

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ MOHAMED SEDDIK
BEN YAHIA - JIJEL

Faculté de Technologie

Département d'Electrotechnique



جامعة محمد الصديق بن يحي
جيجل
كلية التكنولوجيا
قسم: الإلكترونيات

Mémoire de Master

No. Réf. : ENR/G1/11/2020

Présenté au Département d'Electrotechnique

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Energies Renouvelables

Réalisé par :

M. /REJDAL Hani

Thème

Optimisation du fonctionnement d'un champ photovoltaïque sous des conditions d'ombrage partiel

Soutenu le 09/11/2020 devant la commission d'examen composée de :

Mr. BOUDJERDA Nacereddine Pr. à l'Université de Jijel

Président

Mr. MEDJAHED Boubekeur M. à l'Université de Jijel

Directeur du Mémoire

Mr. MELLIT Adel

Pr. à l'Université de Jijel

Examineur

Dédicaces

Au nom d'ALLAH tout puissant pour tous les bienfaits qu'il ne cesse d'accomplir dans nos vies

Que la paix et le salut soient son messager Mohamed, sa famille et ses compagnons.

Je dédie ce travail

A mes parents

A mes frères

Mes dédicaces vont également à mes amis et mes collègues particulièrement

*A monsieur **ROUIBAH Nassir** qui m'a soutenu au long de préparation de ce travail*

A tous ceux qui ont m'enseigné tout au long de ma vie scolaire

HANI

Remerciements

Nos remerciements vont tout d'abord à dieu tout puissant pour la volonté, la santé et la patience qu'il nous a donné durant toutes ces longues années.

*Nous exprimons notre profonde gratitude au Directeur de ce mémoire monsieur **MEDJAHED Boubekur**, professeur à l'université Mohamed Seddik Ben Yahia - Jijel pour son encadrement, ses directives et sa disponibilité tout au long de la réalisation de ce travail.*

Nous tenons à remercier également tous les membres du jury qui ont accepté de juger notre travail et pour l'intérêt qu'ils portent à ce dernier

Nous remercions également tous les enseignants de département d'électrotechnique de l'université Mohamed Seddik Ben Yahia - Jijel qui ont participé à notre formation pendant tout le cycle universitaire.

Nous ne pouvons pas oublier de remercier nos amis et nos collègues d'étude

Et enfin, à toutes les personnes qui ont contribués, de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

Jijel, le 06/11/2020

HANI

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	X
<i>Chapitre 01</i>	<i>1</i>
SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE ET LEURS CONNEXIONS.....	1
1.1. Introduction	1
1.2. La cellule PV	1
1.2.1. Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	2
1.3. Module photovoltaïque.....	3
1.3.1. La constitution d'un module photovoltaïque.....	3
1.4. Modélisation d'une cellule photovoltaïque.....	4
1.5. Modélisation d'un module photovoltaïque.....	6
1.6. Champs photovoltaïques et leurs connexions	7
1.6.1. Connexion Série	7
1.6.2. Connexion Parallèle.....	8
1.6.3. Connexion Série- parallèle (SP).....	8
1.6.4. Connexion totalement croisée (Total Cross-Tied « TCT »)	9
1.6.5. Connexion en Pont-lié (Bridge-Linked « BL »).....	10
1.6.6. Connexion en nid d'abeilles (Honey comb « HC »).....	11
1.7. Influence des conditions météorologiques sur la puissance	12
1.7.1. Effet de l'éclairement sur un module PV	13
1.7.2. Effet de la température sur un module PV	13
1.7.3. Effet de les résistances R_p et R_s	14
1.8. Le problème de l'ombrage partiel et son influence sur la sollicitation des PV	15
1.8.1. Le problème du point chaud.....	15
1.8.2. Pertes de puissance de sortie dues à l'ombrage partiel	17
1.9. Conclusion	17
<i>Chapitre 02</i>	<i>19</i>
LES METHODES D'OPTIMISATION DE PPM.....	19
2.1. Introduction	19
2.2. Suivi du point de puissance maximum (MPPT).....	19
2.3. MPPT globaux (GMPPT)	20
2.3.1. MPPT d'intelligences artificielles.....	21
2.4. Méthodes hybrides MPPT	29

2.5. Conclusion	31
<i>Chapitre 03</i>	<i>32</i>
SIMULATIONS ET RESULTATS	32
3.1. Introduction	32
3.2. Champ PV	32
3.3. Convertisseur statique DC/DC (hacheur boost)	33
3.3.1. Présentation du circuit.....	34
3.3.2. Etude de fonctionnement du hacheur	35
3.4. Poursuite du point de puissance maximal.....	38
3.4.1. Simulation et Résultats	39
3.4.2. Simulation du système solaire avec l'algorithme PSO	40
3.5. Conclusion	44
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVE	45

Liste des figures

Figure 1.1 Structure basique d'une cellule solaire	2
Figure 1.2 Structure (gauche) et diagramme de bande (droite) d'une cellule photovoltaïque.	3
Figure 1.3 Encapsulation des cellules.....	4
Figure 1.4 Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.	5
Figure 1.5 Modèle général d'un panneau photovoltaïque.....	7
Figure 1.6 Connexion Série	8
Figure 1.7 Connexion Parallèle.....	8
Figure 1.8 Connexion Série- parallèle (SP)	9
Figure 1.9 Connexion totalement croisée (Total Cross-Tied : TCT)	10
Figure 1.10 Connexion en Pont-lié (Bridge-Linked : BL).....	11
Figure 1.11 Connexion en nid d'abeilles (Honey comb : HC)	11
Figure 1.12 Fluctuations de la courbe I-V pour T constante ($T=25C^{\circ}$), et G variable	13
Figure 1.13 Fluctuations de la courbe I-V pour G constante ($G=1000w/m^2$), et T variable.....	13
Figure 1.14 Courbe I-V pour différentes valeurs de R_S (Ω).....	14
Figure 1.15 Courbe I-V pour différentes valeurs de R_P (Ω).....	14
Figure 1.16 Caractéristiques de bloc PV avec ou sans diode by-pass.....	15
Figure 1.17 Association des modules PV avec diodes bypass.....	16
Figure 1.18 Association des modules PV avec diodes bypass et diodes anti-retour.	16
Figure 1.19 Caractéristique P-V d'un système PV à l'ombrage partiel.....	17
Figure 2.1 Classification des techniques MPPT	20
Figure 2.2 Une structure ANN typique pour MPPT	21
Figure 2.3 Fonctions d'appartenance : (a) Entrée de ΔP et ΔV (b) Sortie de ΔD	23
Figure 2.4 Stratégie de déplacement d'une particule.	24
Figure 2.5 Organigramme de la MPPT par PSO	28
Figure 3.1 Circuit équivalent du champ PV.	33
Figure 3.2 Schéma de principe d'un hacheur boost.	34
Figure 3.3 périodes fermeture et ouverture d'un commutateur.	35
Figure 3.4 Schémas équivalents du hacheur survolteur, (K) fermé.....	36
Figure 3.5 Schémas équivalents du hacheur survolteur, (K) ouvert.	36
Figure 3.6 Modélisation d'un champ PV avec une commande MPPT.	39
Figure 3.7 la caractéristique (I-V) de notre champ PV sous OP.....	40

Figure 3.8 la variation de la puissance d'entrée et de sortie avec différent niveaux d'irradiation.	41
Figure 3.9 La variation de la puissance de sortie avec différent niveaux d'irradiation.....	41
Figure 3.10 La variation de courant et de tension de sortie avec différent niveaux d'irradiation.....	42
Figure 3.11 La variation du rapport cyclique D	42
Figure 3.12 la puissance de sorite sous l'ombrage partielle.....	43

Liste des tableaux

Tableau 1.1 les facteurs d'idéalité qui dépend à chaque technologie.....	6
Tableau 1.2 Caractéristiques électrique du Module BP SOLAR MSX120.	12
Tableau 2.1 Règles floues.	23
Tableau 2.2 Paramètre de l'algorithme PSO.....	27

Liste des Abréviations

- A : Facteur d'idéalité de la diode.
 I_{sc} : Courant de court-circuit.
 I_P : Courant traversant la résistance parallèle (A).
 I_0 : Courant de saturation de la diode (A).
 I_{mp} : Courant au point de la puissance maximale.
G : L'irradiation.
 G, G_{ref} : L'éclairement réels et à la condition de référence [W/m^2].
 K : Constante de Boltzmann ($K=1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K).
G : L'irradiation.
Ns : Nombre de cellules branchées en série.
Np : Nombre de cellules branchées en parallèle.
 P_{max} : La puissance maximale.
STC : Standard Test Conditions (Conditions standards).
 T : Température de fonctionnement de la cellule (Kelvin).
 V_{oc} : Tension à circuit ouvert.
 V_{mp} : Tension au point de la puissance maximale.
 η : Rendement de conversion.
GPV : générateur photovoltaïque
OP : ombrage partiel
MPPT : maximum power point tracking
LMPP: point de puissance maximale locale
GMPP : point de puissance maximale globale
LMPPT: maximum power point tracking locale
GMPPT: maximum power point tracking globale
MPP : point de puissance maximale
COP : condition d'ombrage partiel
N : instant d'échantillonnage
 V_{ref} : tension de référence
 P_{pv} : puissance de sortie PV
 V_{pv} : tension de sortie PV
PV : photovoltaïque.
 I_{ph} : photo-courant.
 R_p : résistance parallèle
 R_s : résistance série
 I_{pv} : courant de sortie PV
PSO : L'optimisation par essaim particulaire
UIC : conditions d'irradiation uniforme
FLC : contrôleur logique floue
RNA : Réseaux de neurones artificiels
ACO : Optimisation des colonies de fourmis

INTRODUCTION GENERALE

Actuellement, une grande partie de l'énergie consommée dans le monde repose sur les énergies fossiles comme le charbon, le gaz et le pétrole. Cependant, les ressources de ces énergies seront épuisées dans quelques dizaines d'années, ainsi leur exploitation produit des gaz toxiques qui ont pour effet d'augmenter la température et de polluer l'atmosphère. A cet effet, l'augmentation de la demande énergétique du monde exige l'exploitation d'autres sources d'énergie renouvelables et non polluantes [1].

Les énergies renouvelables sont des énergies issues de ressources naturelles inépuisables telles que l'eau, la chaleur de terre, le vent, et le solaire. Dans de nombreux pays, ces énergies ont connu un développement considérable, en particulier l'énergie solaire, bien que le rayonnement solaire représente la plus grande source d'énergie.

Les systèmes PV génèrent une puissance dépendante du changement des conditions climatiques ; telles que le rayonnement solaire et la température des panneaux et de la variation de la charge. Par conséquent, une technique de recherche du point de puissance maximale PPM destinée à contrôler le rapport cyclique du convertisseur DC/DC est nécessaire pour garantir un fonctionnement optimal de la chaîne PV dans différentes conditions d'exploitation. Plusieurs travaux ont abordé le problème de la recherche du point de fonctionnement permettant de soutirer le maximum d'énergie des modules PV en utilisant différentes méthodes dites MPPT (maximum power point tracking). Les plus connues de ces méthodes sont (Perturbe et Observe (P&O), incrémentation de conductance (IC), méthode basée sur la mesure du courant de court-circuit I_{cc} et tension de circuit ouvert V_{oc} , logique flou) [2].

Cependant, le non linéarité de la caractéristique des modules PV, leurs dépendances de la température, de l'ensoleillement et le niveau de dégradation de la caractéristique à cause de l'ombrage partiel rendent l'implémentation de ces méthodes très complexe. Ces méthodes présentent aussi, lors des variations des conditions météorologiques, une mauvaise convergence ou une oscillation autour du point de puissance optimale dans les conditions normales de fonctionnement. Si le transfert de puissance entre les sources d'énergies renouvelables et la charge n'est pas optimal, l'efficacité globale du système sera grandement affectée. Les travaux de recherche se poursuivent encore pour rendre ces méthodes plus efficaces : c'est dans cette optique que s'inscrit ce thème de projet de fin d'étude [3].

Lorsqu'un module Photovoltaïque est partiellement ombré, une dissipation d'une puissance considérable résulte et dégrade les caractéristiques du module, induisant même des pannes

importantes [4].

En raison des caractéristiques électriques fortement non linéaires des cellules PV et de leurs associations, le rendement des systèmes PV peut être amélioré par des solutions utilisant des techniques de recherche du point de puissance plus adaptées que les méthodes conventionnelles tel que le contrôle par l'optimisation des essaims de particules PSO que nous proposons d'étudier dans ce mémoire [5].

Ce mémoire est organisé en trois chapitres :

Le premier chapitre concerne une généralité sur la conversion photovoltaïque. Il comprend le fonctionnement de la cellule photovoltaïque, ses caractéristiques principales et leur association, série, parallèle et mixte.

Le deuxième chapitre touche une étude sur différentes méthodes globales d'optimisation de point de la puissance maximal.

Le troisième chapitre, présentera la simulation des méthodes MPPT utilisée dans cette étude à savoir l'optimisation des essaims de particules (PSO).

Nous terminerons notre étude par une conclusion générale qui résume les résultats de recherche obtenus dans le cadre de ce mémoire.

Chapitre 01

SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE ET LEURS CONNEXIONS

1.1. Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter une étude bibliographique dédiée à un générateur photovoltaïque autonome. Dans une première partie, nous allons exposer quelques généralités reliées au domaine du solaire photovoltaïque ; le développement des cellules photovoltaïques et sa structure, les caractéristiques d'un générateur photovoltaïque et la modélisation de ce dernier, les connexions des champs photovoltaïques, l'influence des conditions météorologique sur la puissance, le problème de l'ombrage partiel et son influence sur la sollicitation de PV.

1.2. La cellule PV

La cellule PV ou encore photopile est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Les cellules photovoltaïques sont constituées :

- d'une fine couche semi-conductrice (matériau possédant une bande interdite, qui joue le rôle de barrière d'énergie que les électrons ne peuvent franchir sans une excitation extérieure, et dont il est possible de faire varier les propriétés électroniques) tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne,
- d'une couche antireflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires,
- d'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode,
- les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissants justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.

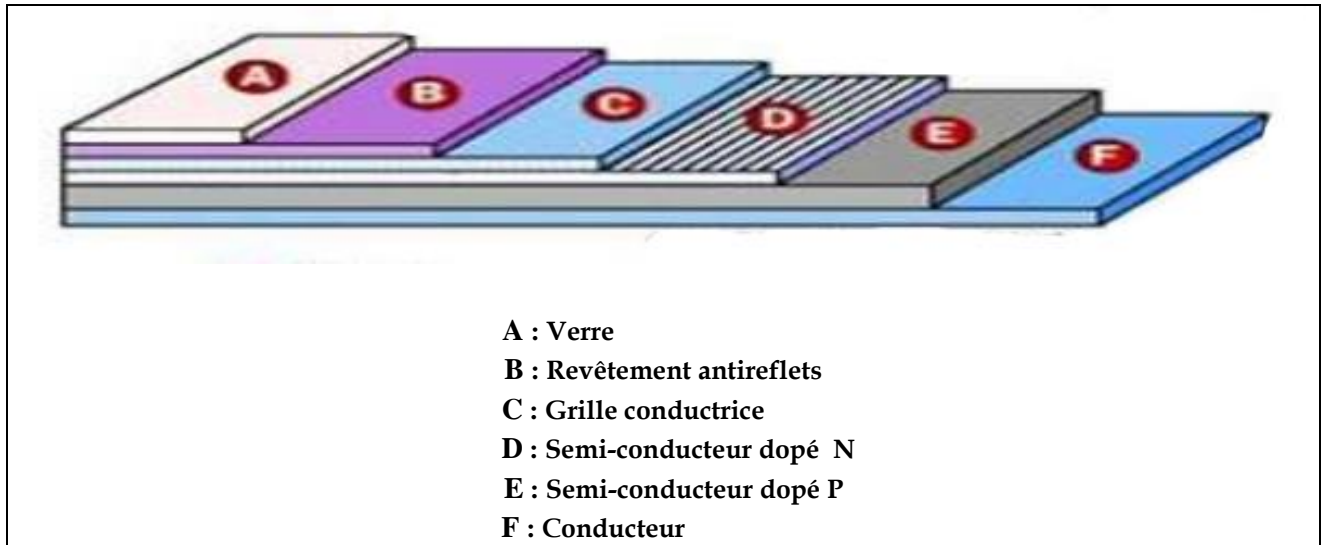


Figure 1.1 Structure basique d'une cellule solaire

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température et du vieillissement de la cellule [1].

1.2.1. Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants :

- absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif;
- conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création de paires électron/trou dans le matériau semi-conducteurs;
- collecte des particules générées dans le dispositif.

Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant d'où l'intérêt des semi-conducteurs pour l'industrie photovoltaïque.

Afin de collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier les paires électrons / trou créées est nécessaire. Pour cela on utilise le plus souvent une jonction PN.

