

**UNIVERSITE SAAD DAHLEB DE BLIDA**

**Faculté des Sciences de Technologie**

**Département d'Electronique**

**MEMOIRE DE MAGISTER**

**Spécialité : Signaux et Systèmes**

**Simulation et implémentation d'un algorithme de poursuite  
du point de puissance maximal (P&O) d'un module photovoltaïque  
sur un circuit FPGA.**

Par

**Nabih ALLOUNE**

Devant le jury composé de

Mr H. SALHI  
Mr A. Mellit  
Mr A.AISSAT  
Mr M. Ould Zmirli

professeur, USDB  
Maitre de Conférences, USBJ  
Maitre de Conférences, USDB  
Maitre de Conférences, UYFM

Président  
Rapporteur  
Examineur  
Examineur

Blida, Novembre. 2012

## ملخص :

إن الخاصية الكهربائية تواتر- تيار كهربائي للألواح الكهروضوئية ليست ثابتة بل تتغير بتغير ظروف الطقس الذي يؤثر على الاستطاعة الكهربائية التي تنتجها هذه الأخيرة لأنها تعتمد إلى حد كبير على الظروف التي تشتغل فيها الوحدة الكهروضوئية.

لضمان إنتاج الطاقة القصوى نلجأ إلى استخدام متتبع نقطة الاستطاعة العظمى (MPPT) الذي له دور في تتبع نقطة الاستطاعة الكبرى الألواح الكهروضوئية و ذلك باستعمال خوارزمية خاصة.

يوجد عدد كبير من الخوارزميات التي تسمح لنا بمراقبة نقطة الاستطاعة العظمى الألواح الكهروضوئية. في هذه المذكرة نقوم بعرض النتائج المتحصل عليها باستخدام الخوارزمية "P&O" و ذلك باستخدام "Matlab".

يهدف ما تبقى من هذه المذكرة إلى دراسة مختلف مراحل تطبيق برمجة تقنية التحكم "التشويش و الملاحظة" و ذلك باستخدام لغة البرمجة "VHDL"

**كلمات مفتاحية :** كهروضوئية ,تتبع نقطة الاستطاعة القصوى ,التشويش و الملاحظة ,دارة "FPGA", لغة البرمجة "VHDL"

## Résumé

La caractéristique courant-tension d'un module PV n'est pas constante mais varie en fonction des conditions climatologiques ce qui rend la puissance produite par ce dernier non constante parce qu'elle dépend très fortement des conditions sous lesquelles le module PV est soumis.

Afin de garantir une production maximale de puissance à tout moment nous avons toujours recourt à utiliser des MPPTs (Maximum Power Point Trackers) dans les systèmes photovoltaïques qui ont pour rôle de chercher le point de fonctionnement où la puissance produite est maximale et d'y maintenir le fonctionnement, en utilisant un algorithme particulier.

La littérature propose une grande quantité d'algorithmes de contrôle effectuant la recherche du point de puissance maximale. Dans ce travail des résultats de simulation sont obtenus pour l'algorithme « Perturber et Observer » en utilisant Matlab.

La suite de ce mémoire est consacrée à l'implémentation de l'algorithme P&O qui permet la poursuite du point de puissance maximale (MPP) en utilisant un langage de description matériel (VHDL)

**Mots clés :** Photovoltaïque, MPPT, Contrôleur P&O, Circuit FPGA, Langage VHDL.

## **Abstract**

The current-voltage characteristic of a PV module is not constant but varies depending on weather conditions which makes power produced by the PV module non constant because it depends very strongly on the conditions under which the PV module is submitted.

To ensure maximum output power at any time we have always resorted to using MPPT (Maximum Power Point Trackers) in photovoltaic systems whose role is to seek the operating point where maximum power is produced and to maintain operation, using a particular algorithm.

The literature suggests a large amount of control algorithms performing the search of maximum power point. In this paper, simulation results are obtained for the algorithm "perturb and Observe» using Matlab.

The result of this paper is devoted to the implementation of the "P&O" algorithm, which allows the pursuit of maximum power point (MPP) using a hardware description language (VHDL).

Key words: Photovoltaic, MPPT, P&O controller, FPGA circuit, VHDL language.

## **Remerciements**

Toute ma gratitude, grâce et remerciement au bon dieu qui m'a donné la force, le courage et la volonté d'élaborer ce travail.

J'exprime toute ma profonde reconnaissance et remerciement à

Mr A.MELLIT, qui a dirigé mon travail

Sans lui, la thèse n'aurait jamais vu le jour.

Je remercie l'ensemble des enseignants de l'université de

Blida.

# TABLE DES MATIERES

RESUME	
REMERCIEMENTS	
TABLE DES MATIERES	
LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX	
INTRODUCTION	

## I. GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES

I.1 Introduction.....	4
I.2 Effet photovoltaïque.....	4
I.3 Composantes d'une installation PV .....	5
I.3.1 Module photovoltaïque .....	5
I.3.1.1 Cellule Photovoltaïque.....	5
I.3.1.1.1 Constituants de base d'une cellule PV .....	6
I.3.1.1.2 Rendement d'une cellule PV .....	7
I.3.1.1.3 Modélisation électrique d'une cellule PV .....	9
I.3.1.1.4 Caractéristiques électriques d'une photopile .....	11
I.3.1.2 Module photovoltaïque .....	13
I.3.1.3 Champ photovoltaïque.....	15
I.3.1.3.1 Protection du GPV .....	16
I.3.2 Batterie .....	17
I.3.2.1 Types de batteries .....	18
I.3.3 Régulateur .....	18
I.3.4 Hacheur .....	19
I.3.5 Onduleur.....	21
I.4 Types de systèmes PV .....	21
I.5 Conclusion.....	22

## II. TECHNIQUES DE POURSUITE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE (MPPT)

II.1 Introduction.....	23
II.2 Principe de poursuite du Point de Puissance maximale .....	25
II.3 Contrôle du Point de Puissance Maximale .....	27
II.3.a Contrôle du point de puissance maximale via les paramètres d'entrée du convertisseur statique.....	27
II.3.b Contrôle du point de puissance maximale via les paramètres de sortie du convertisseur statique.....	29
II.4 Etat de l'art des techniques MPPT .....	30
II.4.1 Méthodes Perturber et observer (P&O)et Hill Climbing .....	30
II.4.2 Méthode de conductance incrémentale .....	37
II.4.3 Méthode de la capacité parasite .....	42
II.4.4 Méthode avec tension de référence fixe (CV).....	44
II.4.5 Méthode avec tension de référence en fonction de Voc (OV) .....	45
II.4.6Méthode avec tension de référence externe (cellule pilote ou cellule de test).....	48
II.4.7Méthode à courant de référence en fonction du courant de court-circuit ICC.....	49
II.4.8Méthode à maximisation du courant de sortie .....	50
II.4.9 Méthode à oscillation forcée .....	51

II.4.10 La méthode de différentiation de puissance .....	53
II.4.11 Techniques intelligentes pour la commande MPPT .....	53
II.4.11.1 Méthode de la logique floue.....	53
II.4.11.2 Méthode par les réseaux de neurones .....	54
II.4.11.3 Méthode par les algorithmes génétiques .....	54
II.5.Conclusion.....	57

### III. FPGA et VHDL

III.1 Introduction.....	59
III.2 Circuits FPGA.....	60
III.2.1 Architecture matérielle des circuits FPGA .....	61
III.2.1.1 Blocs logiques programmables (CLB): .....	62
III.2.1.2 Les blocs d'entrée/sortie programmables .....	63
III.2.1.3 Le réseau d'interconnexions dans un circuit FPGA .....	63
III.2.1.4 Nomenclature des circuits FPGA.....	65
III.3 Développement d'un projet sur circuit FPGA.....	66
III.3.1 Description de la carte de développement Memec Design Virtex-II V2MB1000..	66
III.3.2 Chargement du programme sur la carte de développement.....	68
III.4 Langage de description matériel VHDL .....	68
III.4.1 VHDL.....	69
III.4.2 Structure d'une description VHDL simple .....	70
III.5 Etapes nécessaires au développement d'un projet sur FPGA.....	70
III.5.1 Saisie du texte VHDL.....	71
III.5.2 Vérification des erreurs.....	71
III.5.3 Simulation.....	72
III.5.4 Synthèse.....	72
III.5.5 Optimisation, placement et routage .....	72
III.5.6 Programmation du composant et test .....	73
III.6 Conclusion.....	73

### IV. Simulation de l'algorithme P&O et implémentation sur un circuit FPGA

IV.1 Introduction .....	75
IV.2 Description du système .....	75
IV.2.1 Description du module BP MSX 120Wc 72 Cellules .....	75
IV.2.1.1 Caractéristiques électriques .....	76
IV.2.1.2 Caractéristiques mécaniques .....	77
IV.2.2 Modélisation du module PV BP MSX 120 .....	77
IV.3 Rappel.....	84
IV.3.1 Rappel sur le Hacheur.....	84
IV.3.2 Rappel du principe du P&O.....	84
IV.4 Simulation et évaluation .....	86
IV.5 Mise en œuvre de l'algorithme P&O sur VHDL .....	88
IV.5.1 Structure de la partie MPPT .....	88
IV.5.2 Description syntaxique du block MPPT dans un environnement VHDL .....	89
IV.5.3 Description détaillé du système résultant de l'implémentation VHDL.....	90
IV.5.4 Séquenceur .....	91
IV.5.5 Bloc générateur MLI .....	92
IV.5.6 Bloc traitement .....	92
IV.6 Simulation du système .....	92

IV.6.1 Simulation du séquenceur.....	93
IV.6.2 Simulation du bloc générateur MLI.....	93
IV.6.3 Simulation Globale du contrôleur MPPT .....	94
IV.7 comparaison des résultats .....	94
IV.8 Synthèse VHDL.....	96
IV.9 Implémentation (placement et routage).....	98
IV.10 Conclusion .....	99

CONCLUSION  
REFERENCES  
Abreviation

**Liste des illustrations graphiques et tableaux**

Figure I. 1 Composantes principales d'une chaîne photovoltaïque.....	5
Figure I. 2 constituants de base d'une cellule PV .....	7
Figure I. 3 circuit électrique simple de la cellule PV .....	9
Figure I. 4 Schéma équivalent électrique d'une cellule PV .....	10
Figure I. 5 Courbe électrique courant-tension spécifique à chaque type de cellule.....	13
Figure I. 6 module PV constitué de NP branches parallèles avec NS cellules séries .....	14
Figure I. 7 Coupe d'un panneau PV .....	15
Figure I. 8 Principe des diodes anti-retour et by-pass .....	17
Figure I. 9 Circuit idéal d'un convertisseur abaisseur (buck) .....	19
Figure I. 10 Signal MLI pour la commande de l'interrupteur (transistor). .....	20
Figure II. 1Caractéristique I(V) du module PV BP MSX120 simulée sous MATLAB (1KW/m2, 25°C).....	23
Figure II. 2 Principe de fonctionnement d'une commande MPPT .....	26
Figure II. 3 Résultats de simulation de la caractéristique I(V) du panneau PV BP MSX120 en fonction de différentes irradiations à T=25°C.....	26
Figure II. 4 Résultats de simulation de la caractéristique I(V) du panneau PV BP MSX120 en fonction de différentes températures à une irradiation de 1000W/m2 .....	27
Figure II. 5 Schéma fonctionnel d'un système PV avec MPPT: contrôle via les paramètres d'entrée $I_{in}$ et $V_{in}$ .....	28
Figure II. 6 (a) Connexion directe entre un générateur PV et une charge résistive (b) Différents points de fonctionnement résultant de l'association d'un panneau PV sous deux éclairagements et d'une charge résistive variable .....	28
Figure II. 7 Schéma fonctionnel d'un système PV avec MPPT: contrôle via les paramètres de sortie $I_{out}$ et $V_{out}$ .....	30
Figure II. 8 Organigramme de la méthode P&O .....	31
Figure II. 9.b Principe de fonctionnement du P&O: loin du MPP.....	32
Figure II. 10 Principe de la méthode P&O.....	33
Figure II. 11 Caractéristiques PPV (VPV) et IPV (VPV).....	34
Figure II. 12 Influence de la variation de l'irradiation sur la courbe de puissance .....	36
Figure II. 13 Illustration de la déviation du P&O sous variations rapides de l'irradiation .....	37
Figure II. 14 Caractéristique P(V) du module PV BP MSX120 (1KW/m2, 25°C) variation de $dP/dV$ .....	38
Figure II. 15 L'organigramme de la méthode « conductance incrémentale ».....	40
Figure II. 16 Circuit utilisé pour implémenter la méthode de la capacité parasite.....	43
Figure II. 17 Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de .....	44
Figure II. 18 Intervalles de variation de la tension de fonctionnement optimale pour des ensoleillements et des températures variables.....	44
Figure II. 19 Principe de la méthode avec tension de référence en fonction de $V_{oc}$ .....	45
Figure II. 20 La tension de la puissance maximale $V_{mpp}$ en fonction de la tension à circuit ouvert $V_{oc}$ d'un panneau constitué de 36 cellules en séries .....	47
Figure II. 21 Variation de la constante K en fonction de l'irradiation et de la Température .....	47
Figure II. 22 Courant de la puissance maximale $I_{mp}$ du panneau en fonction de courant de court-circuit $I_{sc}$ d'un panneau constitué de 36 cellules en séries .....	49
Figure II. 23 Principe de la méthode de tracking à courant de référence en fonction de $I_{cc}$ .....	50
Figure II. 24 Courbe P-V pour un panneau solaire avec l'ondulation de puissance provoquée par la modulation de la tension .....	52

