The arc-fault circuit interrupter: an emerging product,"" no.*IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 34, no. 5, pp. 928 –933,1998.
- [45] T. S. M. Naidu, and S. Gopalakrishnan, , ""Arc fault detection scheme for 42-V automotive dc

Les Références :

- networks using current shunt," no. IEEE Transactions on Power Electronics,, vol. 21, no. 3, pp. 633 –639, May2006.
- [46] H. Haeberlin and M. Kaempfer, "“Measurement of damages at bypass diodes by induced voltages and currents in PV modules caused by nearby lightning currents with standard waveform,”” no. in 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference,2008.
- [47] J. N. G. Velasco, F. Guinjoan, and R. Pique, “Irradiance equalization method for output power optimization in plant oriented grid-connected PV generators,” In Proc. 2005 European Conference on Power Electronics and Applications, p. 10,2005.
- [48] S. T. Buddha, "Topology Reconfiguration To Improve The Photovoltaic (PV) Array Performance," no. by the ARIZONA STATE UNIVERSITY, November2011
- [49] A. D. Nguyen and B. Lehman, ” In Proc. Twenty-Third Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2008. APEC 2008., pp. 980 –986, 2008., "Modeling and reconfiguration of solar photovoltaic arrays under non-uniform shadow conditions,” Master’s thesis,," no. Northeastern University,2008.
- [50] K. M. Shams El-Dein MZ, Salama MMA. . In: IEEE power and energy society general meeting; 2011. p. 1–5., "Novel configurations for photovoltaic farms to reduce partial shading losses."
- [51] V. L. V. Damiano La Manna, Eleonora Riva Sanseverino n, Vincenzo Di Dio, Pietro Romano, "Reconfigurable electrical interconnection strategies for photovoltaic arrays: A review," no. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 29 January2014.
- [52] D. W. G. Xiao W, Palmer P. R Capel, "A Application of Centered Differentiation and Steepest Descent to Maximum Power Point Tracking," no. IEEE Trans. On Industrial Electronics, vol. 54, no. 4, pp. 2539-2549, Aug2007.
- [53] R. C. Pietro Romano, Marzia Cardinale, Vincenzo Li Vigni, Domenico Musso, Eleonora Riva Sanseverino, "Optimization of Photovoltaic Energy Production through an Efficient Switching Matrix," vol. Volume 1, Issue 3, pp 227-236, no. DEIM, University of Palermo,Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems,2013.
- [54] B. R. D. Picault, S. Bacha, J. de la Casa, and J. Aguilera, , "“Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses,”” no. Solar Energy,vol. 84, no. 7, pp. 1301 – 1309, 2010.
- [55] S. T. B. H. Braun, V. Krishnan, A. Spanias, C. Tepedelenlioglu, T. Yeider, and T. Takehara,," “Signal processing for fault detection in photovoltaic arrays,”” no. submitted to the IEEE ICASSP2
- [56] Guillermo Velasco-Quesada, *Member, IEEE*, Francisco Guinjoan-Gispert, *Member, IEEE* Robert Piqué-López, *Member, IEEE*, Manuel Román-Lumbreras, *Member, IEEE*, and Alfonso Conesa-Roca . << Electrical PV Array Reconfiguration Strategy for Energy Extraction Improvement in Grid-Connected PV Systems >>.IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, VOL. 56, NO. 11, NOVEMBER 2009.