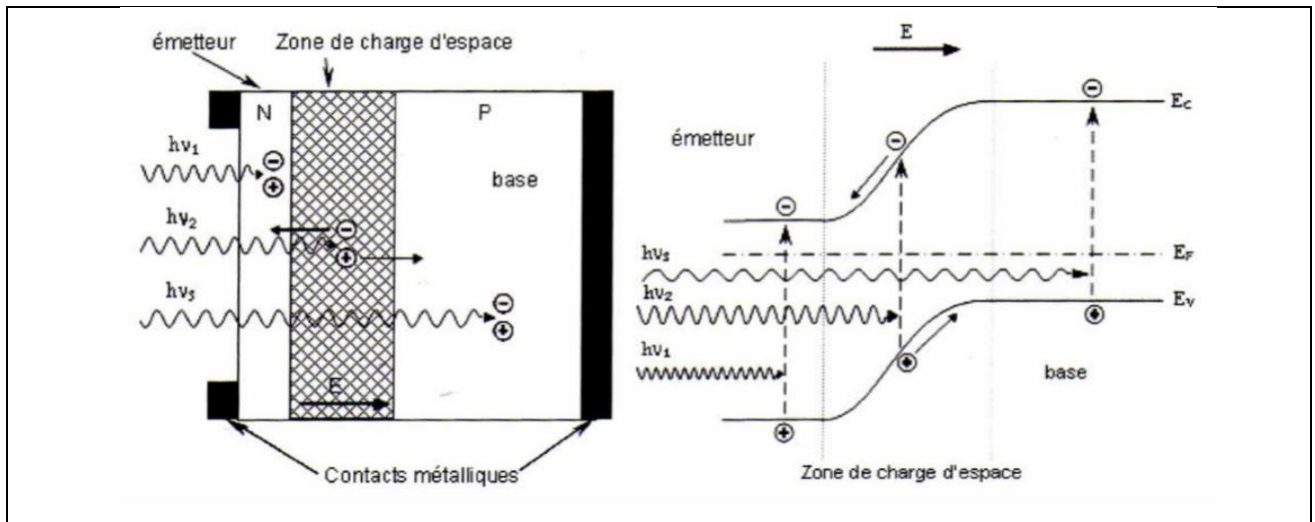


Figure 1.2 Structure (gauche) et diagramme de bande (droite) d'une cellule photovoltaïque [3].

Les dimensions respectives des différentes zones ne sont pas respectées.

Les photons incidents créent des porteurs dans les zones N et P et dans la zone de charge d'espace.

Les photo-porteurs auront un comportement différent suivant la région :

- dans la zone N ou P, les porteurs minoritaires qui atteignent la zone de charge d'espace sont "envoyés" par le champ électrique dans la zone P (pour les trous) ou dans la zone N (pour les électrons) où ils seront majoritaires. On aura un photo-courant de diffusion ;
- dans la zone de charge d'espace, les paires électrons/ trou créées par les photons incidents sont dissociées par le champ électrique : les électrons vont aller vers la région N, les trous vers la région P. On aura un photo-courant de génération [2].

1.3. Module photovoltaïque

Un module photovoltaïque est un ensemble de cellules PV associées en série (somme des tensions de chaque cellule) ou bien en parallèle (somme des intensités de chaque cellule), on peut constituer un générateur PV selon les besoins des applications visées. Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaités.

1.3.1. La constitution d'un module photovoltaïque

- câblage des cellules photovoltaïques : les cellules sont connectées entre elles par un fins ruban métallique (cuivre étamé), du contact en face avant (-) au contact en face arrière (+) ;

- les cellules sont encapsulées sous vide entre 2 films thermoplastiques transparents (EVA : Ethylène Acétate de Vinyle) ;
- le plus souvent présence d'un cadre en aluminium avec joint périphérique pour permettre la dilatation ;
- un verre trempé en face avant protège les cellules sur le plan mécanique tout en laissant passer la lumière ;
- la face arrière est constituée d'un verre ou d'une feuille TEDLAR.

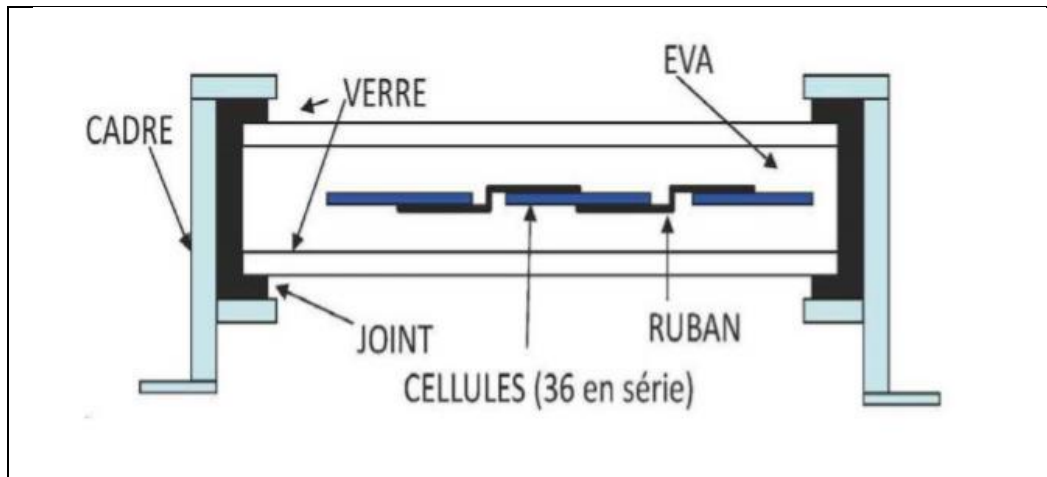


Figure 1.3 Encapsulation des cellules.

- connexion ; la boîte de connexion étanche regroupe les bornes de raccordement, les diodes by-pass.
- les 2 câbles unipolaires sont raccordés.

1.4. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Pour la modélisation d'une cellule photovoltaïque, nous utilisons un modèle bien connu, figure (1.4). En effet, plusieurs modèles de cellules photovoltaïques existent et varient en complexité et en précision. Celui retenu pour notre étude, permet de reproduire les principaux comportements d'une cellule photovoltaïque. Le circuit équivalent du modèle général se compose d'un photo-courant I_{ph} , d'une diode, d'une résistance parallèle R_p exprimant un courant de fuite et d'une résistance série R_s due aux contacts entre les semi-conducteurs et les parties métalliques.

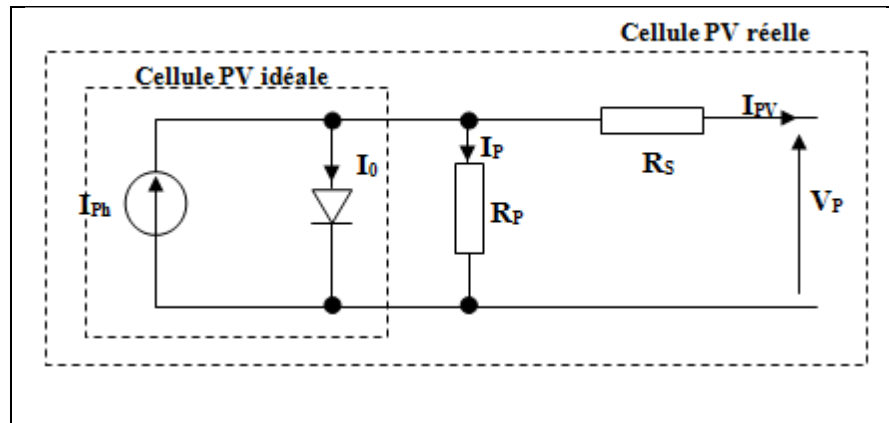


Figure 1.4 Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Dans la Figure (1.4). En appliquant la loi de Kirchhoff [3], le courant sera obtenu par l'équation suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 - I_p \quad (1.1)$$

Avec :

I_p : Courant qui circule dans la résistance parallèle, est donné par l'équation suivante :

$$I_p = \frac{v + I.R_s}{R_p} \quad (1.2)$$

I_0 : Le courant de la diode qui est proportionnel au courant de saturation, il est donné par l'équation suivante :

$$I_0 = I_s \left[\exp \left(\frac{q \cdot (V + I.R_s)}{K.T.c.A} \right) - 1 \right] \quad (1.3)$$

Nous remplaçons dans l'équation (1), l'équation caractéristique tension-courant d'une cellule solaire est donnée comme suit :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{q \cdot (V + I.R_s)}{K.T.c.A} \right) - 1 \right] - \frac{(V + I.R_s)}{R_p} \quad (1.4)$$

Le photo-courant dépend principalement de l'ensoleillement et de la température de fonctionnement de la cellule, qui est décrite par l'équation suivante :

$$I_{ph} = \left[I_{sc} + K_i \cdot (T_c - T_{ref}) \right] \cdot \frac{G}{G_{ref}} \quad (1.5)$$

D'autre part, le courant de saturation de la cellule varie avec la température de la cellule, qui est décrite comme suit :

$$I_s = I_{rs} \left(\frac{T_c}{T_{ref}} \right)^3 \cdot \exp \left[\frac{q \cdot E_g \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_c} \right)}{K \cdot A} \right] \quad (1.6)$$

A: est le facteur idéal qui dépend de la technologie PV et est répertorié dans le tableau (1.1)

Tableau 1.1 les facteurs d'idéalité qui dépend à chaque technologie

La technologie	Le facteur d'idéalité
Silicium monocristallin (Si-mono)	1.2
Silicium poly cristallin (Si-poly)	1.3
Silicium amorphe (a-Si : H)	1.8
Tellurure de cadmium (CdTe)	1.5
Silicium amorphe tandem (a-Si : H tandem)	3.3

Le courant de saturation inverse est donné par l'équation suivante :

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{\exp \left(\frac{q \cdot V_{oc}}{N_s \cdot A \cdot K \cdot T_c} \right) - 1} \quad (1.7)$$

1.5. Modélisation d'un module photovoltaïque

Une cellule *PV* typique produit moins de 2W à 0,5V environ; les cellules doivent être connectées en série-parallèle sur un module pour produire suffisamment de puissance. Une matrice *PV* est un groupe de plusieurs modules *PV* qui sont connectés électriquement en série et en parallèle pour générer le courant et la tension requis. Le circuit équivalent pour un module solaire disposé d'un nombre N_s des cellules montées en série et d'un nombre N_p des cellules montées en parallèle est représenté sur la Figure (1.5) [3].

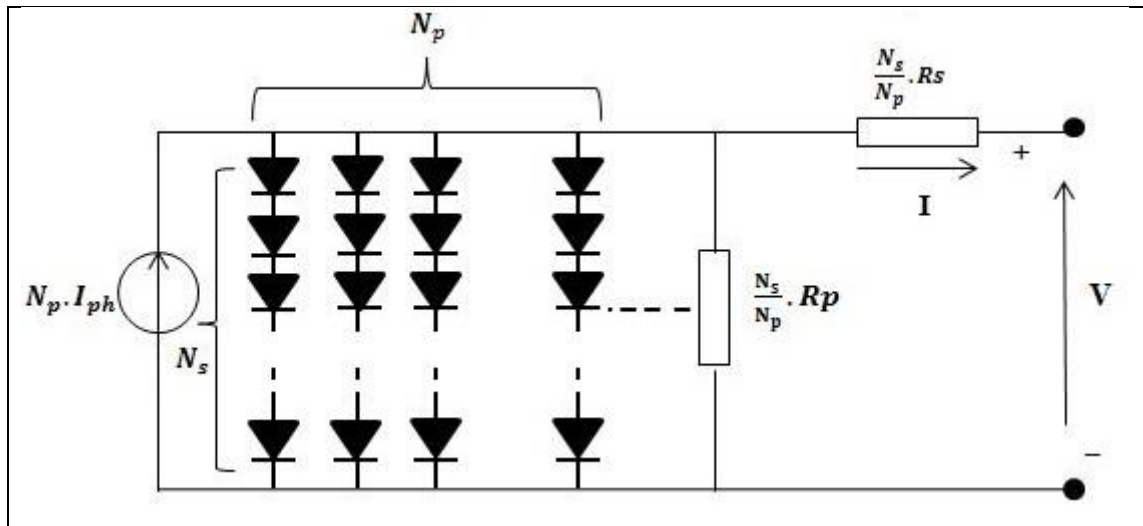


Figure 1.5 Modèle général d'un panneau photovoltaïque

L'équation terminale pour le courant et la tension d'un module PV devient la suivante:

$$I = N_p \cdot I_{ph} - N_p I_s \left[\exp \left(\frac{q \left(\frac{V}{N_s} + \frac{I R_s}{N_p} \right)}{K.T.c.A} \right) - 1 \right] - \frac{\left(\frac{N_p V}{N_s} + I R_s \right)}{R_p} \quad (1.8)$$

1.6. Champs photovoltaïques et leurs connexions

Un champ photovoltaïque est l'association en série et en parallèle de plusieurs panneaux photovoltaïques. Dans l'association en série, les panneaux sont traversés par le même courant tandis que les tensions de chaque panneau s'additionnent. C'est tout le contraire des panneaux photovoltaïques connectés en parallèle ; elles sont soumises à la même tension alors que les courants de chacune des panneaux s'ajoutent pour donner le courant total du champ.

L'association série-parallèle permet donc d'atteindre les courants et les tensions désirées afin d'alimenter des charges de grande puissance.

1.6.1. Connexion Série

Tous les modules PV sont connectés en série comme indiqué sur la figure (1.6), bien qu'une configuration en série puisse augmenter la tension de sortie, si les modules subissent un ombrage partiel ou des dysfonctionnements, la production de tension globale baisse substantiellement.

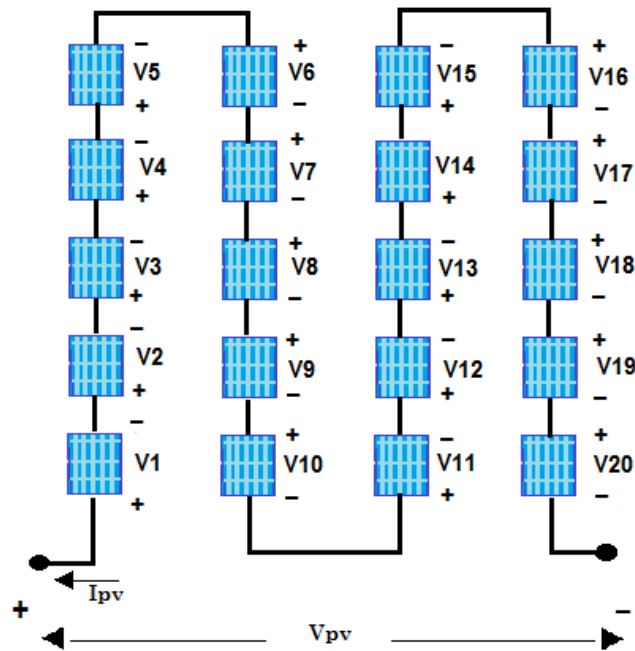


Figure 1.6 Connexion Série

1.6.2. Connexion Parallèle

Tous les modules PV sont connectés en parallèle comme représenté sur la figure (1.7), bien qu'une configuration parallèle puisse augmenter le courant de sortie du module, si des modules subissent un ombrage partiel ou des dysfonctionnements, la production du courant global diminue.

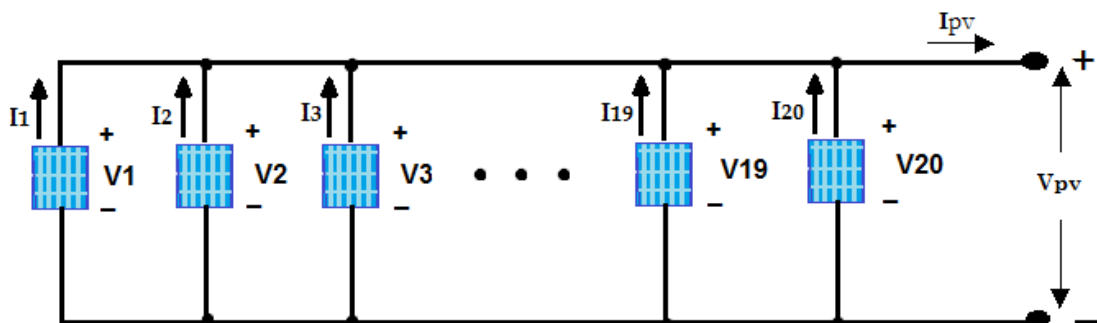


Figure 1.7 Connexion Parallèle

1.6.3. Connexion Série- parallèle (SP)

tous les modules PV sont d'abord connectés en série puis en parallèle comme indiqué sur la figure (1.8), 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.

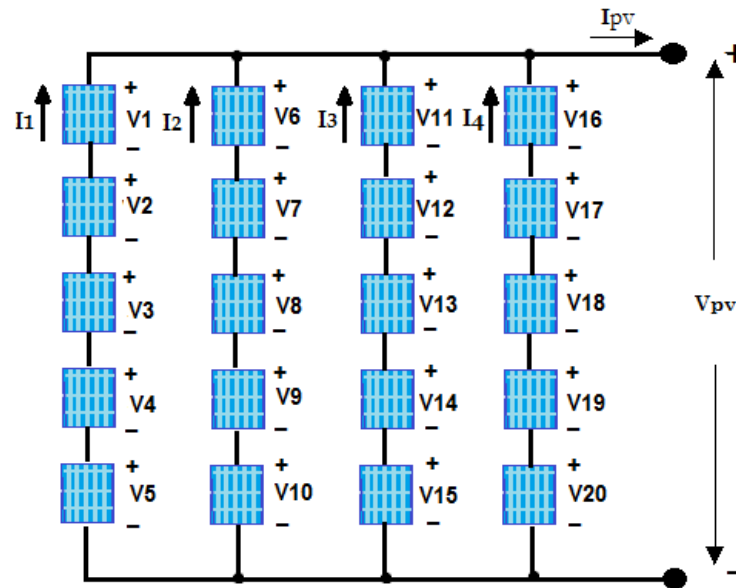


Figure 1.8 Connexion Série- parallèle (SP)

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

Elle est réalisée en connectant en parallèle tous les panneaux photovoltaïques sur la même ligne des différents strings (figure 1.9). Cela donne un champ solaire en forme de matrice contenant plusieurs nœuds. La somme des courants dans les différents nœuds et la tension des panneaux photovoltaïques montés en parallèle sont égaux. Cette configuration dans la majorité des modèles d'ombrage testés donne de meilleurs résultats comparativement aux trois autres configurations. Cela est dû aux multiples connexions qui permettent de ne pas activer les diodes by-pass dans toutes les conditions d'ombrage. Ce qui permet de monter en tension et en courant tout en minimisant les pertes de puissances. L'inconvénient de cette configuration est qu'elle est plus dispendieuse à mettre en œuvre.