Figure III. 1 Classification des circuits numériques.....	60
Figure III. 2 L'architecture générale du FPGA .....	61
Figure III. 3 Schéma simplifié d'un bloc logique configurable .....	62
Figure III. 4 Schéma simplifié d'une cellule logique de (XC4000 de Xilinx).....	63
Figure III. 5 Schéma d'un bloc d'entrée/sortie (IOB).....	64
Figure III. 6 Réseau d'interconnexions dans un circuit FPGA .....	64
Figure III. 7 Nomenclature des circuits FPGA .....	66
Figure III. 8 Diagramme de la carte de développement.....	67
Figure III. 9 Chargement du programme sur la carte FPGA.....	68
Figure III. 10 Organisation fonctionnelle de développement d'un projet sur circuit FPGA .....	71
Figure III. 11 Etapes de développement d'un projet sur circuit FPGA.....	73
Figure IV. 1 Module PV BP MSX 120 .....	76
Figure IV. 2 Circuit équivalent utilisé pour les simulations matlab.....	77
Figure IV. 3 Effet de la résistance série (1KW/m <sup>2</sup> ,25°C) .....	79
Figure IV. 4 caractéristique courant-tension mesurée des quatre modules BP MSX 120 reliés en parallèle. ....	82
Figure IV. 5 caractéristique Puissance-tension mesurée des quatre modules BP MSX 120 reliés en parallèle.....	82
Figure IV. 6 Caractéristiques I-V du panneau BP MSX120 pour différentes températures simulées par le modèle matlab (G=1). ....	83
Figure IV. 7 Convertisseur DC-DC (hacheur) .....	84
Figure IV. 8 Forme du signal de commande du commutateur.....	84
Figure IV. 9 l'algorithme P&O .....	85
Figure IV. 10 (a)poursuite du MPP sur la courbe PV (b)poursuite du MPP sur la courbe IV (c)Evolution de la puissance en fonction du rapport cyclique .....	88
Figure IV. 11 Schéma synoptique détaillé du système PV étudié.....	88
Figure IV. 12 Schéma synoptique du bloc de traitement. ....	89
Figure IV. 13 Schéma synoptique simplifié du bloc "MPPT P&O" .....	90
Figure IV. 14 Schéma synoptique détaillé de l'environnement de test.....	90
Figure IV. 15 Schéma cyclique du processus P&O .....	91
Figure IV. 16 Résultat de simulation du bloc séquenceur.....	93
Figure IV. 17 Résultat de simulation du bloc générateur MLI .....	93
Figure IV. 18 Résultat de simulation du système global.....	94
Figure IV. 19 Courant (I) .....	94
Figure IV. 20 Tension (v).....	95
Figure IV. 21 évolution de la puissance en fonction du rapport cyclique.....	95
Figure IV. 22 schématique détaillée du bloc "MPPT P&O" .....	96
Figure IV. 23 schématique du bloc "MPPT P&O" .....	97
Figure IV. 24 Aperçu de l'outil d'affectation des broches d'entrées/sorties pour le contrôleur MPPT P&O. ....	98
Figure IV. 25 Routage du contrôleur MPPT sur FPGA.....	98
Figure IV. 26 Placement du contrôleur MPPT sur FPGA.....	98
Figure IV. 27 configurations du circuit FPGA.....	99
Tableau I.1 Rendement énergétique des trois principales technologies.....	7
Tableau I.2 Caractéristiques des convertisseurs statiques.....	19
Tableau (II.2) (II.3) Rendements de quelques techniques MPPT .....	53
Tableau IV.1 Caractéristiques électriques du module PV BP MSX 120(72 cellules série).....	58

## **Introduction générale**

Le développement technologique que le monde a connu ces dernières décennies, dans tous les secteurs que ce soit en industrie, communication, agriculture, transport...a augmenté la consommation totale de l'énergie électrique et les besoins en électricité ne cessent de croître.

En effet la production de l'énergie électrique repose en grande partie sur l'utilisation de combustibles comme le pétrole, le gaz, le carbone ou encore l'énergie nucléaire. Ces sources d'énergie bien qu'elles aient l'inconvénient d'être non renouvelables, elles constituent une source de danger qui menace la vie des êtres à cause de la pollution accompagnée du processus de production de l'énergie électrique. A partir de ce constat, il était nécessaire de chercher d'autres ressources d'énergie qui remplacent les combustibles comme l'énergie photovoltaïque (PV), éolienne et hydraulique qui sont inépuisables, gratuites et propres pour l'environnement. Ce domaine est un axe de recherche d'actualité.

En effet l'énergie solaire constitue la source d'énergie la plus puissante car elle fait appel à la ressource la mieux partagée : le rayonnement solaire. En une heure, l'énergie solaire captée par la terre pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant un an. Cette énergie alternative trouve aujourd'hui un large champ d'applications dans plusieurs domaines (pour l'électrification rurale, la télétransmission, éclairage public...).Cependant, la complexité des procédés de fabrication des modules PV et les rendements de production très faibles entraînent des coûts élevés qui limitent son utilisation à des applications bien particulières en sites isolés où l'utilisation des ressources classiques s'avère très coûteuse vu les contraintes rencontrées comme le transport de combustibles et les entretiens périodiques des moteurs diesels, de ce fait l'énergie solaire PV se voit comme la solution la mieux adaptée pour ce types d'applications.

Les problèmes coûts élevés/ rendements faibles ont incité les utilisateurs de l'énergie solaire PV à exploiter le maximum de puissance produite par les modules PV surtout que cette dernière varie très fortement en fonction des conditions climatiques en particulier les niveaux d'irradiations et la température interne des cellules PV [17]. En plus le point de fonctionnement de l'ensemble PV dépend de la charge sur laquelle débite l'ensemble PV et une connexion directe entre le module PV et la charge a peu

de chance à placer le point de fonctionnement de l'ensemble PV au point de puissance maximale (PPM) mais le plus souvent en dessous de ce dernier.

Afin d'assurer qu'à chaque instant le maximum de puissance produite par l'ensemble PV sera transféré à la charge, on insère généralement un étage d'adaptation entre la charge et le module PV qui, à travers une commande MPPT (Maximum Power Point Tracker), assure le transfert de la puissance maximale à la charge à tout moment.

Un nombre important d'algorithmes, qui assurent une recherche automatique du point de fonctionnement optimal a été proposé dans la littérature [23].

Dans ce travail de recherche l'accent a été mis sur le problème d'extraction de la puissance maximale d'un module PV en utilisant l'algorithme dit "perturb and observe", en utilisant des circuits FPGA, qui grâce à leur souplesse de programmation et la nouvelle possibilité de reconfiguration vont permettre une meilleure exploitation du circuit et une meilleure optimisation de l'algorithme, tout en bénéficiant des performances de la carte FPGA.

Dans le premier chapitre, nous rappelons les principes de la conversion photovoltaïque indispensables pour la compréhension et la maîtrise de ce type d'énergie. Nous allons décrire les composantes d'une installation PV commençant par la cellule PV ainsi que les éléments constituant un module PV passant par un bref rappel sur les éléments de stockage et de contrôle utilisés dans ce type de système. Pour terminer nous présentons les avantages et les inconvénients de la filière Photovoltaïque.

Dans le deuxième chapitre nous allons décrire les différentes commandes MPPT rencontrées dans la littérature en spécifiant pour chacune les avantages et les inconvénients.

Au cours du troisième chapitre l'architecture des circuits FPGA, sera présentée.

Le quatrième chapitre sera consacré à la simulation de l'algorithme de poursuite du point de puissance maximale : la technique dite "perturber et observer" et à sa mise en œuvre. Suivi par une comparaison et interprétation des résultats ainsi qu'une conclusion générale et les futures perspectives de ce travail.

**CHAPITRE I**  
**GENERALITES SUR LES SYSTEMES**  
**PHOTOVOLTAÏQUES**

# CHAPITRE I

## GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES

### I.1 Introduction

Lorsque la lumière frappe la surface d'une cellule photovoltaïque une partie de leur énergie est restituée sous forme d'énergie électrique. Ce phénomène est appelé « Effet Photovoltaïque ». L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui produit des puissances élevées. L'énergie électrique ainsi produite est utilisée de différentes manières pour répondre aux besoins des consommateurs, elle sera utilisée soit pour alimenter des sites isolés soit être revendue en partie ou totalement au réseau de distribution de l'électricité.

Le présent chapitre vise à introduire les concepts de base de la conversion PV en commençant par décrire l'organe élémentaire qui assure cette transformation particulière d'énergie appelé capteur PV jusqu'à la description du système PV complet qui assure une meilleure utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque produite.

### I.2 Effet photovoltaïque

L'effet PV est la conversion directe de l'énergie des photons constituant la lumière en énergie électrique. Cette conversion particulière de la lumière repose sur l'utilisation des propriétés électriques et optiques des matériaux semi-conducteurs sans avoir besoin d'utiliser d'autres dispositifs ou sources d'énergie extérieures ; d'où le nom de « conversion directe ».

Ce phénomène physique a été découvert pour la première fois par le physicien Antoine Becquerel en 1839, mais il fallait attendre plus d'un siècle pour sa mise en application pratique par la compagnie Bell Téléphone en 1950 pour fabriquer une cellule PV à base de silicium monocristallin avec un rendement de 4.5%.

---

### I.3 Composantes d'une installation PV

Dans cette partie nous allons présenter les différents organes technologiques constituant un système PV. Ce dernier est composé de modules PV, de batteries, de régulateurs de charge, de hacheurs de type continu et d'onduleur s'il s'agit d'alimenter des appareils fonctionnant en alternatif. Ces composantes seront présentées tout au long des paragraphes suivants [1,2].