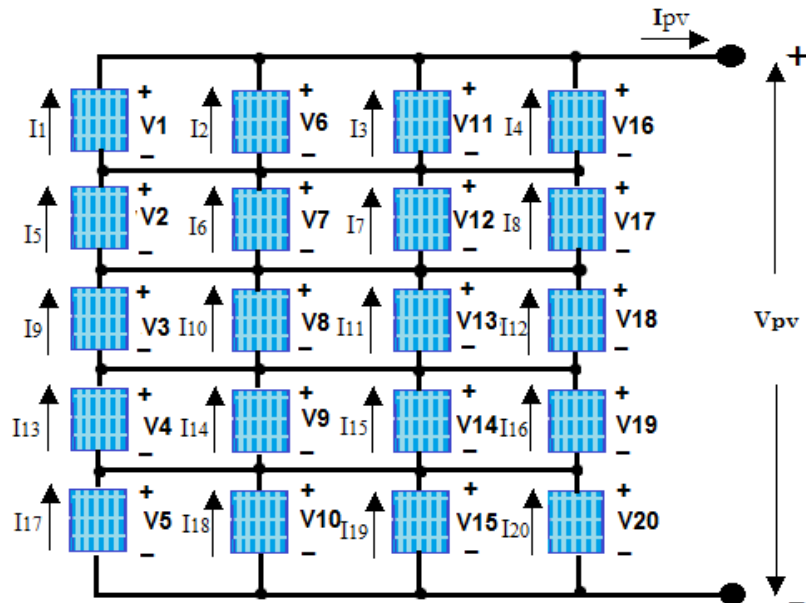


Figure 1.9 Connexion totalement croisée (Total Cross-Tied : TCT)

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

Cette configuration est composée de plusieurs îlots (figure 1.10). Chaque îlot est composé de deux strings parallèles portant chacun deux panneaux solaires en série avec des liaisons intercalées entre les ponts. Elle permet aussi d'augmenter la tension et le courant tout en limitant les pertes de puissances dans le système photovoltaïque. Comparé à la configuration total cross tied, la configuration bridge link est moins performante pour des cas d'ombrages partiels mais présente une meilleure performance que le total cross tied lorsqu'elle est soumise à un plein ensoleillement. Cela s'explique par le fait qu'elle nécessite moins de filage, donc moins de pertes de puissance. Comparée à la configuration série-parallèle, elle est beaucoup plus dispendieuse à mettre en œuvre mais présente moins de pertes que la configuration série-parallèle.

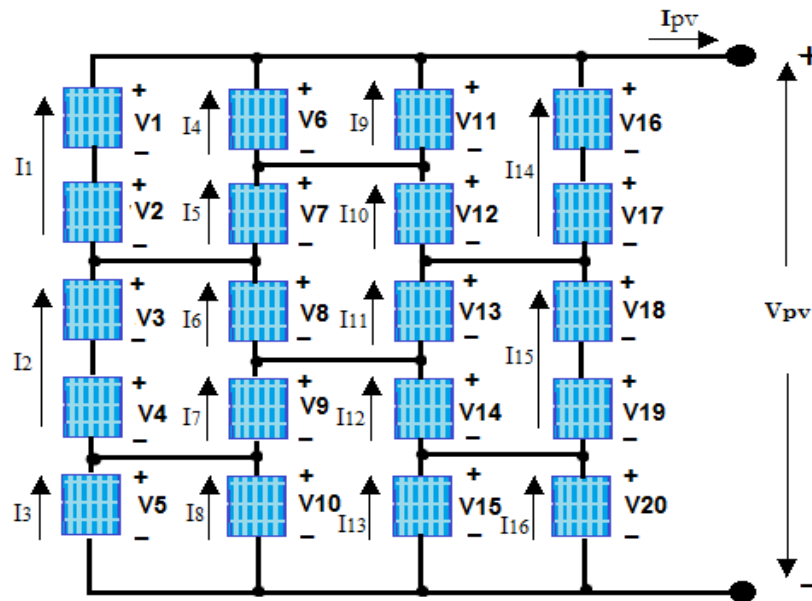


Figure 1.10 Connexion en Pont-lié (Bridge-Linked : BL)

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

Elle est formée de deux strings parallèles constitués de trois modules connectés en série (figure 1.11). Confrontée aux configurations total cross tied et bridge link, la configuration Honey Comb est reconnue comme ayant des performances moyennes car elle enregistre un peu plus de pertes de puissance. Par contre elle présente une meilleure performance pour un champ solaire aménagé et connecté de manière asymétrique ou lorsque le nombre de colonnes recevant le même ensoleillement est supérieur au nombre de lignes. [4] [5].

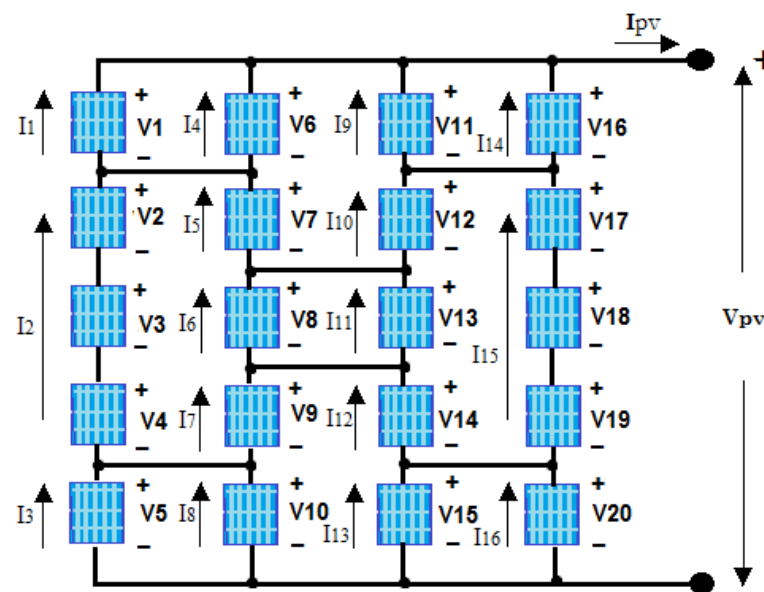


Figure 1.11 Connexion en nid d'abeilles (Honey comb : HC)

1.7. Influence des conditions météorologiques sur la puissance

La plupart des panneaux PV sont constitués par des cellules connectés en série forment un sous-réseau. Chacun de ces sous-réseaux est lui-même constitué d'un groupe de cellules PV connectés en série qui est le module.

Le module photovoltaïque utilisé pour la détermination des paramètres intervenant dans le rendement est le ''BP Solar MSX120''. Comme chaque panneau photovoltaïque a des caractéristiques particulières, il nous est apparu intéressant de les rappeler avant de présenter le modèle Matlab-Simulink qui s'appuie sur ces valeurs. Nous nous sommes pour cela appuyés sur les informations fournies par l'organisme produisant ce panneau. [6]

Tableau 1.2 Caractéristiques électrique du Module BP SOLAR MSX120.

Puissance maximal (Pmax)	120 W
Tension de la puissance maximale (Vmp)	33.7 V
courant de la puissance maximale (Imp)	3.56 A
Courant de court-circuit (Icc)	3.87 A
Tension de circuit ouvert (Vco)	42.1 V
La puissance minimale (Pmin)	114 W
Nombre de cellule	72

1.7.1. Effet de l'éclairement sur un module PV

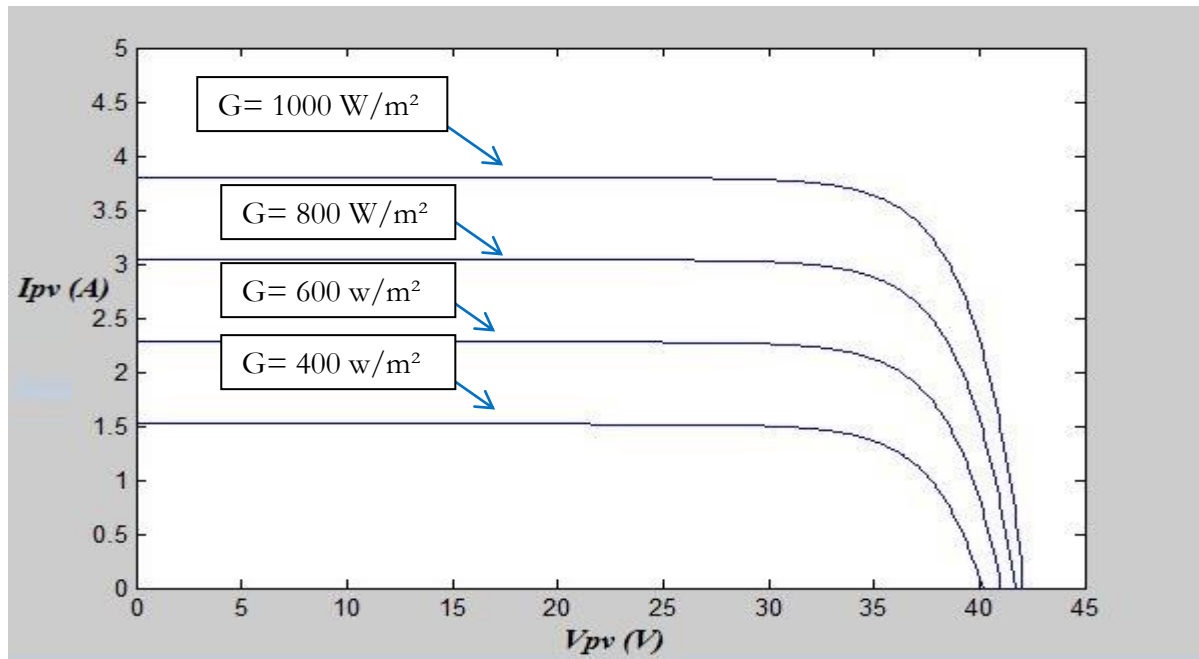


Figure 1.12 Fluctuations de la courbe I-V pour T constante ($T=25C^{\circ}$), et G variable

D'après la courbe ci-dessus nous remarquons que l'irradiation a un impact très remarquable sur le courant I_{pv} , ainsi ce dernier augmente avec la croissance de l'irradiation. Nous pouvons conclure que le rendement d'un module PV augmente considérablement avec l'augmentation de l'irradiation G.

1.7.2. Effet de la température sur un module PV

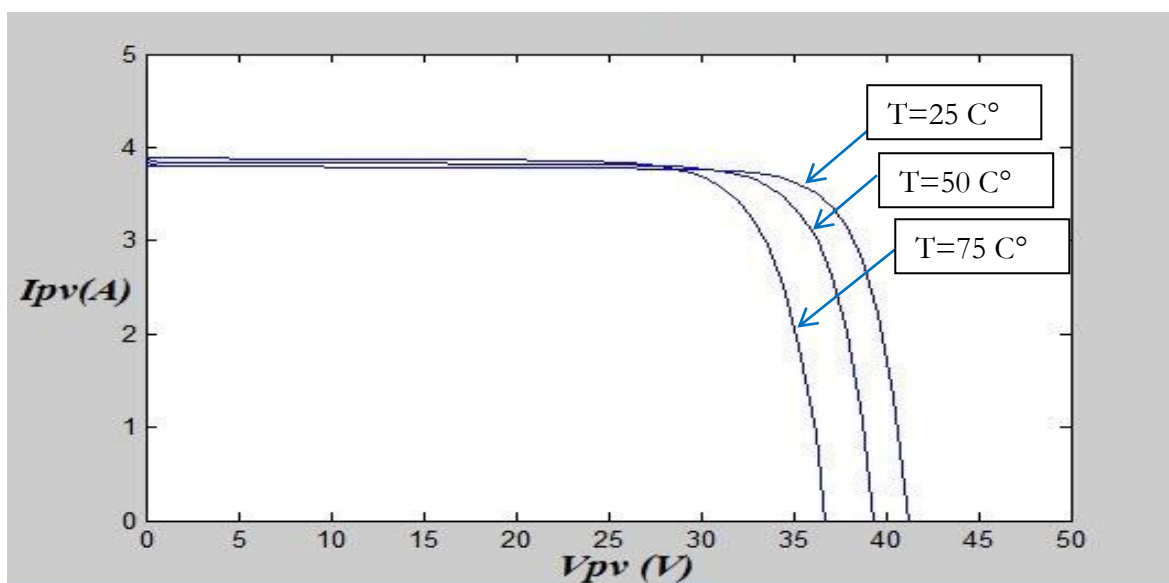


Figure 1.13 Fluctuations de la courbe I-V pour G constante ($G=1000w/m^2$), et T variable.

La température a un impact sur la tension V_{oc} , comme le démontre la courbe ci-dessus le V_{oc} diminue avec la croissance de la température. Ainsi nous pouvons conclure que la température a un impact négatif sur le rendement d'un module PV.

1.7.3. Effet de les résistances R_p et R_s

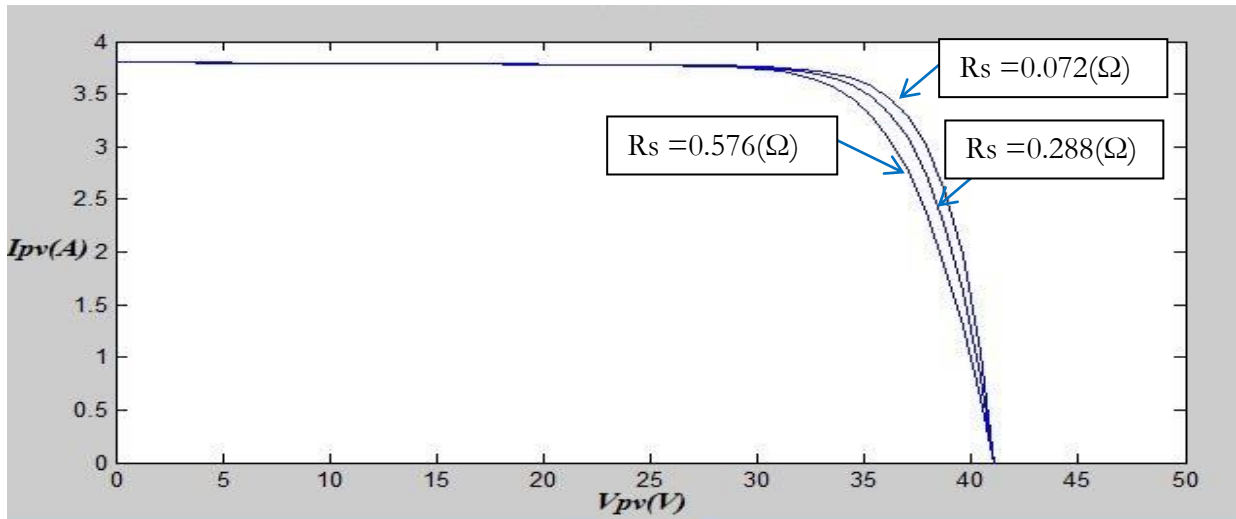


Figure 1.14 Courbe I-V pour différentes valeurs de R_s (Ω)

Les performances du module PV diminuent quand la résistance R_s augmente, ainsi pour avoir un bon rendement il faut que la résistance R_s soit la plus petite que possible.

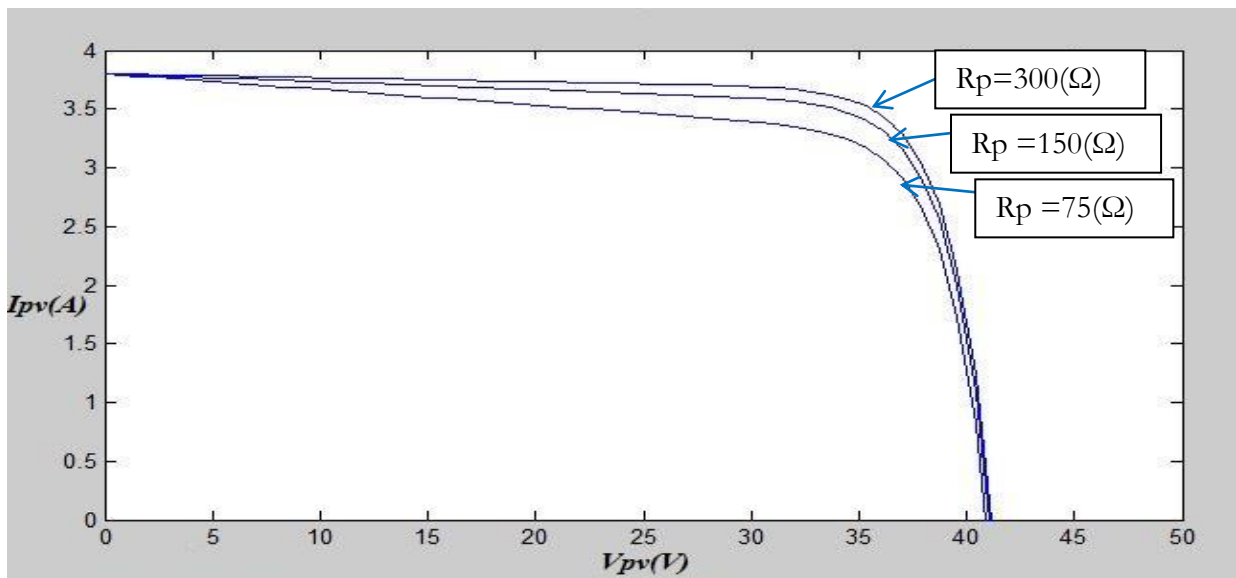


Figure 1.15 Courbe I-V pour différentes valeurs de R_p (Ω)

Les performances du module PV diminuent quand la résistance R_p diminue, ainsi pour avoir un bon rendement il faut que la résistance R_p soit la plus grande que possible.

1.8. Le problème de l'ombrage partiel et son influence sur la sollicitation des PV

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. L'ombrage partiel non seulement conduit à des points chauds dans les modules PV, mais est également considéré comme l'une des principales causes de rendements énergétiques réduits dans les systèmes PV. [7]

1.8.1. Le problème du point chaud

Si l'un des modules connectés en série ont beaucoup moins de photo-courant I_{ph} que d'autres à cause de l'ombrage partiel, il fonctionne comme une charge pour d'autres générateurs et deviennent polarisés inversement. Ce module va alors dissiper l'énergie plutôt que de la générer, ce qui entraîne une augmentation de la température de la cellule et le module peut être endommagé et affecter l'ensemble groupe PV, connu sous le nom de problème de point chaud (figure 1.16).

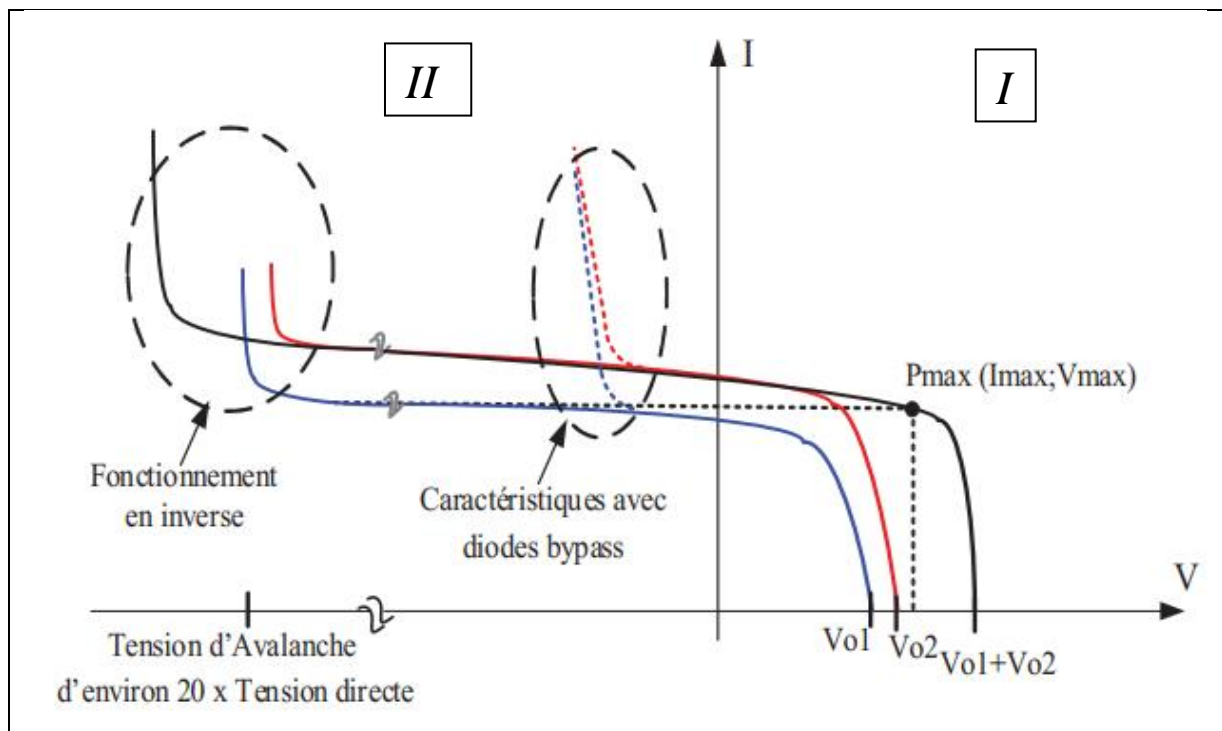


Figure 1.16 Caractéristiques de bloc PV avec ou sans diode by-pass

La courbe bleue est la caractéristique d'un bloc de 2 GPV connectées en série. La courbe rouge est elle aussi la caractéristique d'un bloc de 2 GPV connectées en série mais ayant un éclairage plus élevé. Le bloc ayant la caractéristique bleue est soumis à un éclairage plus faible, son courant de court-circuit est donc plus faible. Si ces deux blocs sont connectés en série sans protection (courbe noire) et que la charge impose aux générateurs PV de fonctionner au point P_{max2} alors le GPV mal

éclairée (en bleu) va fonctionner en inverse et risque la destruction si la tension à ses bornes s'approche de la tension d'avalanche. Pour éviter ce risque, des diodes bypass sont classiquement mises toutes les 2 GPV pour s'assurer qu'aucune GPV, quelles que soient les conditions, ne puisse fonctionner proche de sa tension d'avalanche figure (I.17).

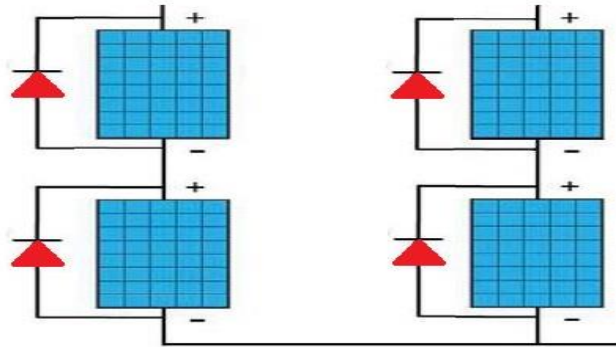


Figure 1.17 Association des modules PV avec diodes bypass.

Des points chauds peuvent également être créés lorsque des modules PV avec des tensions de circuit ouvert différent sont connectées en parallèle, par exemple lorsque l'une des chaînes PV en parallèle est ombragée. Dans cette situation la chaîne PV à tension de circuit ouvert inférieure peut se comporter comme une charge et consomme de l'énergie générée par d'autres chaînes. Cette chaîne PV peut être endommagée si la température est trop élevée. Pour éviter ce problème, les diodes de blocage « anti-retour » sont parfois connectées en série avec une chaîne photovoltaïque comme le montre la figure(I.18) [7].

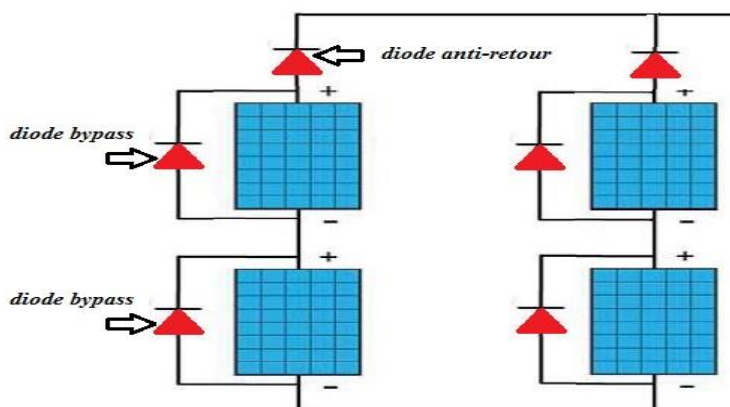


Figure 1.18 Association des modules PV avec diodes bypass et diodes anti-retour.

1.8.2. Pertes de puissance de sortie dues à l'ombrage partiel

Les diodes bypass sont généralement utilisées dans les modules PV pour éviter les dommages causés par les points chauds, cependant la diode de dérivation transforme les courbes (P-V) en une forme plus complexe caractérisée par plusieurs pics comme indiqué sur la figure (I.19), Par conséquent une réduction substantielle du pouvoir et une perte de puissance [7].

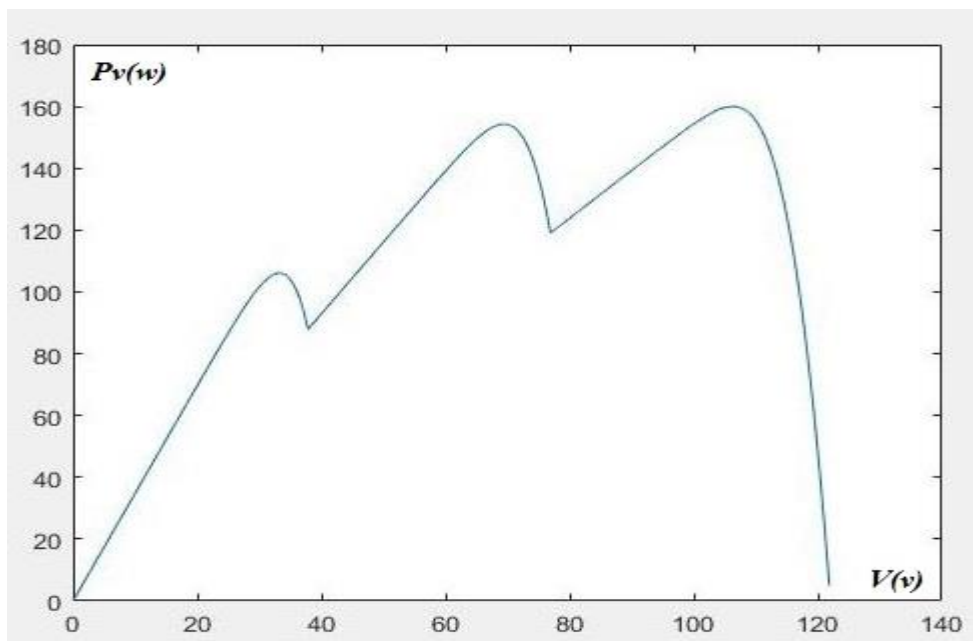


Figure 1.19 Caractéristique P-V d'un système PV à l'ombrage partiel.

1.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons brièvement rappelé les concepts généraux de la cellule solaire photovoltaïque, sa structure basique et le principe de fonctionnement. Nous avons ensuite présentés la modélisation mathématique d'un module PV ainsi que les caractéristiques I-V et P-V simulées sous Matlab / SIMULINK. Après on a sauté au champ photovoltaïques.

Dans un premiers temps, on a parlé sur le champ PV lui-même et leurs connexions.

Dans un seconde temps, nous avons présenté l'influence des conditions météorologiques (l'éclairement, la température) sur la puissance générée par le module PV. Nous avons donné un aperçu sur le phénomène d'ombrage partiel. Les modules recevant moins de rayonnement doivent dissiper le surplus de courant délivré par celles qui sont les plus éclairées, créant ainsi des échauffements si le module n'est pas protégé de manière adéquate. Pour éviter la surchauffe et les points chauds, des diodes de dérivation sont placées dans des boîtes de connexion. Ceci limite la tension inverse et la température de module ombré. Néanmoins, si l'ombrage partiel persiste, et si la distribution des diodes de dérivation n'est pas appropriée ou il y a un mauvais fonctionnement de

ces diodes, le panneau ombré peut surchauffer, pouvant aller jusqu'à la destruction d'une partie du champ PV. En plus du risque de destruction, cet ombrage minimise fortement la puissance de sortie du générateur PV, et rend la commande des convertisseurs inefficace, car la puissance délivrée par le générateur peut présenter plusieurs maximums. Cela peut se produire, en particulier, lorsque les diodes de dérivation (diodes by-pass) des modules PV se mettent en conduction. Dans le chapitre suivant nous avons présenté quelques techniques d'optimisation les plus utilisées.

Chapitre 02

LES METHODES D'OPTIMISATION DE PPM

2.1. Introduction

Le moyen le plus économique d'améliorer les performances des générateurs photovoltaïques *GPVs* est de les maintenir en fonctionnement à leur point de puissance maximal quelles que soient les conditions environnementales. Ceci peut être réalisé en associant un contrôleur *MPPT* au convertisseur électronique de puissance. Un grand travail a été fait pour améliorer les performances des systèmes photovoltaïques à travers le développement des *MPPTs*. Dans ce chapitre, une tentative est faite pour revoir les méthodes *MPPT* les plus récentes dans les conditions d'irradiation non uniformes.

2.2. Suivi du point de puissance maximum (*MPPT*)

La première technique *MPPT* a été utilisée dans les années 1970 pour des applications aéronautiques [8], par la compagnie « *Honeywell* » et le centre de recherche « *NASA* ». Depuis, de nombreuses techniques *MPPT* ont été développées et utilisées comme indiqué dans la figure (II.1). Ces techniques peuvent être classées en deux groupes principaux, les *MPPTs* locaux et global. *LMPPTs* peuvent être utilisés que pour suivre le point de puissance maximal des systèmes PV sous les conditions d'irradiations uniformes *UIC*. Dans l'ombrage partiel on a plusieurs pics ou bien maximas, ces techniques ne suivent pas le point de puissance maximal global, elles travaillent toujours dans une seule fenêtre malgré qu'il y a un autre PPM dans d'autres fenêtres. Là on trouve que les *LMPPTs* ne sont pas efficaces dans le cas de l'ombrage partiel. Ils comprennent des méthodes intelligentes conventionnelles, améliorées et artificielles. Pour résoudre ce problème on passe aux autres techniques *GMPPTs*, ces techniques travaillent dans tous les PPM issu d'ombrage partiel et extraient le point de puissance maximal globale. Ces techniques comprennent les méthodes d'intelligences artificielles, les méthodes méta-euristiques et les *MPPT* hybrides.

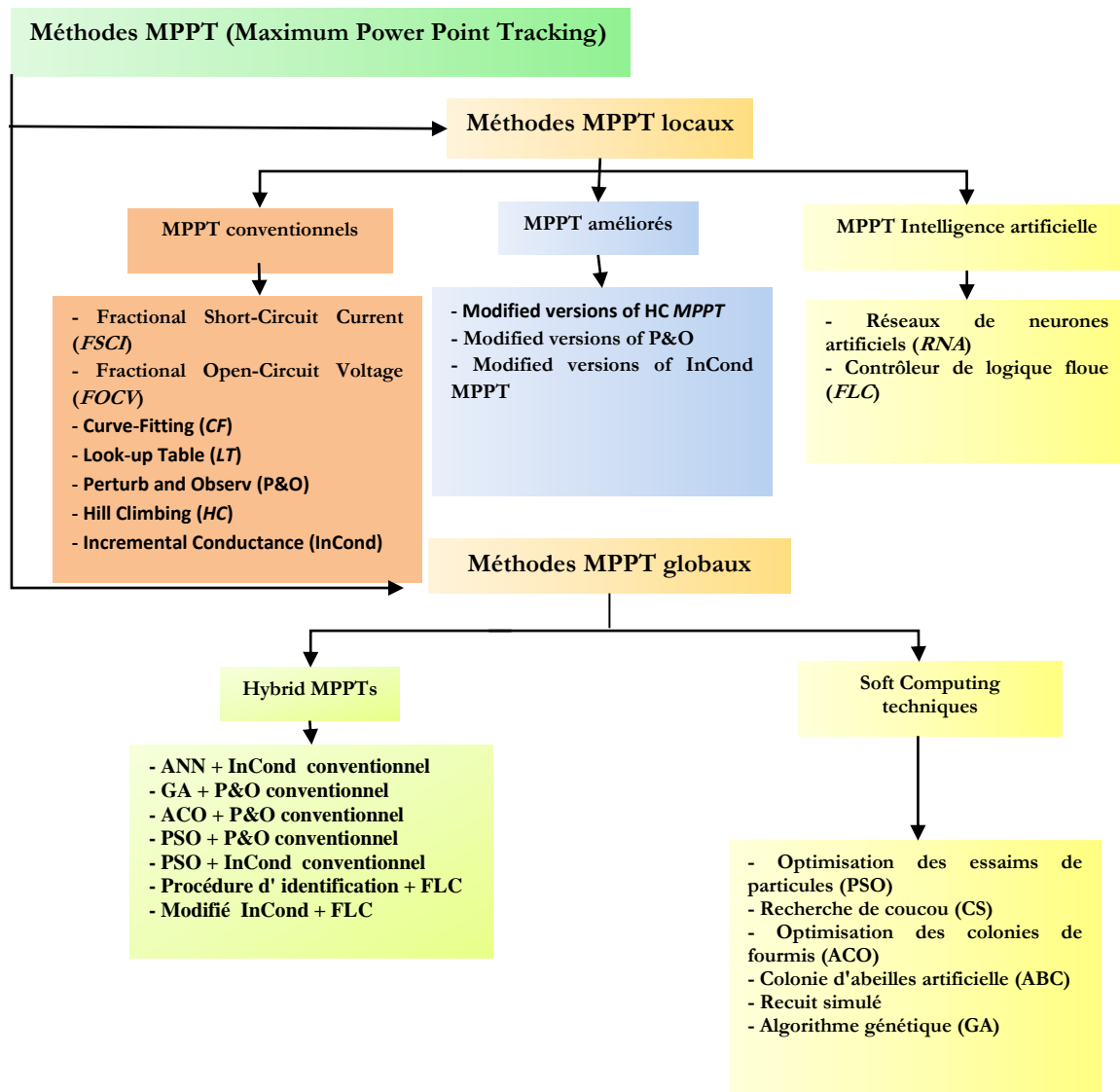


Figure 2.1 Classification des techniques MPPT

2.3. MPPT globaux (GMPPT)

Un GPV, lorsqu'il reçoit une irradiation uniforme, la courbe caractéristique PV résultante présente un seul MPP. Cependant, le cas dans lequel différentes parties d'un GPV reçoivent quantité différente est de l'éclairement énergétique COP, la courbe PV sera caractérisée par des pics multiples, à savoir, l'un d'entre eux est le PPMG et les sommets restants sont LMMPs. Il est très probable que les MPPT conventionnels seront piégés sur le LMPP, ce qui réduira la puissance de sortie et détériorera ainsi considérablement l'efficacité des systèmes PV.

Contrairement aux techniques LMPPT qui peuvent ne pas converger vers le GMPP lorsque le module PV subit un ombrage partiel. Les techniques GMPPT sont capables de suivre le pic global

car elles ont un mécanisme pour distinguer les maxima locaux et globaux. Dans la littérature, de nombreuses techniques GMPPT sont proposées et mises en œuvre. Ces techniques peuvent appartenir à deux groupes, les méthodes d'intelligences artificielles, les méthodes hybrides MPPT.

2.3.1. MPPT d'intelligences artificielles

La nouvelle tendance des travaux de recherche dans les applications d'énergie renouvelable est l'intégration des techniques d'intelligence artificielle pour le contrôle, l'énergie récolte et d'améliorer l'efficacité des différents systèmes de production d'énergie, spécialement, dans le domaine des systèmes photovoltaïques [9].