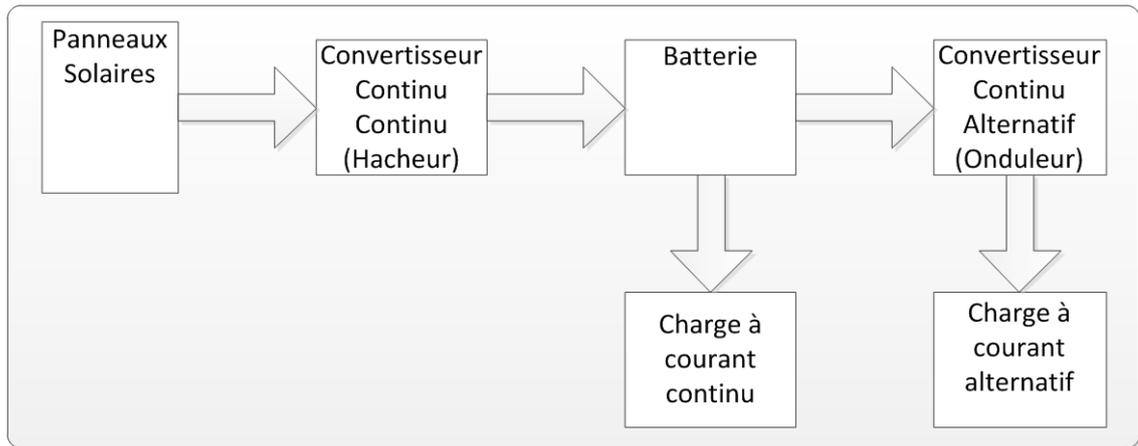


Figure I. 1 Composantes principales d'une chaîne photovoltaïque

#### I.3.1 Module photovoltaïque

Un module PV est un convertisseur instantané d'énergie lumineuse en énergie électrique, fabriqué par la mise en série et en parallèle de plusieurs cellules PV afin de générer des tensions compatibles avec le matériel électrique utilisé [3].

##### I.3.1.1 Cellule Photovoltaïque

Une cellule PV est un dispositif à base de matériaux semiconducteur (S/C) permettant la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Cette transformation particulière d'énergie d'une forme à une autre passe par les deux étapes décrites ci-dessous :

##### ➤ Interaction Photon/Semi-conducteur et création de paires électron/trou

Pendant cette étape les photons, constituant la lumière, entrent en interaction avec le (S/C); ceux qui ont une énergie  $E = h * \nu$  supérieure à son gap vont être absorbés et leur énergie sera transférée aux électrons de la bande de valence. Avec cette énergie supplémentaire un électron de valence peut s'échapper de sa position normale dans l'atome créant ainsi un trou, un électron voisin vient combler cette vacance laissant

derrière lui à son tour un trou, on aura ainsi établi un courant de trou dans la bande de valence et un courant d'électrons dans la bande de conduction. Donc l'interaction photon/e<sup>-</sup> se traduit par la génération de paires électron/trou qui modifie la conductivité du matériau [4].

#### ➤ Collecte des charges électriques générées dans le matériau

Pour pouvoir générer le courant de porteurs ainsi créés, il faut pouvoir les séparer afin d'éviter leur recombinaison. Ceci n'est possible que par l'application d'un champ électrique crée par une jonction PN réalisée par dopage du matériau constituant la cellule. Ce dopage est de deux types : un dopage de type N [adjonction du phosphore (P)] et un dopage de type P [adjonction du bore (B)].

Les photons incidents créent des porteurs dans les zones (N) et (P) et dans la zone de charge d'espace. Le comportement des photoporteurs diffère suivant la région donnant ainsi un photocourant de génération et un photocourant de diffusion. Ces deux contributions s'ajoutent pour donner un courant  $I_{ph}$  proportionnel à l'intensité lumineuse [5, 6].

#### I.3.1.1.1 Constituants de base d'une cellule PV

Bien que plusieurs structures de cellules PV existent dans la pratique, des parties similaires sont présentes dans chaque composant. La **Figure I.2 [6]**. montre une coupe d'une cellule PV en silicium cristallin avec contacts métalliques sur les deux faces [5, 7].:

1. Contacts métalliques sur la face avant et arrière de la cellule qui servent à collecter le courant photogénéré;
  2. Couche de passivation avant et arrière;
  3. Couche antireflet;
  4. Surface avant dopée n et texturée;
  5. jonction et champ électrique;
  6. Substrat P;
  7. BSF: « Back Surface Field », champ de surface arrière;
-

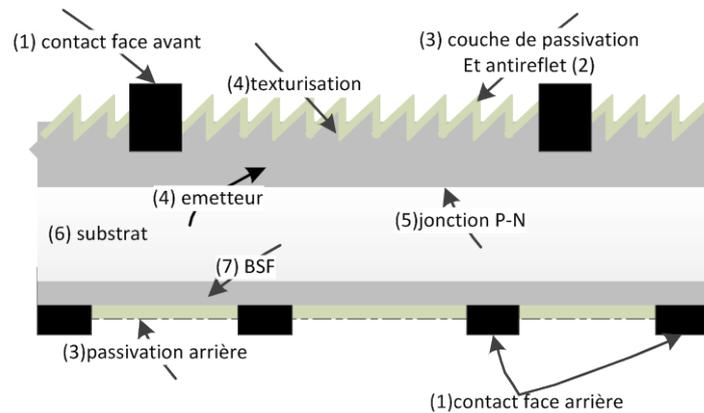


Figure I. 2 constituants de base d'une cellule PV

### I.3.1.1.2 Rendement d'une cellule PV

Le rendement énergétique d'une cellule PV est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale produite par la cellule et la puissance du rayonnement solaire provenant à sa surface[4].

Ce rendement a pour formule:

$$\eta = \frac{P_m}{P_0} = \frac{I_m \times V_m}{E \times S} \quad (I.1)$$

Avec:

$\eta$  est le rendement énergétique de la cellule PV.

$E$  est l'éclairement en ( $W/m^2$ ).

$S$  est la surface active de la cellule.

$P_0$  est la puissance de l'ensoleillement ;

$P_m$  est la Puissance maximale produite par la cellule PV dans des conditions de référence dites STC pour **Standard Test Conditions** c'est-à-dire sous un ensoleillement de  $1000W/m^2$  à la température de  $25C^\circ$  et sous un spectre AM1.5.

En pratique la conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique n'est pas totale. Ce rendement qui peut atteindre 30% en laboratoire [1] est diminué par des pertes dues à la nature du matériau et à la technologie de la cellule PV [6]. Il varie en pratique de 10 à 15% selon le type de la cellule. Le matériau PV le plus largement utilisé est le silicium avec un rendement ne dépassant pas les 15%.

Le **Tableau I.1** [3] indique les rendements énergétiques des trois types de cellules PV les plus utilisées.

TECHNOLOGIE DE LA CELLULE	CELLULE A BASE DE SILICIUM MONOCRISTALLIN	CELLULE A BASE DE SILICIUM POLYCRISTALLIN	CELLULE A BASE DE SILICIUM AMORPHE
Rendement (%)	12-15	11-14	6-7

**Tableau I.1 Rendement énergétique des trois principales technologies .**

Il existe d'autres technologies de cellules PV [7] avec des rendements meilleurs telles que :

- Les cellules à l'arséniure de gallium avec un rendement dépassant 25%.
- Les cellules au tellure de cadmium (CdTe) avec un rendement de 12%.
- Les cellules au sulfure de cadmium et de cuivre (Cu<sub>2</sub>S/CdS).
- Les cellules au Sélénium de cuivre et d'indium (CuInSe<sub>2</sub>) avec un rendement de 12.5%.

D'après les chiffres cités précédemment on remarque que le taux de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique est relativement faible [4, 5, 6, 7]. Ces faibles rendements sont dus essentiellement :

- A la nature du rayonnement solaire; car les photons d'énergie inférieure au gap du matériau ne sont pas absorbés par le S/C et sont donc thermalisés.
- Dans le cas des photons possédant une énergie supérieure ou égale au gap du S/C, on observe aussi une perte d'énergie car ces photons ne peuvent générer qu'une seule paire électron/trou. L'excès d'énergie est perdu pour la conversion sous forme thermique. Cette perte est évaluée à 33% dans le cas du Si.
- Des pertes résultent aussi de la réflexion des photons par la surface de la cellule. Pour limiter ce phénomène on précède généralement à un dépôt d'une couche anti-reflet texturée qui entraîne une baisse de la réflexion en face avant de la cellule et augmente le taux de piégeage de la lumière pénétrant dans la cellule grâce à la structure pyramidale surfacique résultant du procédé de texturisation.
- Des porteurs générés par effet PV se recombinent parfois au lieu d'être séparés par le champ électrique de la jonction. Ceci arrive spécialement aux porteurs générés en profondeur et en surface où les défauts sont plus denses et la présence d'impuretés

plus importante. Aussi des porteurs séparés par le champ électrique peuvent être recombinaisons durant leur trajet vers une métallisation.

- Il y a une partie des photons qui, bien qu'ayant l'énergie nécessaire, traversent la cellule sans être absorbés. Ce terme devient plus important quand la cellule est très fine et peut être minimisé en utilisant une couche réfléchissante sur la face arrière de la cellule (réflecteur arrière).
- Les pertes en rendement sont aussi observées dans le cas d'ombrage d'une partie de la surface de la cellule par les contacts métalliques; sans oublier de citer les pertes ohmiques des métallisations avant et arrière et les pertes dues à l'augmentation de la température du matériau au soleil.

### I.3.1.1.3 Modélisation électrique d'une cellule PV

Comme nous l'avons vu dans les paragraphes précédents; une cellule PV est une diode de grandes dimensions avec des caractéristiques de fabrication bien particulières, son illumination provoque la génération d'un photocourant  $I_{ph}$ . En effet une partie de ce courant est redissipée dans la jonction selon l'équation simplifiée de la diode ce qui conduit au modèle simplifié de la cellule PV qui est équivalente à une source de courant shuntée avec une diode **Figure I.3 [8,9]**.

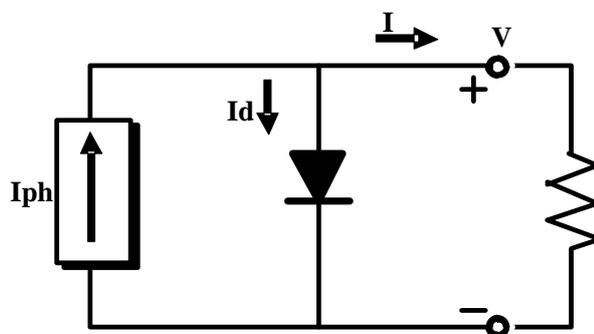


Figure I. 3 circuit électrique simple de la cellule PV

Le courant de sortie  $I$  est obtenu à partir du circuit équivalent de la **Figure I.3**:

$$I = I_{ph} - I_d \quad (1.2)$$

Où :  $I_{ph}$  est le courant photogénéré.

$I_d$  est le courant de la diode, il suit la loi exponentielle suivante :

$$I_d = I_s \left[ \exp\left(\frac{V}{n \times V_T}\right) - 1 \right] \quad (1.3)$$

Tels que:

$V$  est la tension aux bornes de la diode (Volt).

$n$  est le coefficient d'idéalité de la diode  $1 \leq n \leq 2$ .

$I_s$  est le courant de saturation inverse de la diode (A).

$V_T$  est le potentiel thermodynamique. Tel que

$$V_T = \frac{K \times T}{q} \quad (1.3a)$$

Avec:

$K$  est la constante de Boltzmann:  $K=1,38 \times 10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$ .

$T$  est la température absolue en Kelvin.

$q$  est la charge de l'électron  $q=1.602 \times 10^{-19} \text{ C}$ .

En remplaçant  $I_d$  par sa formule de l'équation (1.3) dans l'équation (1.2) on obtient la relation courant-tension de la cellule PV:

$$I = I_{ph} - I_s \left[ \exp(V / V_T \times n) - 1 \right] \quad (1.4)$$

La représentation précédente de la cellule PV est idéale ce qui n'est pas le cas en réalité. Afin de prendre en compte les différents phénomènes physiques présents au niveau de la cellule PV le modèle électrique précédent est complété par deux résistances série ( $R_s$ ) et parallèle ( $R_p$ ) comme montré sur la Figure I.4 [9].