2.3.1.1. Réseaux de neurones artificiels (RNA) :

RNA est une interconnexion de neurones artificiels (nœuds) qui imitent un cerveau biologique [10]. Une structure possible d'RNA, adaptée au MPPT, est illustrée à la figure (II.2). Il comprend une couche d'entrée, une couche cachée et une couche de sortie. Dans chaque couche, le nombre de nœuds varie et il est défini par l'utilisateur. Le lien entre les i ème et j ème nœuds est le poids w_{ij} . De nombreux paramètres mesurés liés au GPV utilisé, comme la tension et le courant de sortie, les données environnementales telles que l'irradiance et la température, ou toute combinaison, peuvent être utilisés comme entrées pour RNA MPPT.

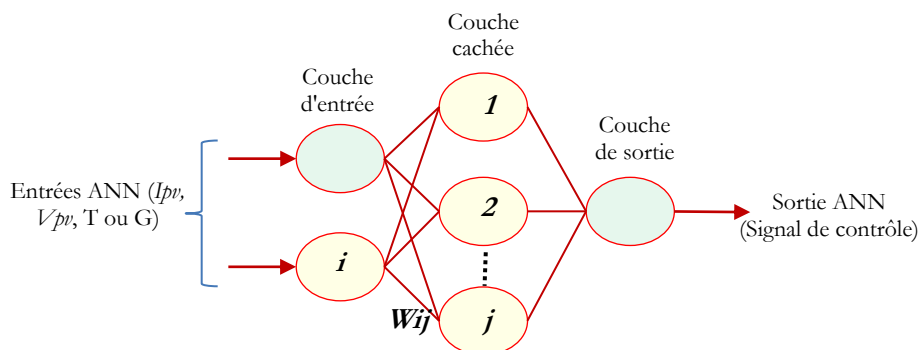


Figure 2.2 Une structure ANN typique pour MPPT

Réseaux de neurones entraînés utilisés pour trouver la solution pour le modèle générateur photovoltaïque non linéaire, le signal de commande de sortie (la solution de RNA) peut être considéré comme la référence de tension, la référence de courant ou le rapport cyclique [11]. Il est à noter que la haute performance d'un RNA dans le suivi du MPP dépend fortement de la couche cachée et de la rigueur et de l'étendue de l'entraînement de ses réseaux [12]. En règle générale, l'RNA doit être formé et testé pendant des mois (voire des années) pour assurer une convergence précise vers le MPP dans diverses conditions environnementales (irradiance et température).

2.3.1.2. Contrôleur de logique floue (FLC)

Le FLC est considéré comme l'une des techniques d'intelligence artificielle les plus populaires appliquées en tant que contrôleur MPPT pour récolter le maximum d'énergie des GPV. En raison de ses avantages car il peut fournir de bonnes performances avec des entrées imprécises, ne nécessite pas de modèle mathématique précis et est très efficace pour traiter les problèmes non linéaires [13]. Le MPPT basé sur FLC intègre l'expérience humaine et les connaissances dans le processus de conception de contrôle en utilisant la théorie des ensembles flous pour convertir directement les valeurs linguistiques en une stratégie de contrôle automatique. La fuzzification, l'inférence et la défuzzification sont les principales étapes du FLC pour générer le contrôle requis.

Le FLC adopté dans ce chapitre qui sera présenté est récemment publié par [14], où il est basé sur la combinaison de fonctionnalités expérimentées avec P&O et FLC classique et donc la complexité est réduite simultanément, dans le but d'augmenter l'efficacité du système PV. Ce FLC utilise comme entrées, la puissance différentielle et la tension différentielle au n ème temps d'échantillonnage, respectivement les équations (2.1) et (2.2) :

$$\Delta P_{pv}(n) = P_{pv}(n) - P_{pv}(n-1) \quad (2.1)$$

$$\Delta V_{pv}(n) = V_{pv}(n) - V_{pv}(n-1) \quad (2.2)$$

L'équation de sortie FLC est :

$$\Delta D(n) = D(n) - D(n-1) \quad (2.3)$$

Où $\Delta D(n)$ est le changement du cycle de service du convertisseur CC-CC.

Les entrées variables (ΔP et ΔV) et la sortie (ΔD) sont divisées en cinq sous-ensembles flous (N: négatif, ZE: zéro, Ps: positif petit, P: positif, PB: grand positif). Par conséquent, 25 règles de contrôle flou sont utilisées par ce FLC. Les formes et les partitions de sous-ensemble flou des fonctions d'appartenance utilisées par ce FLC sont illustrées dans la figure (2.3). Pour opérer des combinaisons floues et déterminer la sortie FLC, le système d'inférence floue de Mamdani (avec max – min) est utilisé. Les règles floues sont présentées dans le tableau (2.1).

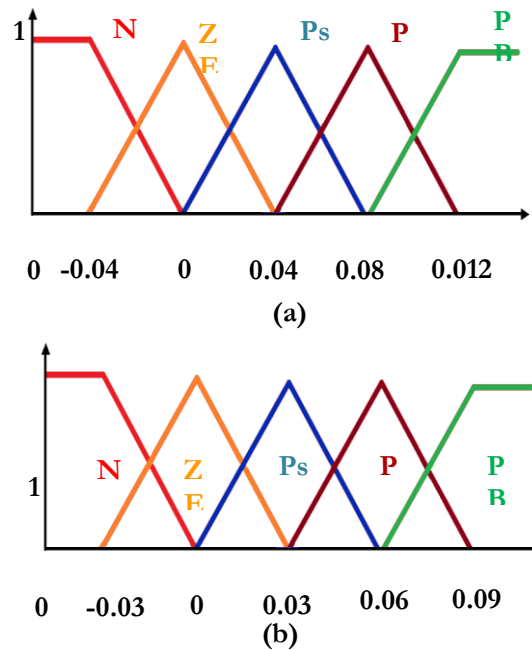


Figure 2.3 Fonctions d'appartenance : (a) Entrée de ΔP et ΔV (b) Sortie de ΔD

Tableau 2.1 Règles floues.

$\Delta P \backslash \Delta V$	N	ZE	Ps	P	PB
N	ZE	Ps	P	PB	PB
ZE	ZE	ZE	Ps	P	PB
Ps	N	ZE	ZE	Ps	P
P	N	N	ZE	ZE	Ps
PB	N	N	N	ZE	ZE

2.3.1.3. Méthodes métaheuristiques

Les métaheuristiques sont une famille d'algorithmes stochastiques destinés à résoudre des problèmes d'optimisation "difficile". Utilisées dans de nombreux domaines, ces méthodes présentent l'avantage d'être généralement efficaces, sans pour autant que l'utilisateur ait à modifier la structure de base de l'algorithme qu'il utilise.

❖ MPPT avec L'optimisation par essais de particules PSO

➤ Principe

L'optimisation par essaim particulière PSO « Particle Swarm Optimization » est un algorithme proposé par Kennedy et Eberhart en 1995 [15], Il s'inspire du comportement social des animaux évoluant en essaim (par exemple : les vols groupés d'oiseaux). En effet, on peut observer chez ces

animaux des dynamiques de déplacement relativement complexes, alors qu'individuellement chaque individu a une « intelligence » limitée, et ne dispose que d'une connaissance locale de sa situation dans l'essaim.

L'essaim de particules correspond à une population d'agents simples, appelés particules. Chaque particule est considérée comme une solution du problème, où elle possède une position x_i et une vitesse p_i (déplacement). De plus, chaque particule possède une mémoire lui permettant de se souvenir de sa meilleure performance p_{op_i} (en position et en vitesse) et de la meilleure performance atteinte par les particules de l'essaim p_{op_g} .

Le déplacement d'une particule est influencé par les trois composantes suivantes (Figure II.4):

1. **Une composante d'inertie** : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement ;
2. **Une composante cognitive** : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée ;
3. **Une composante sociale** : la particule tend à se fier à l'expérience de ses congénères et, ainsi, à se diriger vers le meilleur site déjà atteint par les autres particules.

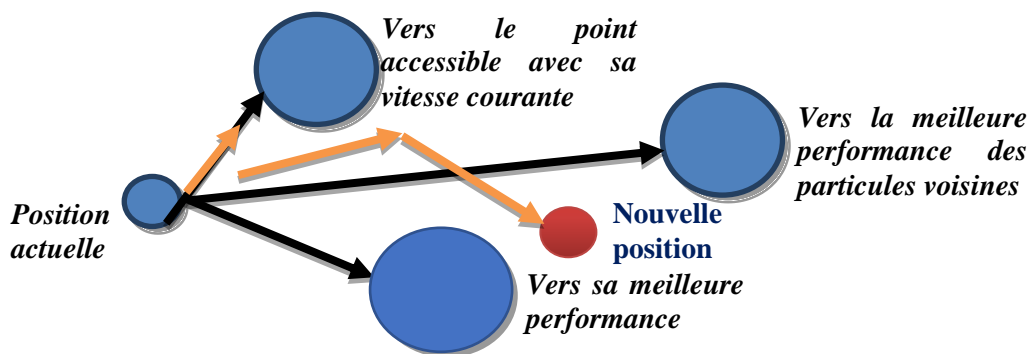


Figure 2.4 Stratégie de déplacement d'une particule.

La nouvelle position à l'instant $(t+1)$ de la particule est ajustée suivant l'équation suivante :

$$x_i(t+1) = x_i(t) + v_i(t+1) \quad , \quad i \in \{1, \dots, n_p\} \quad (2.4)$$

Avec :

$$v_i(t+1) = wv_i(t) + c_1r_1(p_{op_i} - x_i(t)) + c_2r_2(p_{op_g} - x_i(t)) \quad (2.5)$$

Ou :

$x_i(t+1)$: La position de la particule i à l'instant $(t+1)$;

$x_i(t)$: La position de la particule i à l'instant (t) ;

$v_i(t + 1)$: Vitesse de la particule i à l'instant $(t + 1)$ (déplacement) ;

n_p : Nombre de particules dans l'espace de recherche ;

$v_i(t)$: Vitesse de la particule i à l'instant (t) ;

W : Constante, appelée coefficient d'inertie ;

c_1 et c_2 : Constantes, appelées coefficients d'accélération ;

r_1 et r_2 : Deux nombres aléatoires tirés uniformément dans $[0, 1]$;

p_{op_i} : La meilleure position de la particule i ;

p_{op_g} : La meilleure position globale (de toutes les particules de l'essaim).

L'évaluation de la position de chaque particule est déterminée par une fonction dite « coût » (Fitness) F , cette fonction est à caractère maximal (plus grande pour une position meilleure). Donc une comparaison de la fonction fitness de chaque position de la particule i à l'instant t est faite, avec la fonction fitness de sa meilleure position (locale) pour déterminer p_{op_i} , et avec les fonctions fitness de la meilleure position de toutes les particules (globale) pour déterminer p_{op_g} .

On peut donc écrire :

$$\text{Si } F(x_i(t + 1)) > F(p_{op_i}) \Rightarrow p_{op_i} = x_i(t + 1) \quad (2.6)$$

De même :

$$\text{Si } F(x_i(t + 1)) > F(p_{op_g}) \Rightarrow p_{op_g} = x_i(t + 1) \quad (2.7)$$

❖ Utilisation de la PSO pour le MPPT :

Dans la recherche du point de puissance maximale on peut prendre le rapport cyclique D (qui définit le signal de commande du convertisseur DC/DC) à la place de la position de la particule x , la variation du rapport cyclique ΔD comme étant la vitesse du déplacement v , et la fonction fitness étant la puissance correspondante à chaque rapport cyclique, en résumé :

$$\left\{ \begin{array}{l} D_i \equiv x_i \\ \Delta D_i \equiv v_i \\ p_{op_i} \equiv D_{op_i} \\ p_{op_g} \equiv D_{op_g} \\ F(x) \equiv P(D) \end{array} \right. \quad (2.8)$$

Les équations (2.8) et (2.9) deviennent :

$$D_i(t + 1) = D_i(t) + \Delta D_i(t + 1) \quad , \quad i \in \{1, \dots, n_p\} \quad (2.9)$$

$$\Delta D_i(t + 1) = w\Delta D_i(t) + c_1 r_1 (D_{op_i} - D_i(t)) + c_2 r_2 (D_{op_g} - D_i(t)) \quad (2.10)$$

Ou,

$D_i(t + 1)$: Le rapport cyclique de la particule i à l'instant $(t + 1)$;

$D_i(t)$: Le rapport cyclique de la particule i à l'instant (t) ;

$\Delta D_i(t + 1)$: La variation du rapport cyclique de la particule i à l'instant $(t + 1)$;

$\Delta D_i(t)$: La variation du rapport cyclique de la particule i à l'instant (t) ;

D_{op_i} : Le meilleur rapport cyclique de la particule i ;

D_{op_g} : Le meilleur rapport cyclique global (de toutes les particules de l'essaim).

A chaque itération on détermine la puissance correspondante à la position de chaque particule de l'essaim, on définit alors la fonction Objectif «Fitness» qui donne le poids chaque rapport cyclique (position d'une particule), la position est meilleure si la puissance correspondante est supérieure, on peut donc écrire :

$$\text{Si } P(D_i(t + 1)) > P(D_{op_i}) \Rightarrow D_{op_i} = D_i(t + 1) \quad (2.11)$$

$$\text{Si } P(D_i(t + 1)) > P(D_{op_g}) \Rightarrow D_{op_g} = D_i(t + 1) \quad (2.12)$$

L'organigramme de la Figure 2.5 donne les étapes de la poursuite du PPM avec PSO.

Tableau 2.2 Paramètre de l'algorithme PSO

Paramètre	Valeur
Nombre d'essais	10
Nombre des itérations	20
r1	0.25
r2	0.25
C1	0.8
C2	1.8
w	0.4

Le tableau 2.2 présente les paramètres de la simulation qu'on doit faire dans le chapitre 3

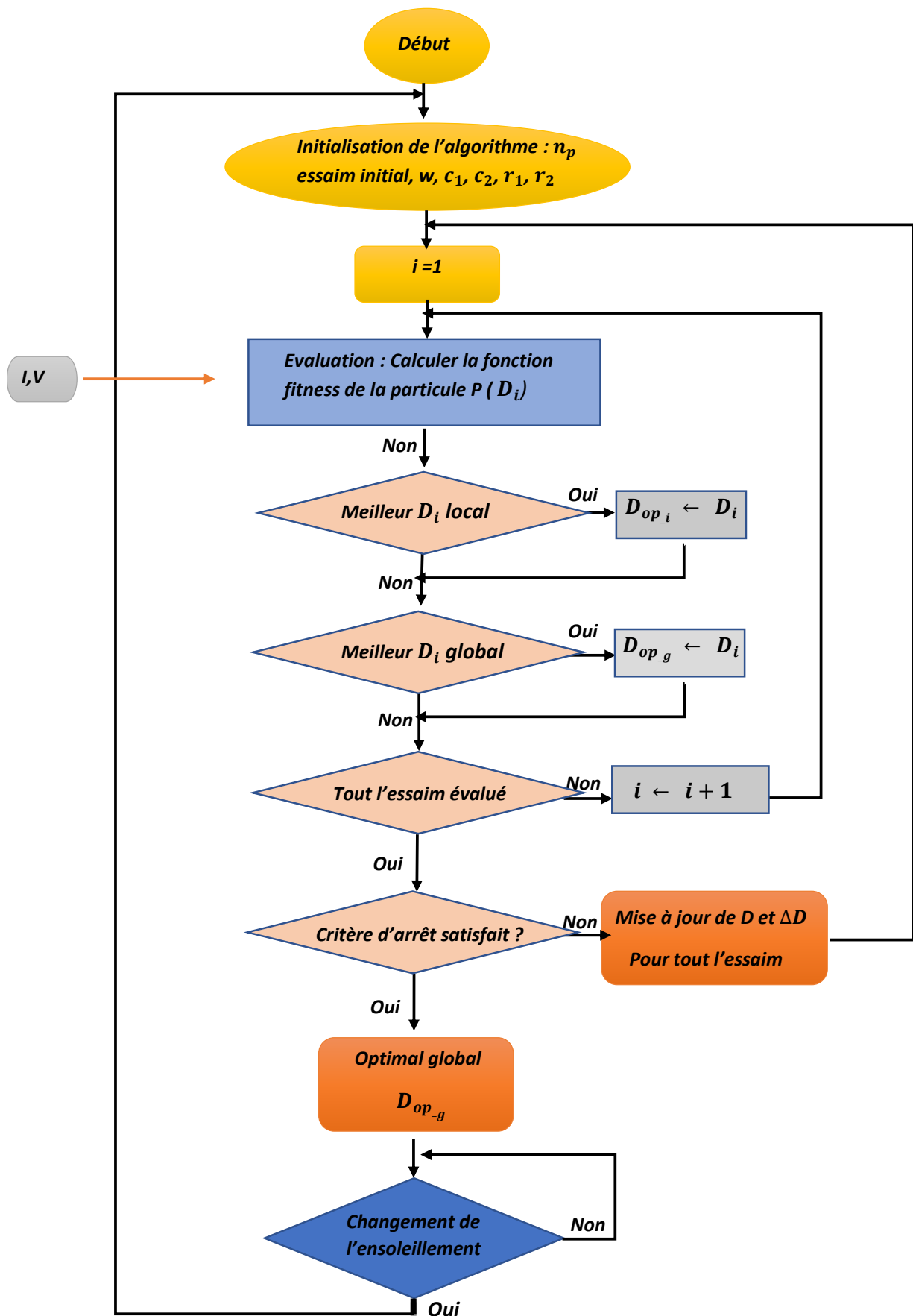


Figure 2.5 Organigramme de la MPPT par PSO

Les étapes de l'algorithme se résument en ce qui suit :

- **Étape 1:** Initialisation de l'algorithme.

Les particules (les valeurs initiales de \mathbf{D} et $\Delta\mathbf{D}$) sont générées d'une façon aléatoire sur l'espace de travail (nombre de particules n_p de l'essaim).

Les constantes d'optimisation (w, c_1, c_2, r_1, r_2) sont aussi définies dans cette étape, ces constantes définissent le comportement de l'évolution de l'algorithme et nécessitent une bonne connaissance du système.

- **Étape 2:** Évaluation des particules.

Chaque rapport cyclique est appliqué au convertisseur, la tension et le courant correspondants seront récupérés et la puissance de chaque particule est calculée [16]. Cette puissance est plus grande pour un rapport cyclique optimal.

- **Étape 3:** Mettre à jour la position optimale locale et globale.

Si le rapport cyclique d'une particule donne la meilleure puissance de son parcours alors ce rapport sera enregistré en tant que l'optimum local \mathbf{D}_{op_l} , et s'il donne la plus grande puissance que celles obtenues par les autres particules alors il devient l'optimum global \mathbf{D}_{op_g} , équations (2.21) et (2.22).

- **Étape 4 :** Mettre à jour \mathbf{D} et $\Delta\mathbf{D}$

Si le critère d'arrêt est satisfait alors le meilleur rapport cyclique \mathbf{D}_{op_g} est utilisé sinon une optimisation de \mathbf{D} et $\Delta\mathbf{D}$, de toutes les particules, est appliquée en utilisant les équations (2.11) et (2.12). S'il n'y a pas de changement dans l'éclairement le PPM ne change pas, il est donc inutile de perturber le système d'une manière continue à la recherche d'un nouveau PPM, pour cela un étage est inséré dans le logigramme pour tester le changement dans l'ensoleillement.

Beaucoup de travaux sont présentés pour l'amélioration de cet algorithme en particulier optimiser le critère d'arrêt, ainsi que l'essaim initial et les paramètres de l'algorithme D'autres sont consacrés à une présentation comparative de la méthode PSO avec les méthodes précédentes (PO, IC, Méthode linéaire et FLC) [17]

2.4. Méthodes hybrides MPPT

Les MPPT hybrides peuvent être définis comme une combinaison de MPPT conventionnels avec des MPPT basés sur l'intelligence artificielle ou d'autres mécanismes pour échapper aux LMPP et

donc correctement identifié le GMPP. L'objectif principal des MPPT hybrides est de suivre avec précision le PPM approprié pour les systèmes PV, indépendamment de l'éclairage énergétique variation de caractéristiques, du générateur photovoltaïque et les conditions d'ombrage partiel. Voici Certains des travaux de recherche importants sur les MPPT hybrides sont résumés :

- **RNA + InCond conventionnel** : Dans ce MPPT, un RNA a été hybridé avec InCond pour suivre le GMPP du système PV. Le RNA est utilisée pour prédire automatiquement le GMPP du GPV. Selon des simulations numériques, on peut observer que le MPPT basé sur RNA offre une bonne robustesse aux variations de paramètres du système PV. Cependant, une grande robustesse nécessite une énorme base de données qui alourdit le calcul et la mémoire [18].
- **ACO + P&O conventionnel** : Les auteurs ont proposé un MPPT hybride qui combine les caractéristiques de la technique ACO et de la méthode conventionnelle P&O afin de converger avec précision vers le GMPP. Dans la phase initiale du processus de suivi, les fourmis butineuses dans la méthode INC recherchent le GMPP en effectuant un nombre fini de mouvements de fourmis. Après cela, la meilleure solution obtenue par la méthode ACO est adoptée comme point de départ du P&O [19].
- **PSO + P&O conventionnel** : Les auteurs combinent les techniques conventionnelles P&O et PSO. Dans un premier temps, le P&O conventionnel est utilisé pour déplacer le point de fonctionnement dans le premier pic de puissance, ce qui réduit l'espace de recherche du PSO. Après cela, et à partir de ce pic de puissance, la technique PSO est utilisée pour rechercher le GMPP. La principale contribution de ce MPPT hybride est que l'espace de recherche PSO a été réduit. En conséquence, le temps requis pour la convergence vers le GMPP est réduit [20].
- **PSO + InCond conventionnel** : Dans ce MPPT hybride, PSO a été combiné avec InCond. Premièrement, PSO est utilisé pour rechercher le meilleur pic de puissance (phase d'exploration), puis InCond est utilisé pour le suivre (phase d'exploitation). Les résultats de simulation montrent des performances satisfaisantes en fonctionnement dynamique et en régime permanent [21].
- **PSO + P&O conventionnel** : PSO et P&O ont été hybrides, où P&O est utilisé pour suivre le MPP sous les UIC ainsi que pour détecter l'occurrence de l'ombrage partiel. Le PSO est utilisé uniquement au début des COP. Notamment que l'espace de recherche de PSO a été réduit en utilisant une recherche par fenêtre [22].

2.5. Conclusion

Les Méthodes MPPT existantes, peuvent être regroupées en LMPPTs et GMPPTs. On peut en conclure que l'extraction de MPP n'est pas possible sans l'utilisation d'un contrôleur MPPT. L'efficacité du système PV dépend de l'efficacité du suivi du PPM, en particulier dans le cadre d'ombrage partiel. LMPPTs tels que : MPPT conventionnels, MPPT améliorée et MPPT d'intelligences artificielles peuvent échouer pour extraire le GMPP sous les conditions d'ombrage partiels. De nombreux chercheurs ont abordé le problème de l'ombrage partiel en développant des techniques GMPPT telles que: les MPPT basés sur le soft computing et les MPPT hybrides. Cependant, les inconvénients majeurs des GMPPT susmentionnés sont la grande complexité du schéma de contrôle et la quantité excessive de calcul afin d'identifier et de suivre le GMPP. Parfois, ils ne parviennent pas à atteindre le GMPP, en particulier sous des motifs d'ombrage compliqués et des nuages en mouvement rapide. Par conséquent, les limitations susmentionnées restent à traiter.

Chapitre 03

SIMULATIONS ET RESULTATS

3.1. Introduction

Le sujet de la commande "MPPT" dans le domaine du solaire photovoltaïque est en général abordé en deux volets différents : le premier concerne l'algorithme de poursuite du point de puissance maximale, dont le choix va se répercuter sur la précision et la vitesse de suivi, ainsi que les oscillations autour de la puissance de crête. Et le second se réfère au convertisseur DC/DC, qui permet l'obtention d'un module d'interface adapté pour fonctionner en tant qu'une partie de puissance du contrôleur MPPT considéré. L'algorithme PSO, qui ont était théoriquement défini dans le chapitre précédent.

L'objet de notre travail est la simulation d'une installation photovoltaïque sous Matlab/Simulink. On va s'intéresser au comportement de la puissance délivré par ce système solaire. Des résultats de simulation de cette opération d'optimisation seront présentés et analysé à la fin de ce chapitre.

3.2. Champ PV

Dans le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque en dénombre plusieurs types de panneaux, parmi eux nous avons choisis celui de BP SOLAR MSX120, nous avons effectué notre étude aux termes de l'irradiation et de la température convenu aux conditions international ; ces conditions sont mentionné avec les caractéristiques du panneau dans le chapitre 1 (**Tableau 1.2**). Ces données sont utilisées pour mesurer les caractéristiques des panneaux photovoltaïques.

Pour modéliser notre champ PV sur Matlab, nous avons connecté 9 modules PV obtenues depuis la bibliothèque Simscape (3 branches en parallèles chaque branche comporte 3 modules en série) comme il est représenté dans la figure 3.1.

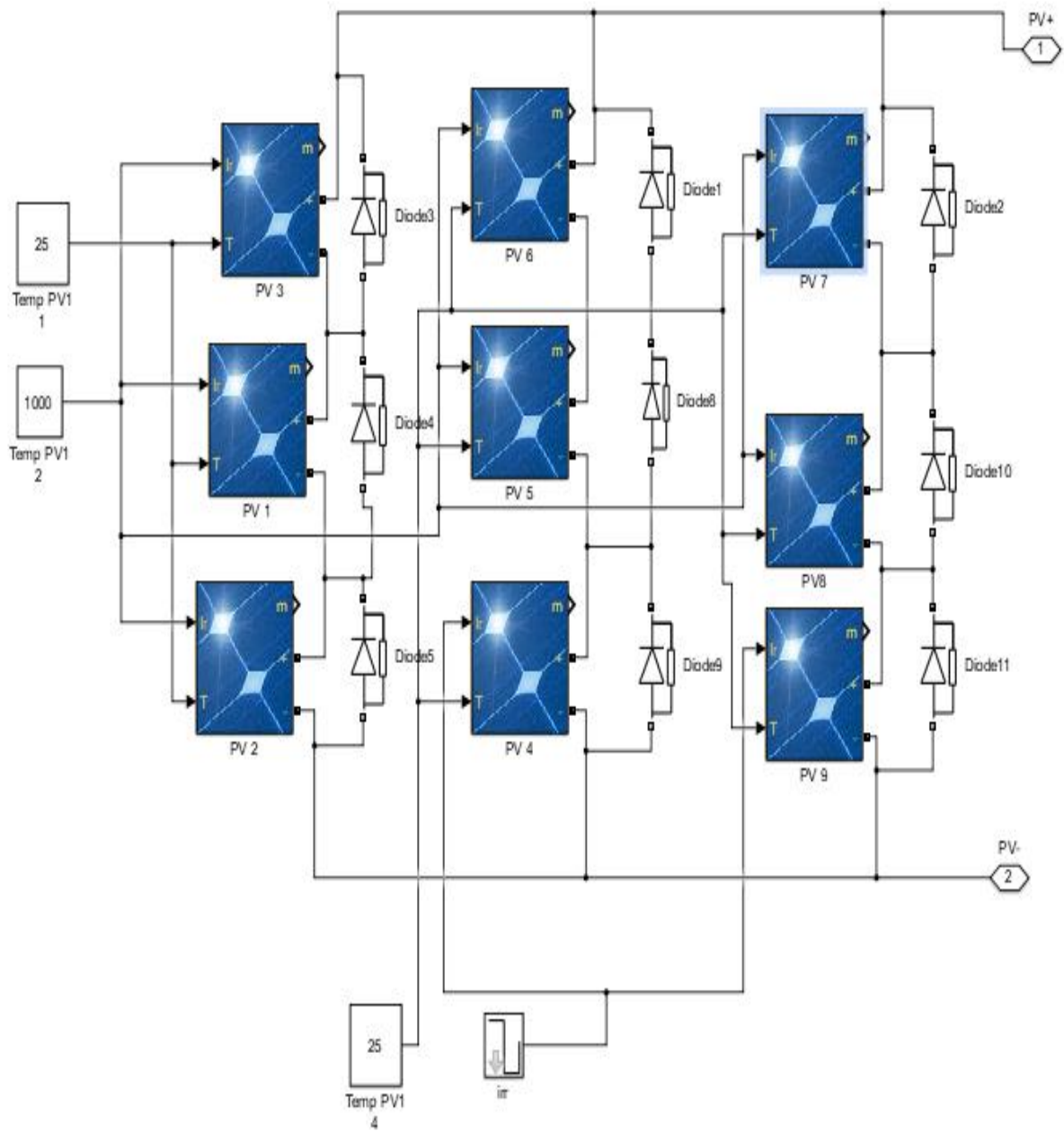


Figure 3.1 Circuit équivalent du champ PV.

3.3. Convertisseur statique DC/DC (hacheur boost)

Les hacheurs sont des convertisseurs du type continu-continu permettant de contrôler la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé.

Le hacheur se compose de condensateurs, d'inductance et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons rendements dans les hacheurs.

La technique du découpage, apparue environ dans les années soixante, a apporté une solution au problème du mauvais rendement et de l'encombrement des alimentations séries.

Dans une alimentation à découpage, la tension d'entrée est "hachée" à une fréquence donnée par un transistor alternativement passant et bloqué.

Il en résulte une onde carrée de tension qu'il suffit de lisser pour obtenir finalement une tension continue.

3.3.1. Présentation du circuit

Le schéma de principe d'un hacheur boost est donné par la figure (3.2). Cette structure est composée principalement d'une inductance L et de deux interrupteurs T et D . selon l'état de ces deux interrupteurs, on peut distinguer deux phases de fonctionnement :

- **la phase active** : lorsque l'interrupteur T est fermé et l'interrupteur D est ouvert. Durant cette séquence, le courant traversant l'inductance L va augmenter linéairement et une énergie WL est stockée dans L . Le condensateur C fournit de l'énergie à la charge R .

- **la phase de roue libre** : lorsque l'interrupteur T est ouvert et l'interrupteur D est fermé.

Durant cette séquence, l'énergie emmagasinée dans l'inductance L est restituée au condensateur et à la charge R . Lors de cette phase, le fait que l'inductance L soit en série avec la source de tension d'entrée permet d'obtenir un montage survolteur.

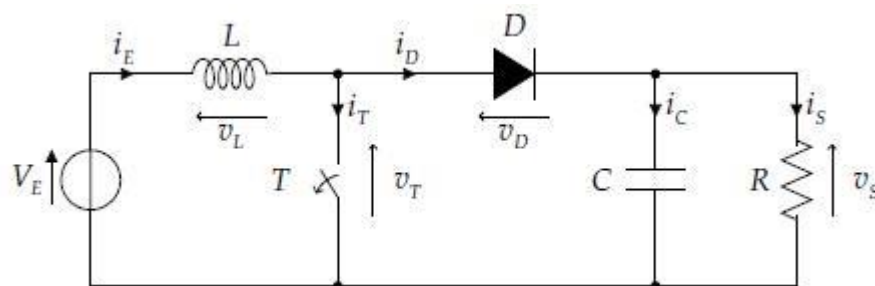


Figure 3.2 Schéma de principe d'un hacheur boost.

La figure (3.3) présente l'allure du signal de commande appliqué à l'interrupteur T . C'est un signal rectangulaire de fréquence f dont la largeur de la durée à l'état haut (durée de conduction de l'interrupteur T , notée T_{on}) est ajustée par le paramètre a . Ce paramètre, appelé rapport cyclique, est défini comme étant le rapport entre la durée de conduction de l'interrupteur T et la période de découpage T_d de celui-ci :

$$\alpha = \frac{T_{on}}{T_d} \quad (3.1)$$

On a :

$Td = TON + TOFF$, où $TOFF$ correspond à la durée de blocage de l'interrupteur T . La durée de conduction TON est compris entre 0 et Td donc, le rapport cyclique est compris entre 0 et 1. On peut exprimer la durée de conduction et de blocage de l'interrupteur T en fonction de a et Td :

- Durée de conduction : $TON = aTd$
- Durée de blocage : $TOFF = (1 - a)Td$

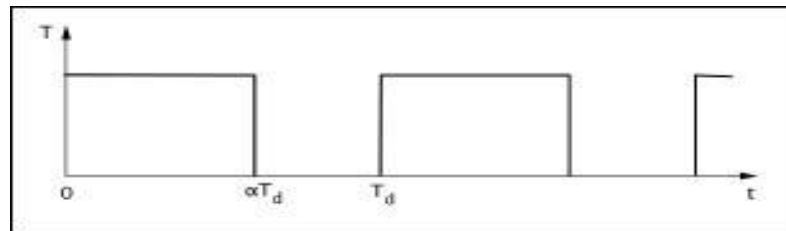


Figure 3.3 périodes fermeture et ouverture d'un commutateur.

3.3.2. Etude de fonctionnement du hacheur

On peut distinguer trois régimes de conduction :

- la conduction continue qui correspond au cas où le courant traversant l'inductance ne s'annule jamais.
- la conduction discontinue qui correspond au cas où le courant traversant l'inductance s'annule avant la prochaine phase active.
- la conduction critique qui définit la limite entre les deux modes de fonctionnement Précédents.

L'objectif principal est de déterminer les relations reliant les grandeurs électriques d'entrée et de sortie du convertisseur ainsi que les formules permettant de dimensionner les différents composants.

On va se contenter de faire notre étude en conduction continue.

Séquence 1 : phase active

À l'instant $t = 0$, on ferme l'interrupteur T pendant une durée $a Td$. La tension aux bornes de la diode D est égale à $V_d = V_T - V_S$. Comme l'interrupteur T est fermé, on a $V_T = 0$, ce qui implique $V_d = -V_S$. La diode est donc bloquée puisque $V_S > 0$. Dans ces conditions, on obtient alors le schéma équivalent de la figure (3.4).

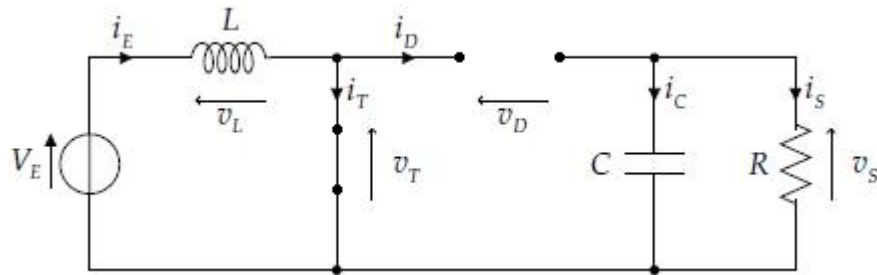


Figure 3.4 Schémas équivalents du hacheur survolteur, (K) fermé.

La tension aux bornes de l'inductance est alors :

$$V_L = V_e = L \frac{di_L}{dt} > 0 \quad (3.2)$$

En résolvant cette équation différentielle, on obtient la formule suivante qui exprime l'évolution du courant traversant l'inductance :

$$i_L = \frac{V_e}{L} t + i_{L_{MIN}} \quad (3.3)$$

Séquence 2 : phase de roue libre

À l'instant $t = \alpha T_d$, on ouvre l'interrupteur T pendant une durée $T_d = (1 - \alpha T_d)$. Pour assurer la continuité du courant, la diode D entre en conduction. On obtient alors le schéma équivalent figure (3.5).

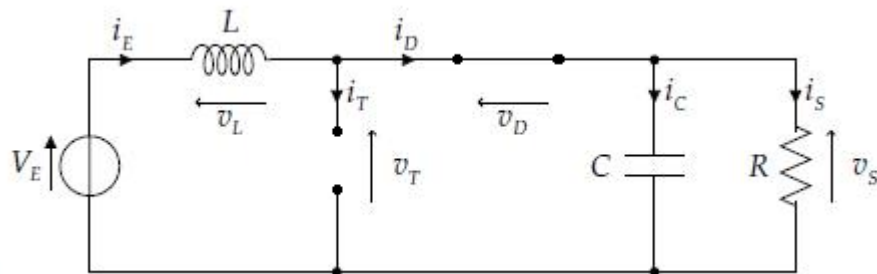


Figure 3.5 Schémas équivalents du hacheur survolteur, (K) ouvert.