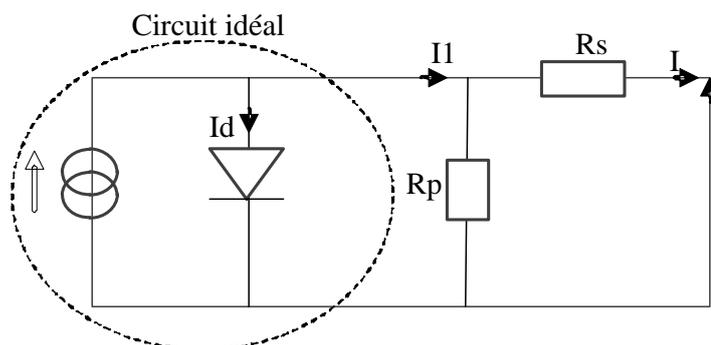


Figure I. 4 Schéma équivalent électrique d'une cellule PV

- La résistance  $R_s$  est due à la résistivité des différentes couches de la cellule PV : émetteur, base et contacts métalliques [en particulier leurs interfaces avec le semi-conducteur] [10].

- La résistance parallèle  $R_p$  (résistance shunt) est due à un courant de fuite au niveau de la jonction [10].

L'équation de la caractéristique I-V devient alors:

$$I = I_{ph} - I_s \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{V_T \times n}\right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (1.5)$$

#### 1.3.1.1.4 Caractéristiques électriques d'une photopile

Une cellule photovoltaïque est définie par sa courbe caractéristique électrique (courant-tension). Elle indique la variation du courant qu'elle produit en fonction de la tension aux bornes de la cellule depuis le court-circuit jusqu'au circuit ouvert **Figure I.5 [4]**.

Les caractéristiques électriques de la cellule peuvent être déterminées soit à partir des courbes I-V ou de l'équation caractéristique (1.5). Ces caractéristiques sont les suivantes :

##### Courant de court-circuit [5]

Si l'on place une photopile en court-circuit, elle va générer un courant maximal à tension nulle, ce courant est appelé courant de court-circuit  $I_{cc}$ . En annulant la tension dans l'équation (1.5) on obtient:

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left[ \exp\left(\frac{I_{cc} \times R_s}{n \times V_T}\right) - 1 \right] - \frac{I_{cc} \times R_s}{R_p} \quad (1.6)$$

Si on néglige le terme  $I_s \left[ \exp\left(\frac{I_{cc} \times R_s}{n \times V_T}\right) - 1 \right]$  devant  $I_{ph}$  [résistance série faible] on

obtient l'expression approchée du courant de court-circuit:

$$I_{CC} = \frac{I_{ph}}{1 + \frac{R_s}{R_p}} \quad (1.7)$$

Puisque  $R_s \ll R_p$  on peut mettre  $I_{cc} = I_{ph}$  [8].

Pour le silicium le courant de court-circuit  $I_{cc} = 30 \text{ (mA/Cm}^2\text{)}$  pour un éclairement maximal.

##### Tension en circuit-ouvert

C'est la tension  $V_{CO}$  pour laquelle le courant débité par la cellule PV est nul. La tension en circuit ouvert peut être quantifiée à partir de la relation (1.8) [6,7]:

$$0 = I_{ph} - I_S \left[ \exp \frac{V_{CO}}{n \times V_T} - 1 \right] - \frac{V_{CO}}{R_p} \quad (1.8)$$

En négligeant l'effet de la résistance parallèle dans l'équation (1.8), la tension en circuit ouvert est donnée par la relation (1.9):

$$V_{CO} = n \times V_T \operatorname{Ln} \left( \frac{I_{ph}}{I_S} + 1 \right) \quad (1.9)$$

On remarque que cette tension varie avec le  $\log$  de  $I_{ph}$  donc avec le  $\log$  de l'illumination. En revanche elle décroît avec la température malgré le terme  $(KT/q)$  car le courant de saturation inverse de la diode  $I_S$  varie avec la température et double environ tous les  $10^\circ\text{K}$ .

### Puissance optimale

Dans les deux cas précédents; en court-circuit et en circuit ouvert aucune puissance n'est extraite du panneau PV. La meilleure combinaison s'appelle point de puissance maximale. A cette puissance maximale correspond une tension maximale  $V_M$  et un courant maximal  $I_M$  telle que  $P_M = I_M \times V_M$  [11].

Une convention internationale définit la puissance d'une cellule PV en watt crête ( $W_C$ ). Le watt crête est la puissance optimale fournie par la photopile dans les conditions de mesures normalisées.

### Facteur de forme (FF)

Ce paramètre reflète la qualité de la cellule par rapport à une cellule idéale ( $FF=1$ ). En fait il montre la déviation de la courbe I-V par rapport à un rectangle de longueur  $V_{CO}$  et de largeur  $I_{CC}$  qui correspond à la photopile idéale :  $P_{\max id\acute{e}ale} = V_{CO} \times I_{CC}$  **Figure I.5.** Il correspond au rapport de la puissance maximale sur le produit  $V_{CO}$  et  $I_{SC}$ .

$$FF = \frac{V_M \times I_M}{V_{CO} \times I_{CC}} \quad (1.10)$$

Les valeurs typiques du facteur de forme vont de 60% pour les cellules amorphes à 80% pour les meilleures cellules [4].

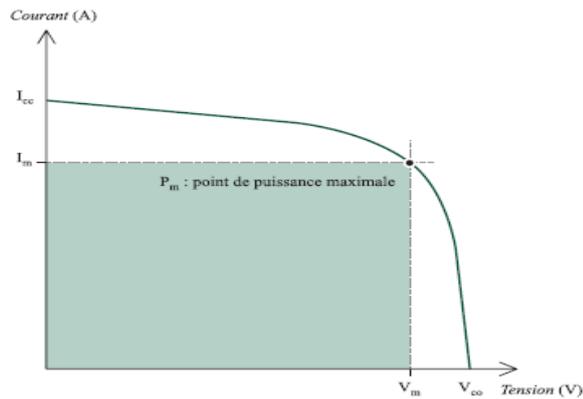


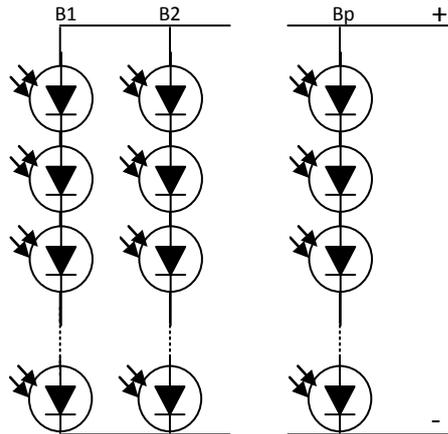
Figure I. 5 Courbe électrique courant-tension spécifique à chaque type de cellule

### I.3.1.2 Module photovoltaïque

Une cellule élémentaire ne produit qu'une très faible puissance électrique de l'ordre de 1 à 3 W avec une tension de moins de 1 volt et un point de puissance maximale à environ 0.45 volt pour une cellule au silicium cristallin [ex: une cellule au silicium de  $10\text{cm}^2$  produit une puissance de l'ordre de 1.25W]. Donc une cellule PV ne suffit pas pour constituer à elle seule un générateur PV. Afin d'obtenir une tension compatible au matériel électrique usuel, les cellules PV sont groupées dans des structures appelées modules PV. La connexion des cellules en série permet d'augmenter la tension pour un même courant tandis que leur assemblage en parallèle permet d'obtenir des intensités de courant élevées pour la même tension **Figure I.6**.

Les premiers modules PV ont été conçus pour pouvoir charger des batteries de 12 volts. C'est pour cette raison que la plupart des panneaux PV comportent le nombre arrondi de 36 cellules connectées en série (en 4 rangés de 9).

Des panneaux constitués de 72 cellules en série existent aussi sur marché. Ils sont conçus pour charger des batteries de 24 volts [1, 8, 12].



**Figure I. 6 module PV constitué de NP branches parallèles avec NS cellules séries**

Un panneau PV remplit trois fonctions principales qui sont:

- Protection des cellules PV et de leur contacts métalliques contre les conditions ambiantes en particulier l'humidité.
- Obtention d'une tension utilisable grâce à la connexion de plusieurs cellules en série
- Protection mécanique des cellules PV qui sont très fragiles.

Pour fabriquer des modules PV avec des cellules mono ou polycristallines, on utilise la même technologie **Figure I.7**; la seule différence est en général un nombre plus élevé de cellules PV pour les polycristallines. Cela est dû au fait que la tension des cellules au point de puissance maximale est plus faible que celle des cellules monocristallines [3].

La technologie la plus utilisée pour fabriquer un module PV s'appuie sur l'utilisation d'un verre trempé posé devant les cellules comme principal support mécanique et les séquences de fabrication sont résumées comme suit:

La première étape consiste à trier les cellules PV en courant à une tension donnée : cette étape est appelée appairage. L'étape suivante consiste à souder les cellules PV entre elles soit en trois rangées comportant de 10 à 12 cellules ou bien encore en quatre rangées comportant 9 à 11 cellules. Les blocs de cellules ainsi créés sont placés dans une pile de matériaux conférant à l'ensemble une bonne résistance mécanique et une protection efficace aux agressions extérieures ; il s'agit de l'encapsulation

- **En face arrière** : une plaque de verre ou un revêtement en plastique de type Tedlar, ensuite une couche d'EVA, ethylvinylacétate (une feuille de fibre de verre texturée pour l'évacuation de l'air).

- **En face avant** : une feuille d'EVA et au sommet une feuille de matériau composite qui sert de barrière d'humidité ou bien une deuxième plaque de verre. L'EVA est utilisé

comme matériau moulant et absorbant les dilatations; il est également stable et ne vieillit pas aux UV. Après l'encapsulation des cellules PV l'étape suivante consiste à les faire entrer dans un laminateur qui sert à évacuer l'air entre les différentes couches constituant la matrice de cellules aussi ce laminateur sert à liquéfier l'EVA pour qu'il pénètre entre les couches. Après refroidissement on obtient un laminat et l'EVA devient transparente. Après lamination les connexions sont ensuite réalisées elles sortent à travers la plaque arrière. Les passages des connexions sont les endroits les plus fragiles du module les plus susceptibles de laisser passer de l'humidité jusqu'aux cellules. Le laminat est ensuite entouré d'un joint étanche qui est utilisé pour absorber les dilatations et il est utilisé tel qu'il est ou entouré en général en aluminium [4, 7, 13].

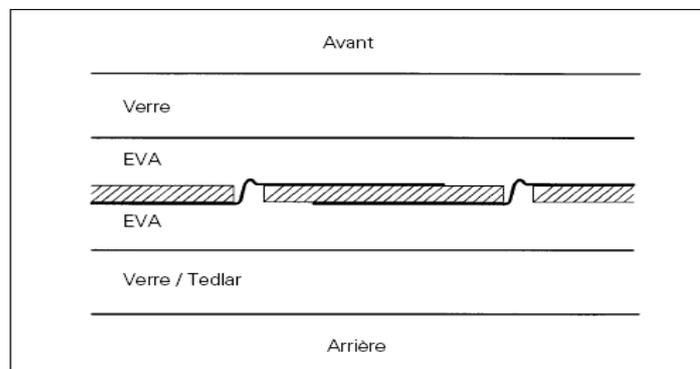


Figure I. 7 Coupe d'un panneau PV

### I.3.1.3 Champ photovoltaïque

Lorsqu'on a besoin de plus de puissance on utilise plusieurs modules PV connectés en série et en parallèle formant ce qu'on appelle un champ PV. La mise en série des modules permet d'augmenter la tension tandis que la mise en parallèle permet d'augmenter le courant qui est égal à la somme des intensités de chaque branche du champ PV.

Pour déterminer le nombre de panneaux PV à connecter en série pour obtenir la tension désirée il faut connaître la tension nominale nécessaire et la tension de fonctionnement des modules.

Dans le cas des systèmes autonomes chargeant des batteries, la tension nominale est le plus souvent un multiple de 12 volts, tension de charge prévue pour les panneaux ayant 33 à 40 cellules. Le choix dans ce cas dépend de la température ambiante du site qui détermine le choix du module, les panneaux à grands nombres de cellules pour les

pays chauds, à nombre de cellules plus faible pour les pays tempérés. Ensuite on connecte en série le même nombre de panneaux que de batteries 12 volts en série.

Le nombre de panneaux en parallèle sera fonction de la puissance maximale d'un panneau à la température dite NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) et pour les panneaux standard, elle varie entre 45 et 50°C.