La tension aux bornes de l'inductance est alors :

$$V_L = V_e - V_s = L \frac{di_L}{dt} < 0 \quad (3.4)$$

En résolvant cette équation différentielle, on obtient la formule suivante qui exprime l'évolution du courant traversant l'inductance :

$$i_L = \frac{V_e - V_s}{L} (t - \alpha T) + i_{L_{MAX}} \quad (3.5)$$

➤ Expression de VS et IS

Par définition :

$$\langle V_L \rangle = \frac{1}{T_d} \int_0^{T_d} V_L dt = \frac{1}{T_d} \left(\int_0^{\alpha T_d} V_e dt + \int_{\alpha T_d}^{T_d} (V_e - V_s) dt \right) \quad (3.6)$$

Comme la tension moyenne aux bornes d'une inductance est nulle, on peut écrire :

$$\langle V_L \rangle = \alpha V_e + (V_e - V_s)(1 - \alpha) \quad (3.7)$$

Finalement, on obtient la relation suivante :

$$V_s = \langle V_s(t) \rangle = \frac{V_e}{1 - \alpha} \quad (3.8)$$

Le rapport cyclique α est compris entre 0 et 1 donc la tension de sortie V_s est nécessairement supérieure à la tension d'entrée V_e (montage survolteur).

Si on suppose que le courant d'entrée est parfaitement continu, on peut écrire :

$$I_s = \langle I_s(t) \rangle = \frac{1}{T_d} \int_{\alpha T_d}^{T_d} I_e dt \quad (3.9)$$

Ce qui conduit à :

$$I_s = I_e(1 - \alpha) \quad (3.10)$$

Cette expression montre que le hacheur boost est abaisseur en courant.

D'après la dernière expression, on peut remarquer que le rapport cyclique nous permet de régler la tension de sortie (respectivement le courant de sortie).

Donc il est possible de régler le transfert de puissance entre l'entrée et la sortie du hacheur à partir du rapport cyclique α .

$$p = (1 - \alpha)V_s \times I_e \quad (3.11)$$

3.3.2.1. Dimensionnement de l'inductance

L'ondulation absolue du courant i_L est défini par $\Delta i_L = i_{LMAX} - i_{LMIN}$. A partir des équations 3 et 5, à $t = \alpha T$, on peut écrire :

$$\frac{V_e}{L} \alpha T + i_{LMIN} = i_{LMAX} \quad (3.12)$$

Alors

$$\Delta i_L = \frac{\alpha V_e}{L f} \quad (3.13)$$

Cette expression nous montre que l'ondulation en courant diminue lorsque la fréquence de commutation f ou la valeur de l'inductance L augmente.

Comme $V_e = V_s(1 - \alpha)$ on peut écrire :

$$\Delta i_L = \frac{\alpha V_s(1-\alpha)}{Lf} \quad (3.14)$$

En résolvant $\frac{d\Delta i_L}{d\alpha} = 0$, on trouve que l'ondulation en courant Δi_L est maximale Pour $\alpha = 0,5$.

Le dimensionnement de l'inductance L , à partir d'une ondulation en courant donnée, s'effectue à l'aide l'équation suivante :

$$L \geq \frac{V_s}{4f\Delta i_L} \quad (3.15)$$

3.4. Poursuite du point de puissance maximal

Dans le but d'extraire en chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes de notre champ PV donné, nous avons introduit au système précédant une commande MPPT comme il est illustré dans la figure (3.6).

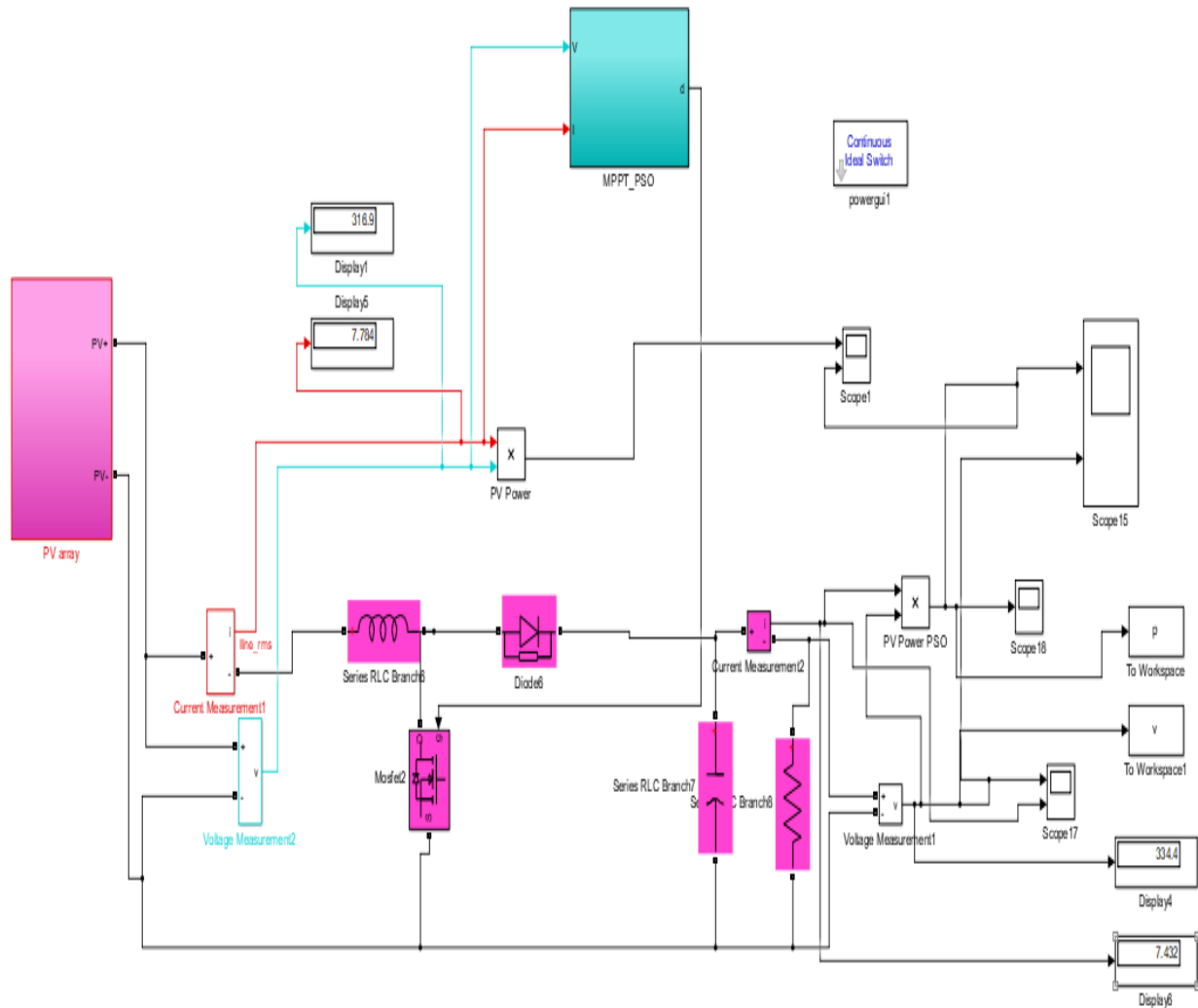


Figure 3.6 Modélisation d'un champ PV avec une commande MPPT.

Nous avons vu lors du chapitre 2, le principe de fonctionnement des commande MPPT, et comme nous l'avons déjà mentionné.

Les paramètres du notre Boost pour les deux simulations qu'on doit faire sont :

$$L= 3.5 \cdot 10^{-2} \text{ H, } C= 50 \cdot 10^{-6} \text{ f et une charge résistive } R=45 \text{ } \Omega.$$

3.4.1. Simulation et Résultats

➤ Test le GPV sous OP

La figure (3.7) ci-dessus montre la caractéristique (I-V) de notre champ PV sous l'ombrage partielle

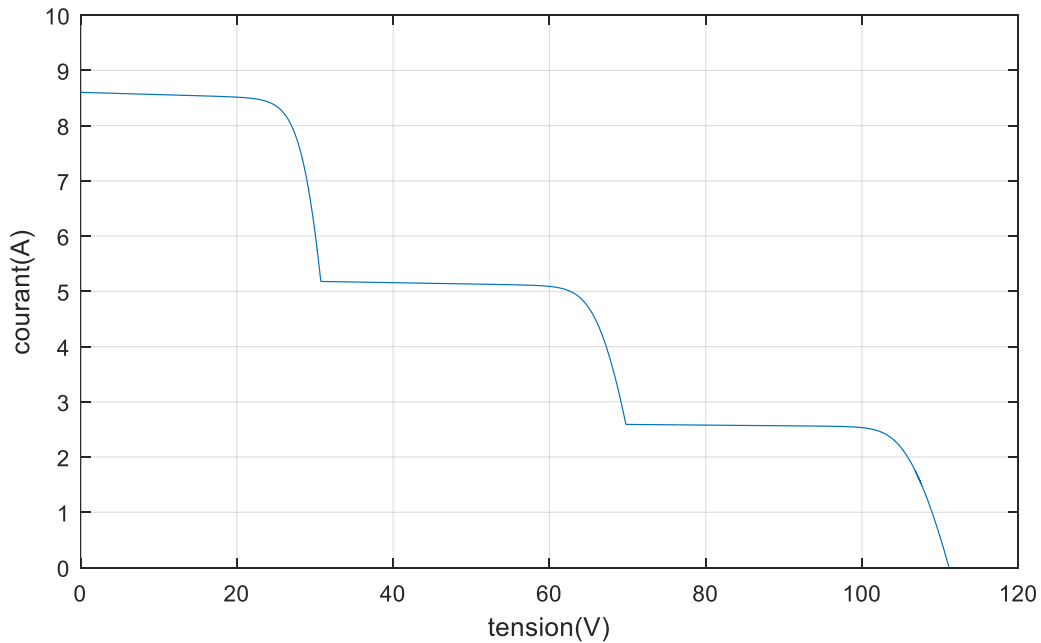


Figure 3.7 la caractéristique (I-V) de notre champ PV sous OP.

3.4.2. Simulation du système solaire avec l'algorithme PSO

La première approche qu'on va étudier, est l'approche L'optimisation par essaims de particules « PSO », Le résultat qu'on a obtenu dans la simulation du système solaire, avec la commande PSO est représenté dans les figures (3.8 et 3.9).

Premier cas : La simulation sous différent niveaux d'irradiation (1000,500 ,200 W/m²).

Dans ce cas, la température est maintenue constante à $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ et différents changements d'étape de l'irradiance sont introduits. Le pas de temps du changement d'irradiance est réglé à 0,25 seconde. L'irradiance initiale est de $G = 200\text{W} / \text{m}^2$, puis augmentée à $G = 500\text{W} / \text{m}^2$, et finalement augmentée à $G = 1000\text{W} / \text{m}^2$ après descende à $G = 500\text{W} / \text{m}^2$...Ext. Les résultats obtenus sont présentés sur les figures (3.8) (3.9) (3.10) (3.11).

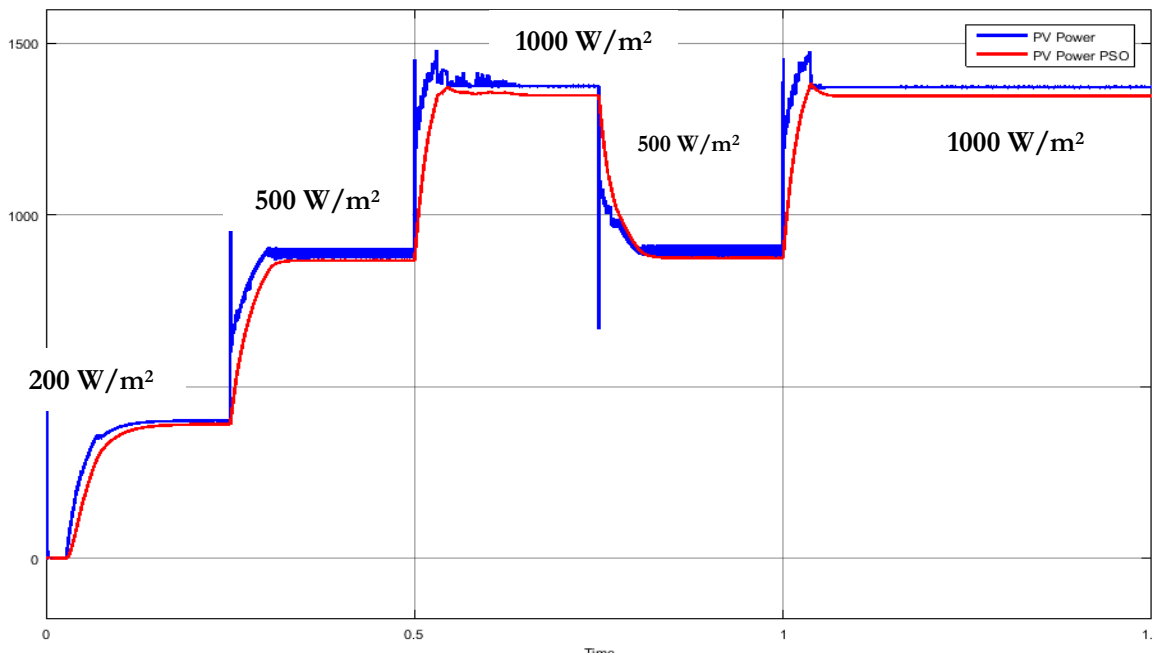


Figure 3.8 la variation de la puissance d’entrée et de sortie avec différent niveaux d’irradiation.

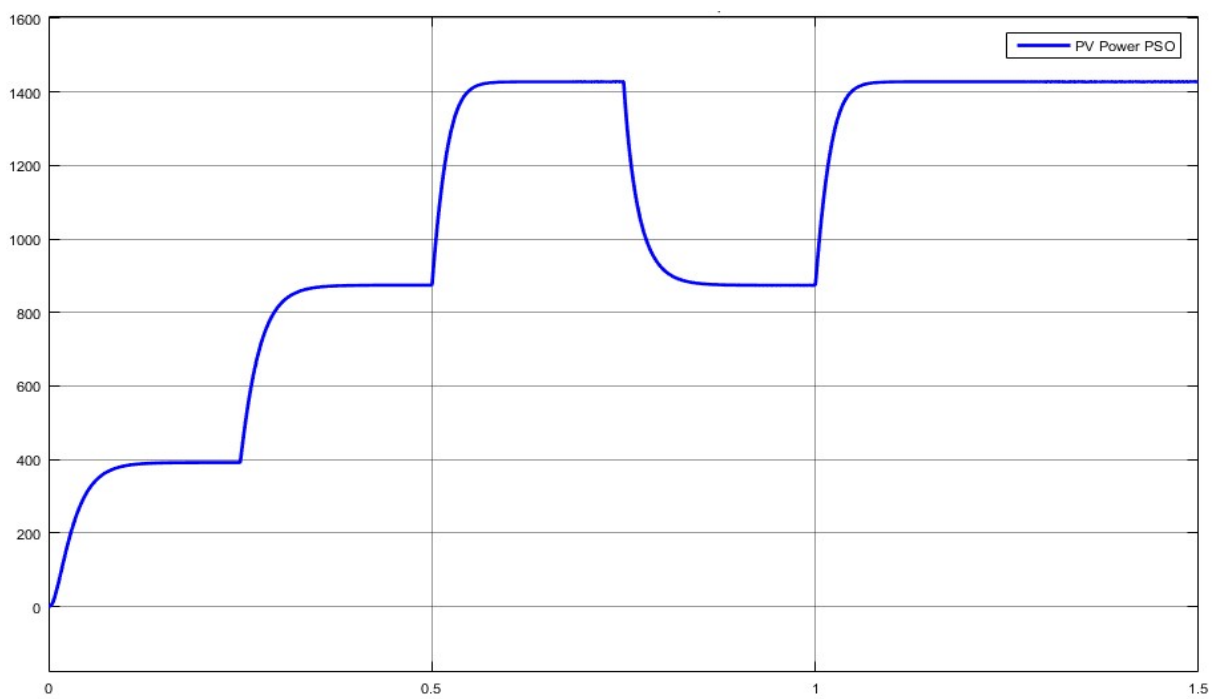


Figure 3.9 La variation de la puissance de sortie avec différent niveaux d’irradiation.