### I.3.1.3.1 Protection du GPV

Lors de la conception d'une installation PV il faut tenir compte des différents facteurs qui peuvent limiter sa durée de vie en évitant tous types de pannes destructrices résultant de l'association des cellules PV et de leur fonctionnement en cas d'ombrage. Pour cela on précède généralement à:

- Un tri de cellules avant l'encapsulation de modules PV.
- Un emplacement des modules PV évitant les masques naturels ou artificiels provoquant de l'ombre.
- Protection électrique du réseau PV réalisée par insertion d'une diode anti-retour lors de la mise en parallèle des modules PV afin d'éviter les courants négatifs et d'une diode By pass lors de la mise en série de modules afin d'éviter les points chauds (hot spot) [3].
- Protection lors de la mise en série :

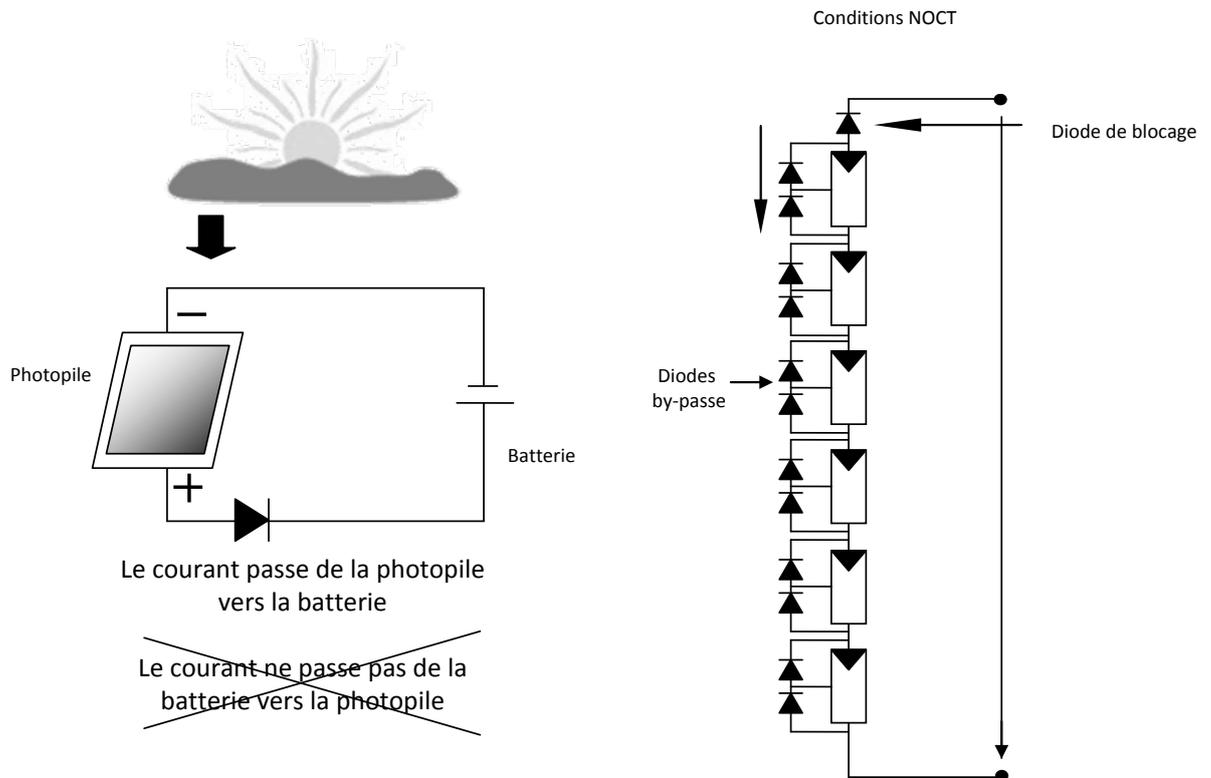
Lorsqu'une partie du générateur PV est ombragée (exemple : une ou plusieurs cellules) un problème persiste à cause du fait suivant; cette partie mal éclairée du module PV devient polarisée en inverse et par conséquent devient consommatrice d'énergie ce qui cause une dissipation d'énergie qui ne peut pas être extraite. Cette dissipation de puissance cause un échauffement de la partie sous irradiée ce qui donne lieu à des points chauds (*hot spot*) qui peuvent la détruire si cette contrainte persiste. Pour remédier à ce phénomène, il suffit de placer une diode *by-pass* par série de 18 cellules dans la boîte de jonction en sortie du panneau [4, 12].

- Protection lors de la mise en parallèle

Ce type de protection est recommandé dans le cas d'une connexion directe entre le GPV et une charge de type batterie afin d'éviter que la batterie ne débite pas sur le GPV pendant la nuit ; ou dans le cas des chaînes de cellules (ou de panneaux) mises en parallèle pour éviter que les chaînes de cellules (ou de panneaux) mal éclairées

---

débitent dans des chaînes ombrées. Pour remédier à ce problème on ajoute une diode en série avec chaque chaîne de cellules ou de panneaux **Figure I.8 [5, 7]**.



**Figure I. 8 Principe des diodes anti-retour et by-pass**

### I.3.2 Batterie

La batterie est souvent intégrée dans les systèmes PV, elle permet d'emmagasiner de l'énergie électrique lorsqu'il y a un surplus d'énergie et sert à fournir de l'électricité lorsque le GPV n'en fournit pas.

En effet la production d'énergie électrique d'un GPV dépend essentiellement de l'apport énergétique solaire qui passe par un maximum en plein jour et un minimum pendant la nuit; donc ce décalage énergétique nécessite un stockage d'électricité. Le système tampon le plus couramment utilisé pour les systèmes PV est la batterie d'accumulateurs électriques.

Une batterie assure deux fonctions principales:

- Autonomie: car celle-ci permet de répondre aux besoins de la charge en tout temps, même la nuit ou par temps nuageux.
- Fixation de la tension du système: elle élimine l'écart de tension du champ PV et permet de fournir une tension constante (stabilisation de la tension), [5, 10, 14].

### I.3.2.1 Types de batteries

Les deux principaux types de batteries utilisées dans les systèmes PV sont:

#### 1. Batteries avec accumulateurs au plomb –acide

Elles sont constituées d'une plaque positive (cathode) d'oxyde de plomb ( $PbO_2$ ) et une plaque négative (anode) fabriquée à partir du plomb. Ces plaques sont immergées dans un électrolyte d'acide sulfurique dilué. Le stockage est assuré par des accumulateurs disposés en série d'une tension nominale de 2 volts. Ces accumulateurs sont réunis en nombre de 3,6 ou 12 suivant la tension de fonctionnement et la capacité de stockage désirée.

#### 2. Batteries avec accumulateurs au nickel-cadmium

Ces accumulateurs sont plus intéressants pour le domaine PV du fait de leur meilleure efficacité de charge à faible courant et leur bonne tenue aux basses températures ainsi que leur durée de vie qui peut atteindre 20 ans.

L'électrode est fabriquée à partir d'oxi-hydroxide de nickel ( $NiOOH$ ), quant à l'anode elle est constituée d'une plaque de cadmium et l'électrolyte est une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH). La tension nominale de l'accumulateur est de 1.2 volts.

### I.3.3 Régulateur

Afin d'allonger la durée de vie des batteries (cinq ans) ces dernières doivent être protégées des surcharges et des décharges profondes:

➤ Une charge trop élevée entraînera une électrolyse de l'eau en oxygène et hydrogène ce qui pourra éventuellement amener les plaques en contact avec l'air et provoquera un vieillissement prématuré de la batterie. Une décharge profonde répétée provoque une sulfatation irréversible des plaques. par conséquent une diminution de la capacité de la batterie [1, 4].

Donc le rôle du régulateur de charge est de maintenir la tension de la batterie entre deux seuils et permet ainsi une plus large durée de vie du système PV. Le régulateur est caractérisé par un courant maximum de charge (panneaux solaires), un courant maximum de décharge (équipement consommateurs) et la tension nominale. Un régulateur de charge fonctionne de la manière suivante:

---

- Si la batterie est chargée au maximum (13.8 V pour une tension nominale de 12V) ; le régulateur met les modules hors circuits afin de ne pas altérer la batterie. Lorsque la tension retombe en dessous du seuil, le panneau solaire se mettra automatiquement à recharger la batterie.
- Si la batterie se décharge trop profondément; le régulateur interrompt la consommation à 11.4 volts pour éviter la sulfatation des plaques en dessous de 11 V. La consommation sera réenclenchée lorsque la charge de la batterie atteint environ 12.6V.

### I.3.4 Hacheur

Les hacheurs sont des montages électriques constitués de condensateurs, de bobines et de commutateurs, dont le rôle est de transformer une puissance d'entrée de type continu  $P_e = V_e \times I_e$  en une puissance de sortie continue  $P_s = V_s \times I_s$  ( $V_s \neq V_e$ ) avec un

rendement  $\eta = \frac{P_s}{P_e} = \frac{V_s \times I_s}{V_e \times I_e}$  avoisinant les 100%. Ce type de montage permet à travers

une commande pertinente d'un interrupteur à semi-conducteur de régler le transfert d'énergie entre une source et un récepteur, dans notre cas il va nous permettre de poursuivre le point de puissance optimum. Le convertisseur sera donc commandé via un signal PWM [Pulse Width Modulation] (ou Modulation de la Largeur d'Impulsion MLI) de fréquence de commutation fixe,  $F_s$ , et de rapport cyclique,  $D$ , variable [2, 5, 8].

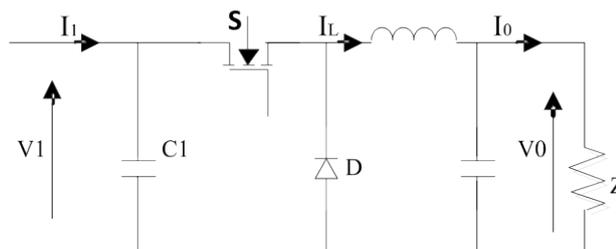


Figure I. 9 Circuit idéal d'un convertisseur abaisseur (buck)

Pendant le fonctionnement du convertisseur le transistor sera commuté à la fréquence  $F_s$  avec un temps de fermeture égal à  $(D \times T_s)$  et un temps d'ouverture égal à

$$(1 - D) \times T_s.$$

- $T_s$  est la période de commutation qui est égale à  $1/F_s$ .
- $D$  est le rapport cyclique du commutateur (DC [0,1]).

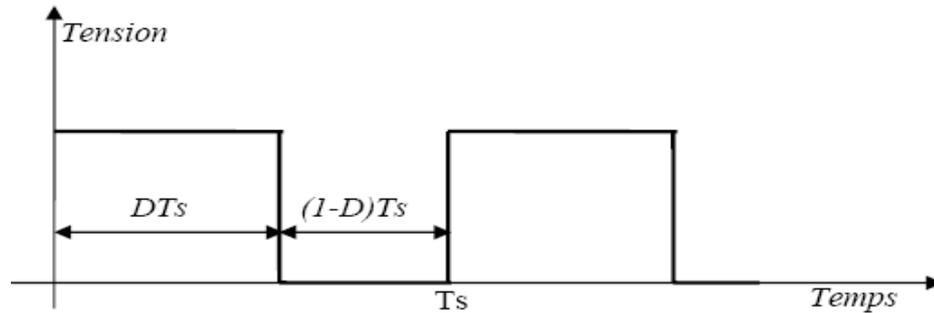


Figure I. 10 Signal MLI pour la commande de l'interrupteur (transistor).

## Types de hacheurs

Il existe différents types de convertisseurs continu-continu (DC-DC) ; les deux types les plus utilisés sont, [8] :

- Les hacheurs élévateurs (Boost): la tension de sortie (aux bornes de la charge) est supérieure à celle en entrée (aux bornes du panneau PV):  $V_s > V_e$  .
- Les hacheurs abaisseurs (Buck) dans lesquels la tension en sortie est inférieure à celle en entrée:  $V_s < V_e$  .

Il est possible de concevoir des hacheurs de type élévateurs –abaisseurs (Buck-Boost) qui se comportent comme l'un ou l'autre suivant les besoins.

Dans le tableau suivant nous avons résumé les caractéristiques des différents types d'hacheurs [2].

Type de convertisseur DC-DC	Rapport de conversion $M(D)=V_s/V_e$	Avantages	Inconvénients
Boost (parallèle)	1/1-D	1. Architecture simple. 2. Rendement très élevé	Intervalle limité des points d'opération
Buck (série)	D	1. Architecture simple. 2. Rendement très élevé	Intervalle limité des points d'opération
Buck-Boost	D/1-D	La gamme complète de l'exécution est possible	Architecture complexe

**Tableau I.2 Caractéristiques des hacheurs**

### I.3.5 Onduleur

Lorsque l'application se compose d'appareils fonctionnant en courant alternatif (AC), il faut convertir le courant continu que produisent les panneaux PV, en courant alternatif compatible et utilisable par ces appareils pour cela on utilise des dispositifs appelés onduleurs. Dès que le nombre d'appareils est important, il est avantageux de choisir un onduleur performant [15].

### I.4 Types de systèmes PV

Il existe plusieurs types de mise en œuvre des systèmes PV qui diffèrent selon leur mode de fonctionnement ; on trouve en pratique :

- Les systèmes PV autonomes ;
- Les systèmes PV raccordés au réseau ;
- Les systèmes hybrides ;

Les critères de dimensionnement des systèmes PV sont pratiquement les mêmes :

- Pour une installation autonome, il faut trouver le meilleur compromis entre les besoins en électricité et le coût d'investissement ;
- Pour une installation raccordée au réseau de type centrale destinée à la revente, le dimensionnement consiste à produire le plus d'énergie possible en fonction de la surface disponible ;

## **I.5 Conclusion**

Dans le présent chapitre nous avons présenté les concepts de base indispensables pour la compréhension et la maîtrise des principes de la conversion photovoltaïque. Nous avons commencé par définir la cellule photovoltaïque; fonctionnement, caractéristiques et paramètres limitant son rendement ainsi que sa modélisation; ensuite nous avons abordé la notion du champ photovoltaïque et sa nécessité pour fournir des puissances utilisables ainsi que les différents éléments de stockage et de contrôle utilisés dans les systèmes PV.

Dans le chapitre suivant nous allons présenter les différentes commandes MPPT rencontrées dans la bibliographie, qui permettent d'exploiter le maximum de puissance fournie par une installation photovoltaïque vu le coût élevé de cette énergie alternative.

---

**CHAPITRE II**  
**TECHNIQUES DE POURSUITE DU POINT DE**  
**PUISSANCE MAXIMALE (MPPT)**

---

# CHAPITRE II

## TECHNIQUES DE POURSUITE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE (MPPT)

### II.1 Introduction

La conversion de l'énergie solaire en énergie électrique est réalisée, comme discuté dans le chapitre précédent, par des capteurs de photons appelés « cellules photovoltaïques ». La connexion de plusieurs cellules en série et en parallèle fournit ce qu'on appelle un module PV dont la caractéristique I-V est représentée sur la **Figure II.1**.

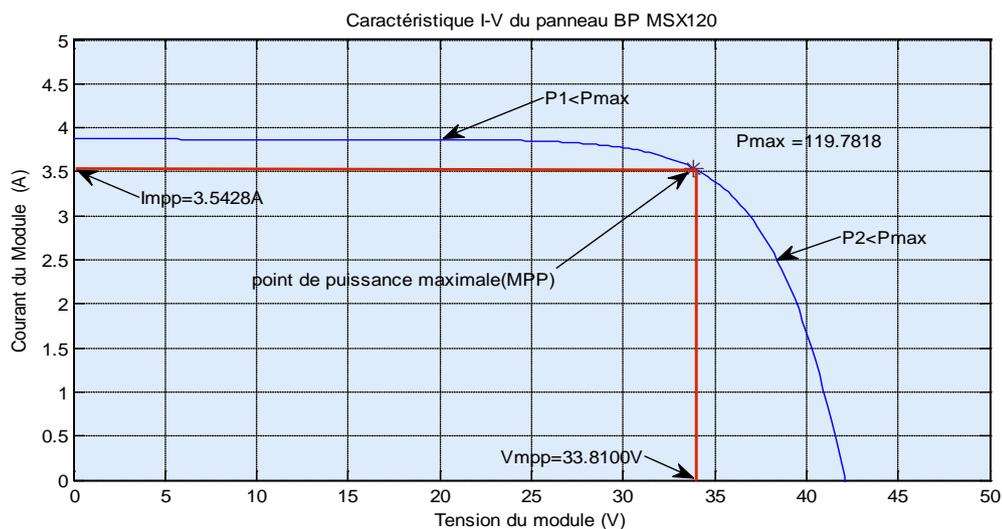


Figure II. 1 Caractéristique I(V) du module PV BP MSX120 simulée sous MATLAB (1KW/m2, 25°C)

Pour chaque point; appelé point de fonctionnement; de la courbe caractéristique I-V, le module PV produit une puissance à sa sortie. Les coordonnées de ce point sont appelées: tension et courant de fonctionnement. Ce point peut prendre toutes les valeurs possibles de l'intervalle borné par les deux valeurs extrêmes du courant de court-circuit,  $I_{cc}$ , et de la tension en circuit ouvert,  $V_{oc}$ .

En effet il existe un seul point sur la courbe appelé Point de Puissance Maximale 'PPM' « en anglais: Maximum Power Point 'MPP' » pour lequel le module PV produit une puissance maximale qui doit être recherchée par tout utilisateur de l'énergie solaire

PV. Pour cela un certain nombre de commandes MPPT a été mis au point; dont les premières; dans ce domaine; datent des années 1970 pour des applications spatiales dans les compagnies et les centres de recherche comme Honeywell Inc ou NASA. Depuis, plusieurs méthodes ont été développées et implémentées. Ces méthodes varient selon leur complexité, leur vitesse de convergence, leur coût, le nombre de capteurs nécessaires, le type d'implémentation (analogique ou numérique) ainsi que leur degré d'efficacité [12, 16].

Un nombre important de lois de commande a été développé au point qu'il est devenu difficile de déterminer quelle méthode est la plus efficace surtout que, jusqu'à présent, il n'existe pas une comparaison expérimentale entre les différents algorithmes ou bien un standard international qui définisse comment il faut mesurer les performances d'une commande MPPT. Donc il est difficile de savoir si une amélioration est réellement apportée en raison de l'utilisation d'une commande MPPT d'un type à un autre.

Dans [12, 17] un nombre de critères de qualité ont été définis à savoir: la simplicité, le coût, le nombre de capteurs utilisés, type d'implémentation ainsi que le rendement. En résumé l'utilisation d'un type de commande par rapport à un autre ou bien à une connexion directe doit apporter un gain énergétique et économique quantifiable.

Si on revient sur la classification des commandes MPPT. Plusieurs apparaissent, également, dans la bibliographie, ils peuvent être regroupés selon différents paramètres; Dans certaines références on trouve que ces commandes sont classées selon le nombre de variables de contrôle mesurées durant le processus de recherche, dans ce cas on distingue « **les méthodes à une seule variable** » et « **les méthodes à deux variables** » [16].

Les méthodes à deux variables sont basées sur la mesure de la tension,  $V_{pv}$ , et du courant,  $I_{pv}$ , de sortie du panneau PV, parmi ces méthodes on cite « *la méthode à différentiation de puissance* », « *la méthode perturber et observer* », « *la méthode à conductance incrémentale* » et « *la méthode à capacité parasite* ».

De l'autre côté, les méthodes utilisant une seule variable de contrôle peuvent être distinguées. Les méthodes appartenant à cette catégorie sont « *les méthodes de contre*

*réaction de tension* » et « *les méthodes du courant en circuit ouvert* », « *la méthode de maximisation du courant* ».

D'autres classifications sont basées sur la stratégie de contrôle ou de recherche utilisée selon [16] on distingue les méthodes dites « **méthodes directes** » et celles nommées « **méthodes indirectes** ».

Pour les méthodes indirectes; le MPP est estimé à partir du courant et de la tension du générateur PV, et des données climatologiques (irradiation et température), en se basant sur des expressions mathématiques et des relations empiriques. Par conséquent l'estimation est en générale faite pour un module PV spécifique. En plus ces méthodes ne prennent pas en considération l'influence des changements climatiques sur le positionnement du PPM par conséquent aucune de ces méthodes n'est capable d'obtenir, exactement, le point de puissance maximale.

Néanmoins les méthodes directes présentent un avantage par rapport aux précédentes, elles obtiennent la puissance maximale à partir des paramètres de sortie du panneau PV (courant et tension). Dans ce cas elles sont convenables pour n'importe quel module PV et elles sont adaptées aux changements des conditions climatologiques et indépendantes des caractéristiques des modules PV.

Toutes ces commandes ont pour but d'automatiser la recherche du point de puissance maximale afin d'extraire en permanence le maximum de puissance, en se basant sur la forme convexe de la courbe de puissance P-V.

Dans le présent chapitre, le principe de la recherche du point de puissance maximale ainsi que l'état de l'art des différentes techniques MPPT sera présenté en décrivant d'une façon générale leurs caractéristiques les plus importantes à savoir: principe, avantages et inconvénients.

## **II.2 Principe de poursuite du Point de Puissance maximale**

La stratégie de recherche du point de puissance maximale est celle représentée sur la **Figure II.2**.

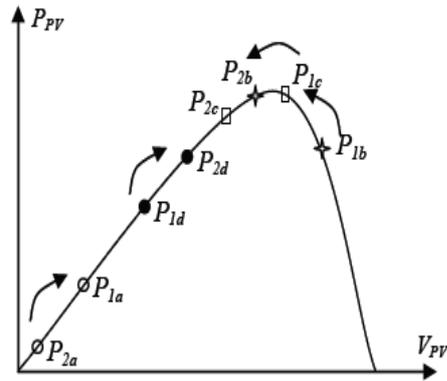


Figure II. 2 Principe de fonctionnement d'une commande MPPT

La recherche du point de puissance maximale se déroule progressivement en cherchant le premier maximum; les tensions et les courants sont mesurés de manière à déduire la puissance extraite du panneau. La puissance ainsi obtenue est comparée avec la puissance de l'instant précédent. La tension aux bornes des panneaux est ensuite augmentée ou réduite suivant le résultat de la comparaison[11].

En effet les courbes de puissance délivrées par le module PV ne sont pas constantes en fonction des conditions climatiques **Figure II.3** et **Figure II.4** donc une connexion directe entre un module PV et sa charge a peu de chance à placer le système au point de puissance maximale. Dans ce cas la commande MPPT doit assurer une bonne convergence vers le MPP quelque soient les conditions de fonctionnement du module PV.