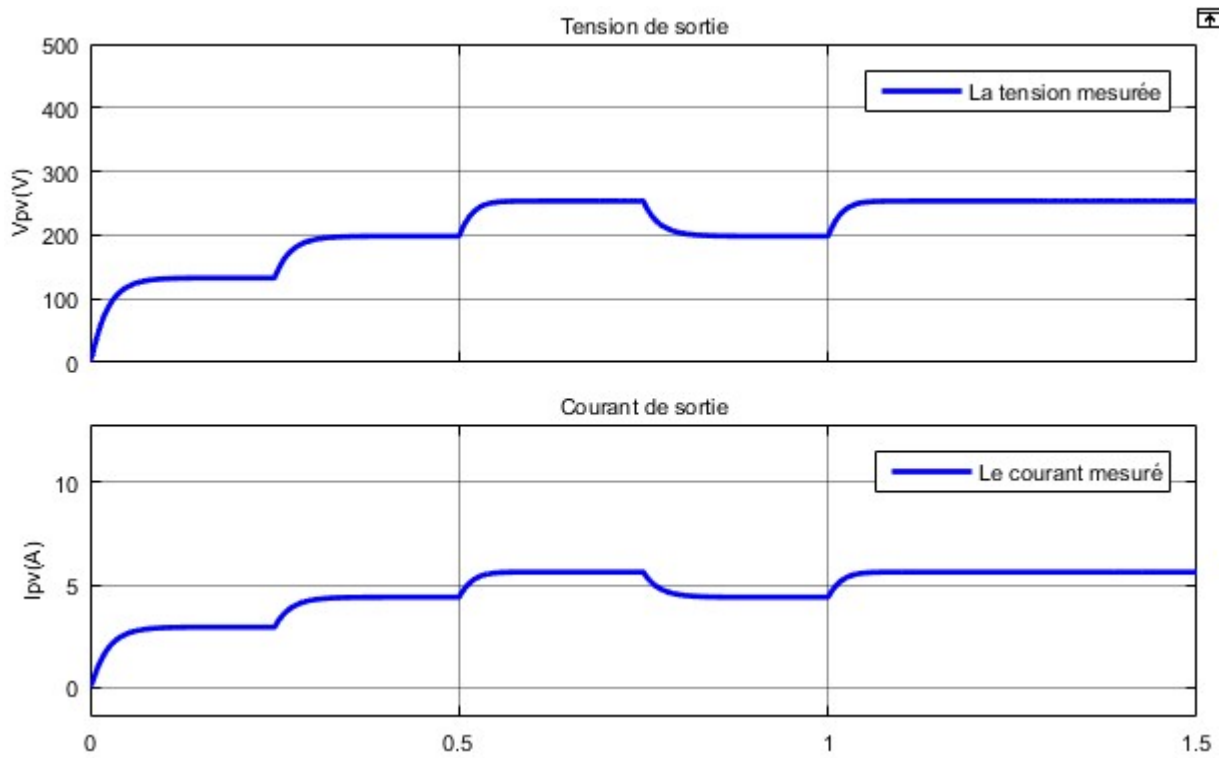


Figure 3.10 La variation de courant et de tension de sortie avec différent niveaux d'irradiation.

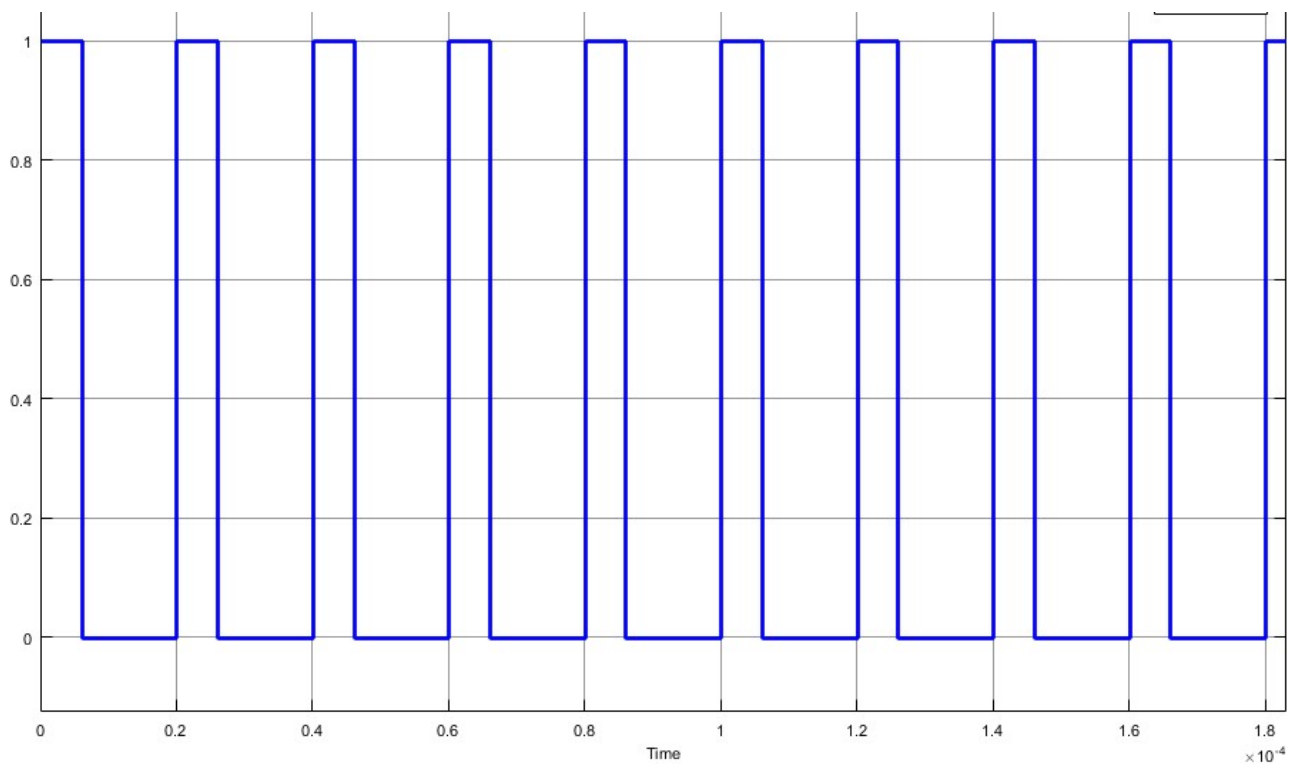


Figure 3.11 La variation du rapport cyclique D

En utilisant courbe de la puissance de sortie, il est aisé de vérifier l'adéquation entre les PPM correspondant aux différents niveaux d'irradiance et ceux obtenus par l'algorithme PSO-MPPT.

De plus, les oscillations de puissance n'existent pas du tout, ce qui se traduit par une puissance de sortie constante du champ PV et évitant ainsi le gaspillage d'énergie dû aux oscillations. La puissance de sortie est presque très proche de la puissance maximale produite par le champ PV.

Nous avons testé la commande PSO pour différents régimes de fonctionnement pour une température de $T=25^{\circ}\text{C}$ et trois niveaux de l'irradiation. Dans cette figure (3.8), on constate que la valeur de la puissance monte en escalier, en accord avec les variations de l'irradiation solaire jusqu'à ce qu'elle atteigne la valeur maximale souhaité.

Deuxième cas : la simulation sous l'ombrage partielle. Pour évaluer la robustesse de l'algorithme PSO dans la recherche du GMPP, le champ PV a été soumis à une irradiance non uniforme au départ. Le string PV 1 reçoit une irradiance de $700\text{W} / \text{m}^2$ et les autres reçoivent $1000\text{W} / \text{m}^2$, la température est maintenue constante à 25°C . Les résultats obtenus sont présentés sur la figure (3.12). Il est clairement observé que le PSO-MPPT n'est pas piégé par le LMPP de la caractéristique P-V et a convergé avec précision vers le GMPP.

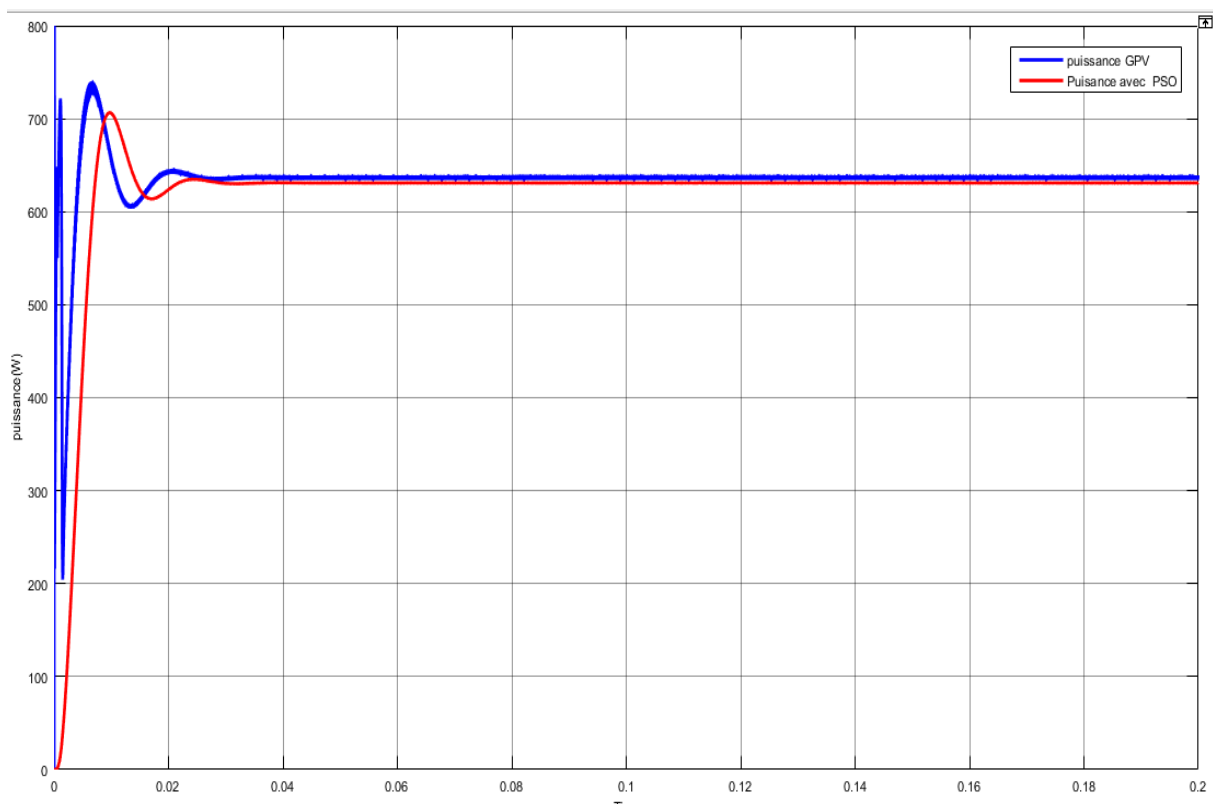


Figure 3.12 la puissance de sortie sous l'ombrage partiel

Outre les deux tests réussis, réalisés précédemment, PSO-MPPT a été testé avec de nombreux autres modèles d'ombrage. Les résultats indiquent que PSO-MPPT ne peut pas suivre avec précision le GMPP lorsque le motif d'ombrage appliqué au PVG est compliqué. En d'autres termes, lorsque la courbe caractéristique P-V présente des pics de puissance supérieurs à deux, PSO-MPPT ne pourra pas suivre avec précision le GMPP.

3.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mis au point l'algorithme de la commande MPPT basé sur la technique d'optimisation par essaim de particules. Le convertisseur de type Boost est utilisé dans les simulations pour montrer l'efficacité de l'algorithme considéré. Les résultats montrent bien l'efficacité de la commande MPPT basée sur la technique PSO en présence des conditions d'ombrage partiel. Les résultats auxquels nous avons aboutis, montrent que l'utilisation de la commande MPPT permet d'améliorer de manière considérable et efficace le rendement des installations photovoltaïques.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVE

L'augmentation du coût des énergies classiques d'une part, et la limitation de leurs ressources d'autre part, font que l'énergie photovoltaïque devient de plus en plus une solution parmi les options énergétiques prometteuses avec des avantages comme l'abondance, l'absence de toute pollution et la disponibilité en plus ou moins grandes quantités en tout point du globe terrestre.

Afin d'améliorer l'efficacité des systèmes photovoltaïques, différents algorithmes de commandes MPPT pour la poursuite du point maximum de puissance ont été étudiées pour un système photovoltaïque autonome soumis à un ombrage partiel. Dans cet objectif, ce travail est une contribution pour la compréhension et la mise en œuvre d'une commande MPPT permettant de poursuivre la puissance maximale à tout moment et sous différentes conditions atmosphériques.

Nous avons établi des programmes de calculs sous l'environnement Matlab permettant de tracer la caractéristique I-V pour différents éclairagements et températures solaires. Dans ce travail nous avons également élaboré un modèle PV sous le logiciel Matlab Simulink du système photovoltaïque qui nous a permis d'effectuer des essais de simulation sur le système avec et sans ombrage partielle. Nous avons appliqué la méthode d'optimisation des essais de particule

En effet la commande MPPT assure la poursuite de la puissance maximale fournie par un système solaire photovoltaïque en utilisant un convertisseur DC/DC de rendement élevé qui convertit la puissance fournie vers un niveau de tension adapté à la charge entraînée. Les cellules photovoltaïques ont un point de fonctionnement unique où les valeurs du courant (I) et de tension (V) résultent en une sortie de puissance maximale. La commande MPPT utilise un algorithme pour rechercher le point de puissance maximale et ainsi permettre au convertisseur DC/DC d'extraire la puissance maximale disponible d'une cellule. Plusieurs algorithmes MPPT ont été proposées par les chercheurs, les plus utilisés sont : Perturbe & Observe, Incrémental Conductance. Ces méthodes sont basées sur la recherche du maximum de la caractéristique P-V et ne sont efficaces que lorsque celle-ci ne contient qu'un seul maximum. Cependant, dans le cas d'un ombrage partiel, plusieurs collines peuvent apparaître dans la caractéristique P-V rendant la recherche du point de puissance maximale avec les algorithmes MPPT conventionnelles inefficaces. Plusieurs techniques de contrôle MPPT ont été introduites, dans ce travail, nous avons présenté une technique très populaire qui est l'optimisation par essais de particules PSO en vue d'élaborer un système de commande et

de poursuite du point de puissance maximale afin d'extraire le maximum de puissance.

Les résultats obtenus par la poursuite du point de puissance maximale par l'approche PSO a montré l'efficacité de cette dernière.

Références Bibliographiques

- [1] Angel Cid Pastor « Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques ». Thèse de Docteur. Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.
- [2] Nichiporuk Oleksiy « Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière interdigités ». Thèse de doctorat, L'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2005.
- [3] Hassan Essakhi, « MODÉLISATION ET SIMULATION D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE ». LASIME, ESTA Université Ibn Zohr, BP 33/S, 80000 Agadir, Maroc, 2019.
- [4] P. S. B. Patnaik, E. Trimurthulu, S. P. Duttagupta, and V. Agarwal, "Reconfiguration strategy for optimization of solar photovoltaic array under non-uniform illumination conditions," in Proceedings of the 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC '11), pp. 1859–1864, June 2011.
- [5] P. R. W. J. Storey, and D. Bagnall, "The optimized-string dynamic photovoltaic array," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 29, no. 4, pp. 1768–1776, 2014.
- [6] Mme MEZIANI Zahra, « MODELISATION DE MODULES PHOTOVOLTAIQUES » Mémoire de magister en microélectronique, Université de Batna, 2012
- [7] A. s. benyoucef, "contribution to the développement of real-time control of photovoltaic grid connected inverter," no. université de Blida 1, 2015
- [8] Cherdak, A. S., et Douglas, J. L., "Maximum power point tracker," Google Patents, 1971.
- [9] Mellit, A., et Kalogirou, S. A., "MPPT-based artificial intelligence techniques for photovoltaic systems and its implementation into field programmable gate array chips: Review of current status and future perspectives," Energy, V. 70, n° 0,(2014), 1-21.
- [10] Salam, Z., Ahmed, J., et Merugu, B. S., "The application of soft computing methods for MPPT of PV system: A technological and status review," Applied Energy, V. 107,(2013), 135-148.
- [11] Subudhi, B., et Pradhan, R., "A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems," IEEE transactions on Sustainable Energy, V. 4, n° 1,(2013), 89-98.
- [12] Salam, Z., Ahmed, J., et Merugu, B. S., "The application of soft computing methods for MPPT of PV system: A technological and status review," Applied Energy, V. 107,(2013), 135-148.
- [13] Boukenoui, R., Salhi, H., Bradai, R., et Mellit, A., "A new intelligent MPPT method for stand-alone photovoltaic systems operating under fast transient variations of shading patterns," Solar Energy, V. 124, n° 1,(2016), 124-142.
- [14] Mohd Zainuri, M., Radzi, M., Amran, M., Soh, A. C., et Rahim, N., "Development of adaptive perturb and observe-fuzzy control maximum power point tracking for photovoltaic

-
- boost dc-dc converter,” *Renewable Power Generation, IET*, V. 8, n° 2, (2014), 183-194. [28]
- J. Kennedy et R. Eberhart, « Particle swarm optimization », in, *IEEE International Conference on Neural Networks, 1995. Proceedings, 1995*, vol. 4, p. 1942-1948 vol.4. Advances and Applications. IGI Global, 2010
- [15] HADJI. S « Optimisation de la conversion énergétique pour les systèmes à énergie Photovoltaïque », Thèse de doctorat, université de Sétif, 2018
- [16] Y.-H. Liu, S.-C. Huang, J.-W. Huang, et W.-C. Liang, « A Particle Swarm Optimization-Based Maximum Power Point Tracking Algorithm for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions », *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 27, no 4, p. 1027-1035, déc. 2012.
- [17] M. Miyatake, M. Veerachary, F. Toriumi, N. Fujii et H. Ko, « Maximum Power Point Tracking of Multiple Photovoltaic Arrays: A PSO Approach », *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, vol. 47, no 1, p. 367-380, janv. 2011.
- [18] Rizzo, S. A., et Scelba, G., “ANN based MPPT method for rapidly variable shading conditions,” *Applied Energy*, V. 145, n° 0, (2015), 124-132.
- [19] Sundareswaran, K., Vigneshkumar, V., Sankar, P., Simon, S. P., Nayak, P. S. R., et Palani, S., “Development of an Improved P&O Algorithm Assisted Through a Colony of Foraging Ants for MPPT in PV System,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, V. 12, n° 1,(2016), 187-200.
- [20] Lian, K., Jhang, J., et Tian, I., “A maximum power point tracking method based on perturb-and-observe combined with particle swarm optimization,” *IEEE journal of photovoltaics*, V. 4, n° 2,(2014), 626-633.
- [21] Shi, J., Zhang, W., Zhang, Y., Xue, F et Yang, T., “MPPT for PV systems based on a dormant PSO algorithm,” *Electric Power Systems Research*, V. 123, n° 0, (2015), 100-107.
- [22] Manickam, C., Raman, G. R., Raman, G. P., Ganesan, S. I., et Nagamani, C., “A Hybrid Algorithm for Tracking of GMPP Based on P&O and PSO With Reduced Power Oscillation in String Inverters,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, V. 63, n° 10,(2016), 6097-6106.