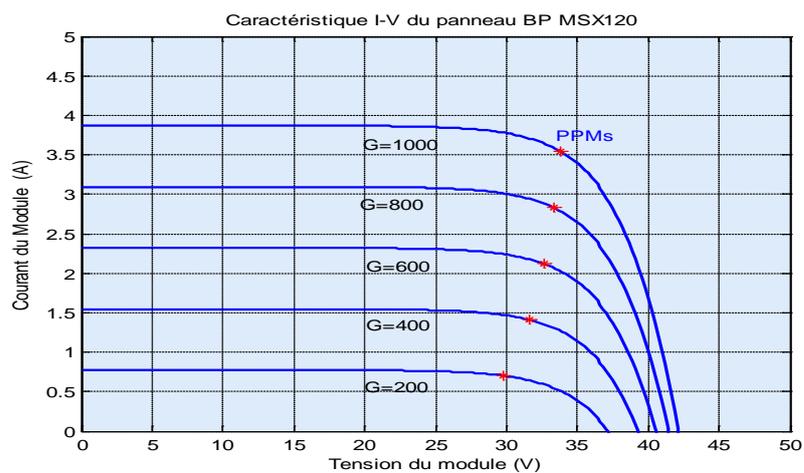


Figure II. 3 Résultats de simulation de la caractéristique I(V) du panneau PV BP MSX120 en fonction de différentes irradiations à  $T=25^{\circ}\text{C}$

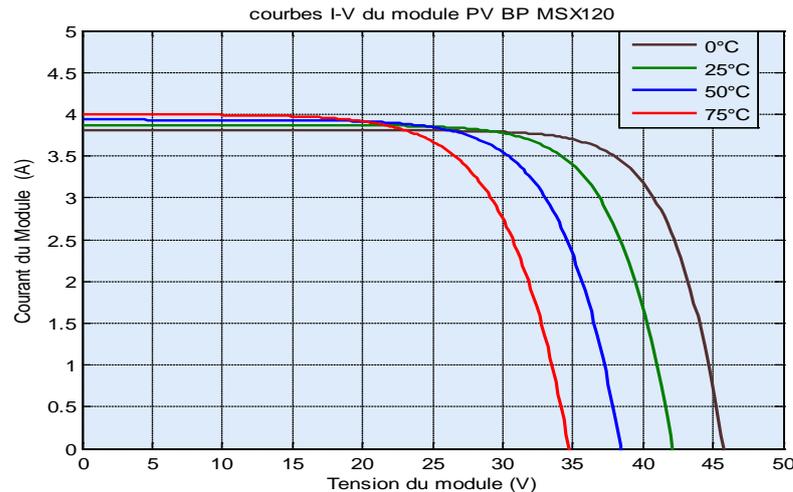


Figure II. 4 Résultats de simulation de la caractéristique I(V) du panneau PV BP MSX120 en fonction de différentes températures à une irradiation de 1000W/m<sup>2</sup>

### II.3 Contrôle du Point de Puissance Maximale

Afin d'extraire en permanence la puissance maximale produite par le GPV la solution communément adoptée consiste à utiliser un circuit MPPT constitué d'un étage de puissance appelé convertisseur statique et d'un contrôleur MPPT. Ce dernier à travers une commande MPPT fait varier le rapport cyclique du CS de telle sorte que la puissance fournie par le GPV soit le  $P_{MAX}$  disponible à ses bornes. L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué, mais en général il est basé sur la variation du rapport cyclique du CS jusqu'à se placer sur le PPM en fonction des évolutions des paramètres du CS. En pratique existent deux méthodes pour contrôler le point de puissance maximale. La méthode classique qui consiste à commander le PPM à travers les paramètres d'entrée du convertisseur statique ( $I_{PV}$  et  $V_{PV}$ ). La deuxième méthode est celle décrite dans [26] qui consiste à traquer le MPP à travers le contrôle des paramètres de sortie du convertisseur statique ( $I_{CS}$  et  $V_{CS}$ ) [9, 12].

#### II.3.a Contrôle du point de puissance maximale via les paramètres d'entrée du convertisseur statique

Dans cette méthode le courant et la tension d'entrée de l'étage de puissance sont utilisés par le contrôleur pour déterminer le point de puissance maximale. Comme montré sur la Figure II.5 [18] le rapport cyclique D du convertisseur est continuellement ajusté jusqu'à ce que le MPP soit atteint. Cet ajustement doit suivre les ordres de commande; générées par la commande MPPT [9, 18].

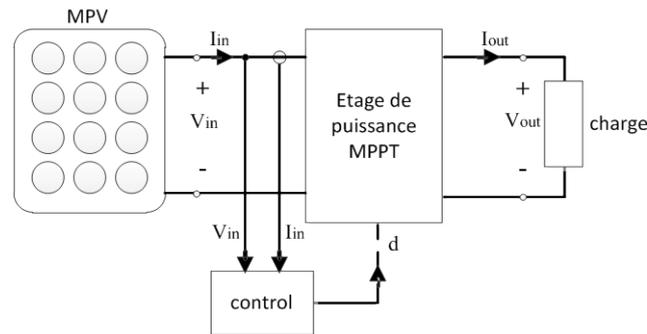


Figure II. 5 Schéma fonctionnel d'un système PV avec MPPT: contrôle via les paramètres d'entrée  $I_{in}$  et  $V_{in}$

Comme montré sur la **Figure II.6 [11]** qui représente le cas d'une connexion directe entre un GPV et une charge résistive on remarque que, pour différentes valeurs de  $R$ , l'adaptation optimale se produit pour un seul point de fonctionnement particulier, nommé Point de Puissance Maximal (*PPM*) Pour lequel la puissance transférée à la charge est maximale; la valeur de la résistance correspondante à ce point est appelée résistance optimale ( $R_{opt}$ ).

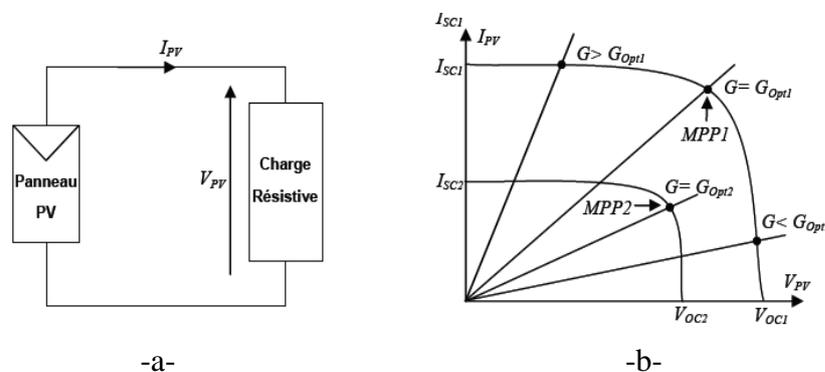


Figure II. 6 (a) Connexion directe entre un générateur PV et une charge résistive (b) Différents points de fonctionnement résultant de l'association d'un panneau PV sous deux éclairements et d'une charge résistive variable

Donc Le principe de cette méthode est basé sur la recherche de la charge optimale pour laquelle le transfert de puissance du GPV à la charge est maximal. Prenons l'exemple d'un convertisseur statique élévateur-abaisseur:

Le rapport de transformation est donné par la relation suivante (II.1):

$$M(D) = \frac{D}{1-D} = \frac{V_s}{V_e} = \frac{I_e}{I_s} \quad (\text{II.1})$$

$V_e$  est la tension d'entrée,

$I_e$  est le courant d'entrée,

$V_s$  est la tension de sortie,

$I_s$  est le courant de sortie,

$D$  est le rapport cyclique du convertisseur,

$M(D)$  est le rapport de transformation;

L'impédance vue par le générateur PV est  $R_e$  :

$$R_e = R_{ch} \left[ \frac{1-D}{D} \right]^2$$

$R_{ch}$  est la Résistance de charge;

Si  $D$  augmente  $R_e$  diminue, la tension diminue aussi,

Si  $D$  diminue  $R_e$  augmente, la tension augmente aussi,

Le contrôleur MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique, qui influence sur le sens de la variation de tension de telle sorte que la puissance fournie par le générateur PV soit la puissance maximale disponible à ses bornes [9].

### II.3.b Contrôle du point de puissance maximale via les paramètres de sortie du convertisseur statique

Cette méthode est une variété de la précédente elle mesure les changements de puissance à la sortie du convertisseur statique **Figure II.7** et utilise le rapport cyclique comme variable de contrôle son avantage réside dans le fait qu'elle nécessite seulement deux capteurs pour la mesure du courant et de la tension. La méthode précédente mesure les paramètres de sortie du panneau PV pour contrôler son point de fonctionnement ce qui nécessite deux capteurs de tension et de courant. En plus des capteurs d'entrée cette méthode nécessite, généralement, l'utilisation d'un autre ensemble de capteurs supplémentaires qui ont pour rôle de mesurer les courants et les tensions de sortie du convertisseur statique afin de protéger la charge des surtensions et des courants élevés ce qui augmente le coût global du système [9, 18].

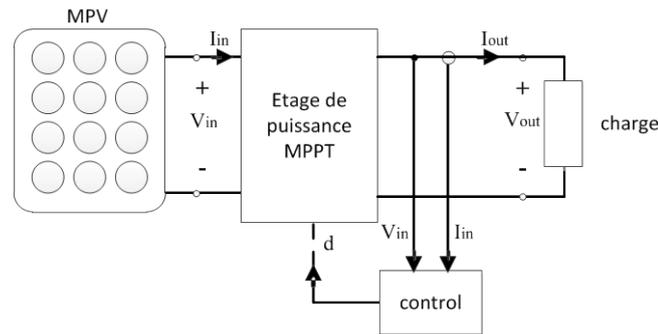


Figure II. 7 Schéma fonctionnel d'un système PV avec MPPT: contrôle via les paramètres de sortie  $I_{out}$  et  $V_{out}$

Cette méthode a été simulée par [26] en utilisant une version modifiée de l'algorithme P&O. Bien qu'elle ait donné des résultats satisfaisants en utilisant un CS idéal, il reste toujours une incertitude si le pic de la puissance de sortie du CS correspond au MPP en pratique à cause des pertes qui résultent de l'utilisation d'un CS réel.

## II.4 Etat de l'art des techniques MPPT

### II.4.1 Méthodes Perturber et observer (P&O) et Hill Climbing

Ces deux méthodes contiennent une action de commande associée à une action de recherche. La première consiste à perturber la tension de fonctionnement du panneau PV tandis que la deuxième consiste à perturber le rapport cyclique du convertisseur statique; sachant que dans le cas d'un module PV connecté à un convertisseur; perturber le rapport cyclique  $D$  consiste à perturber sa tension de fonctionnement. Donc ces deux algorithmes sont deux manières différentes pour envisager la même technique.

La forme la plus classique de l'algorithme P&O est donnée par l'organigramme de la **Figure II.8**. Cet algorithme, comme son nom l'indique, consiste à perturber la tension de fonctionnement du panneau PV puis observer l'effet de cette perturbation sur sa puissance de sortie. Supposons que nous avons la caractéristique P-V d'un panneau PV, sous une irradiation uniforme et une température constante, représentée sur la **Figure II.9**. Assumons que le panneau PV fonctionne à un point quelconque de la caractéristique  $P(V)$ ; on perturbe la tension de fonctionnement du panneau PV par une petite incrémentation et on mesure le changement de puissance résultant  $\Delta P$  qui est donné par la différence entre la puissance actuelle et à l'instant passé [3, 16-7, 19, 20-1]:

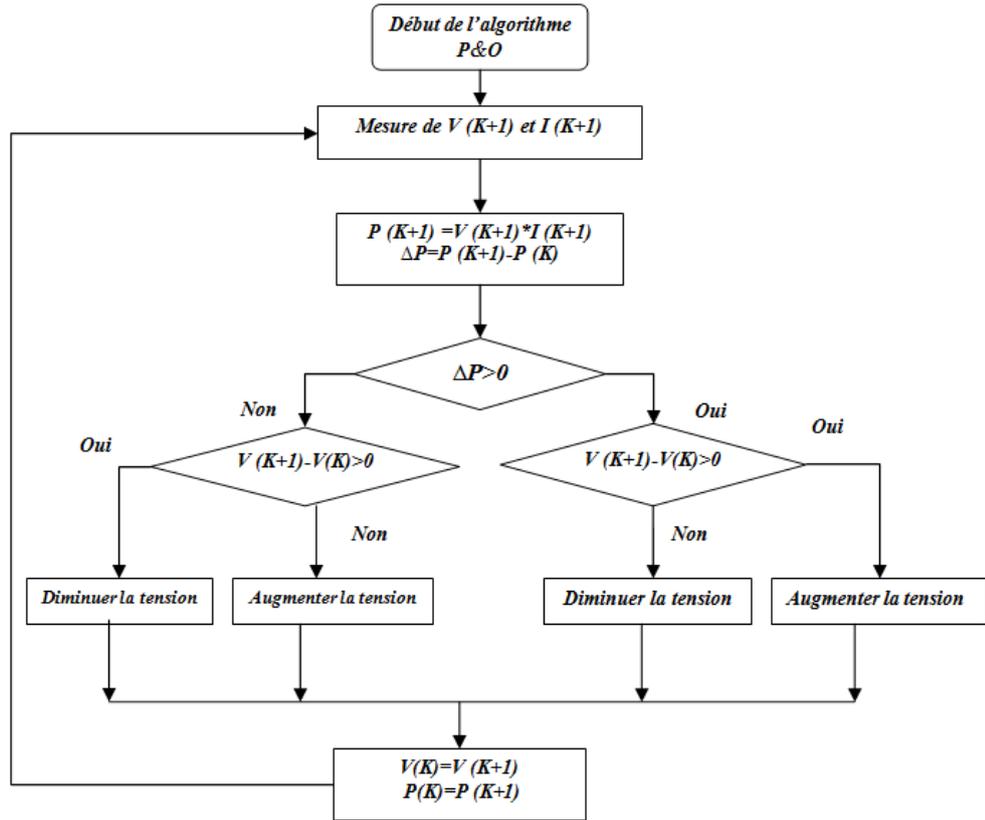


Figure II. 8 Organigramme de la méthode P&O

1. Si  $\Delta P$  est positive (la puissance croit) donc le point de puissance maximale (MPP) n'est pas atteint, dans ce cas on garde la même direction de perturbation de la tension de fonctionnement du panneau PV **Figure II.9.a**.

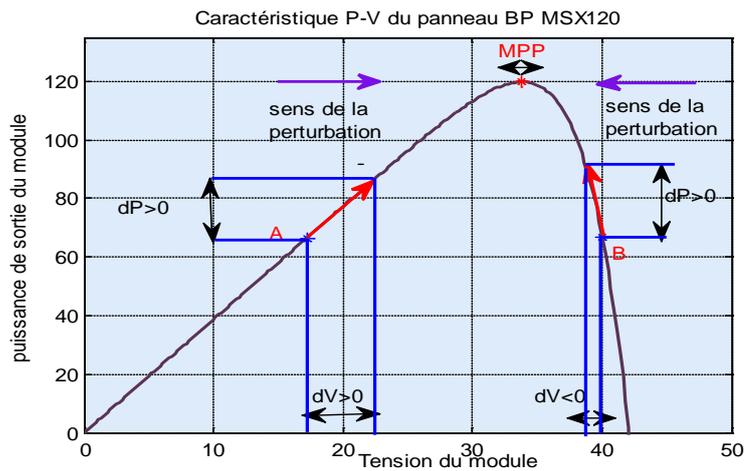
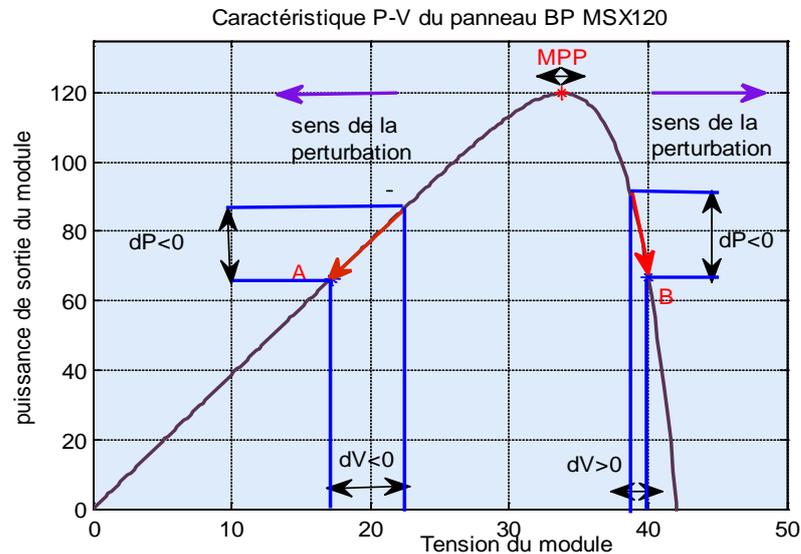


Figure II.9. a principe de fonctionnement du P&O: vers le MPP

2. Si  $\Delta P$  est égale à zéro donc le maximum est atteint.

3. Si  $\Delta P$  est négative (la puissance diminue) **Figure II.9.b**, donc le point de puissance maximale est dépassé, dans ce cas on inverse le sens de perturbation.



**Figure II. 9.b Principe de fonctionnement du P&O: loin du MPP.**

D'une manière générale le fonctionnement de cet algorithme peut être résumé comme suit:

- si le panneau fonctionne à gauche du MPP donc incrémenter (décrémenter) la tension de fonctionnement du panneau augmente (diminue) sa puissance de sortie **Figure II.9.a** et **Figure II.9.b**.
- si le panneau fonctionne à droite du MPP donc ; incrémenter (décrémenter) la tension de fonctionnement du panneau aura pour effet de diminuer (augmenter) sa puissance de sortie **Figure II.9.a** et **Figure II.9.b**.

Si on raisonne sur un convertisseur statique (Cs) de rapport cyclique (D); le principe de l'algorithme dans ce cas consiste à agir directement sur le rapport cyclique afin d'introduire une perturbation sur la tension de fonctionnement comme montré sur la **Figure II.10**.

```

1. Mesure de  $V(K+1)$  et  $I(K+1)$ 
2. Calcul de  $P(K+1)$ 
3. Calcul de  $\Delta P$ 
4. test de  $\Delta P$ 
Si  $\Delta P > 0$ 
    Si  $\Delta D > 0$ 
 $D(K+1) = D(K) + \Delta D$ 
    Sinon
 $D(K+1) = D(K) - \Delta D$ 
    Fin si
Sinon
    Si  $\Delta D > 0$ 
 $D(K+1) = D(K) - \Delta D$ 
    Sinon
 $D(K+1) = D(K) + \Delta D$ 
    Fin si
Fin
5. Retour

```

Figure II. 10 Principe de la méthode P&amp;O

**Exemple**

Prenons l'exemple suivant extrait de [22]:

On raisonne sur un convertisseur buck connecté à une batterie ( $V_{PV} = E/D$ ), donc  $V_{PV}$  diminue quand  $D$  augmente mais cela ne restreint en rien le principe de recherche.

E c'est la tension de la batterie et  $D$  c'est le rapport cyclique du convertisseur statique. Partant d'une commande avec un rapport cyclique petit (donc  $V_{PV}$  grand), on augmente  $D$  régulièrement. Dans un premier temps la puissance croit (le maximum n'est pas

encore atteint (1)), se stabilise (le maximum est alors atteint (2)), puis diminue (le maximum vient d'être dépassé (3)). Le système détecte cette diminution de puissance ce qui conditionne une inversion du sens de la commande: la puissance va alors augmenter, repasser le maximum, puis diminuer; dès détection de cette diminution le sens de la commande est à nouveau inversé, Finalement le système se place en oscillation autour du MPP **Figure II.11**.

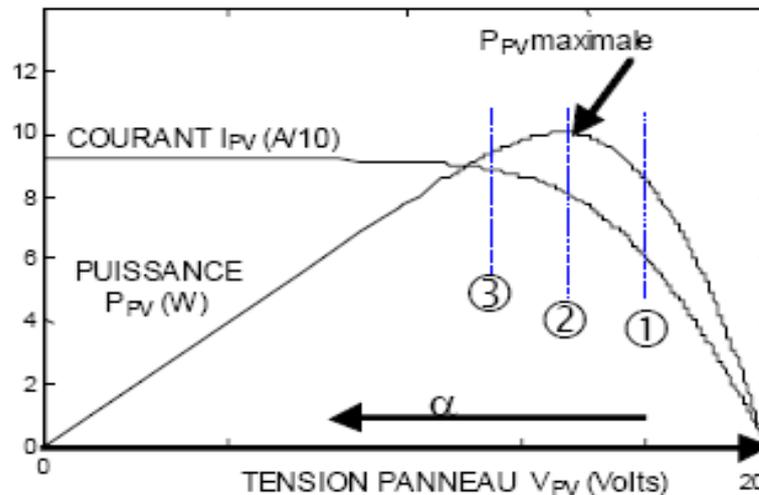


Figure II. 11 Caractéristiques PPV (VPV) et IPV (VPV).

En conclusion le système de commande peut prendre quatre décisions différentes selon la position du point de fonctionnement du panneau PV et le changement de puissance de sortie résultant après chaque perturbation. Ces quatre états sont résumés dans le **Tableau II.1 [17]**.

<b>PERTURBATION</b>	<b>CHANGEMENT DE PUISSANCE</b>	<b>PROCHAINE PERTURBATION</b>
<i>Positive</i>	<i>Positif</i>	<i>Positive</i>
<i>Positive</i>	<i>Négatif</i>	<i>Négative</i>
<i>Négative</i>	<i>Positif</i>	<i>Négative</i>
<i>Négative</i>	<i>Négatif</i>	<i>Positive</i>

**Tableau II.1**Résumé de l'algorithme P&O et Hillclimbing.

## Avantages

La méthode dite de P&O est la plus utilisée dans les MPPTs commerciaux vu les avantages qu'elle offre par rapport à d'autres techniques:

- C'est une méthode directe basée sur la mesure du courant et de la tension de fonctionnement du panneau PV, donc elle ne nécessite pas une connaissance à priori des courbes caractéristiques I-V et P-V du panneau PV.
- C'est une méthode simple et facile à implémenter: en fait la poursuite du point de puissance maximale nécessite un nombre de mesures et de calculs relativement faible en comparaison à d'autres techniques ce qui permet de contrôler le point de fonctionnement du panneau PV en temps réel.

## Inconvénients

Cette technique présente plusieurs limitations; citées par [3, 16-7, 19, 20-1]; qui diminuent leur rendement:

- Le P&O ne traque pas exactement le point de puissance maximale; en réalité dès que le MPP est atteint, le point de fonctionnement se place en oscillation autour de la tension  $V_{mp}$ , dans le cas des conditions atmosphériques stables ou lentement changeantes, provoquant ainsi une perte de puissance qui dépend de la largeur du pas de perturbation :
  - Si la largeur du pas est grande, l'algorithme P&O répondra rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement, mais les pertes seront accrues dans les conditions stables ou lentement changeantes.
  - Si la largeur du pas de perturbation est très petite les pertes dans les conditions stables ou lentement changeantes seront réduites, mais le système ne pourra plus suivre les changements rapides de la température ou de l'insolation.
- Lorsque la quantité de lumière diminue la courbe de puissance s'aplatit **Figure II.12** ce qui rend difficile, au MPPT de discerner la position du point de puissance maximale à cause de la faible variation de la puissance, ( $G=50$ ), en fonction de la perturbation introduite sur la tension, qui est du même ordre de grandeur que les bruits de mesures.
- Aussi, il a été démontré que le P&O présente un comportement irrégulier sous changements rapides des niveaux d'insolation. La **Figure II.13** montre une vue de la caractéristique P-V près du point de puissance maximale. Considérons que la caractéristique P-V du panneau PV est celle montrée par la courbe (1) générée sous une irradiation  $G_1$ . Le MPPT oscille autour des points B, A et C, ensuite vers A, B et

ainsi de suite. Supposons que l'irradiation augmente vers  $G_2$  et la courbe P-V du module PV se déplace vers la courbe (2). Si durant l'augmentation rapide de l'insolation solaire et de la puissance de sortie le MPPT était en train de perturber le point de fonctionnement du point A vers le point B, le MPPT va le déplacer vers le point D. Comme montrée sur la **Figure II.13** le changement de puissance résultant sera positif et dans ce cas le MPPT garde le même sens de perturbation, vers le point F. Si l'irradiation continue à augmenter le MPPT déplace le point de fonctionnement vers G sur la courbe (3) au lieu de F sur la courbe (2). De nouveau le MPPT va mesurer une différence de puissance positive et il continue à perturber le point de fonctionnement dans la même direction vers le point I. Donc il est clair que le MPPT se déplace loin du MPP, de A à D à F à I diminuant ainsi le rendement et l'efficacité de l'algorithme P&O. Cette situation apparaît aux jours partiellement nuageux, où le suivi du MPP est le plus difficile du aux mouvements rapides du MPP.

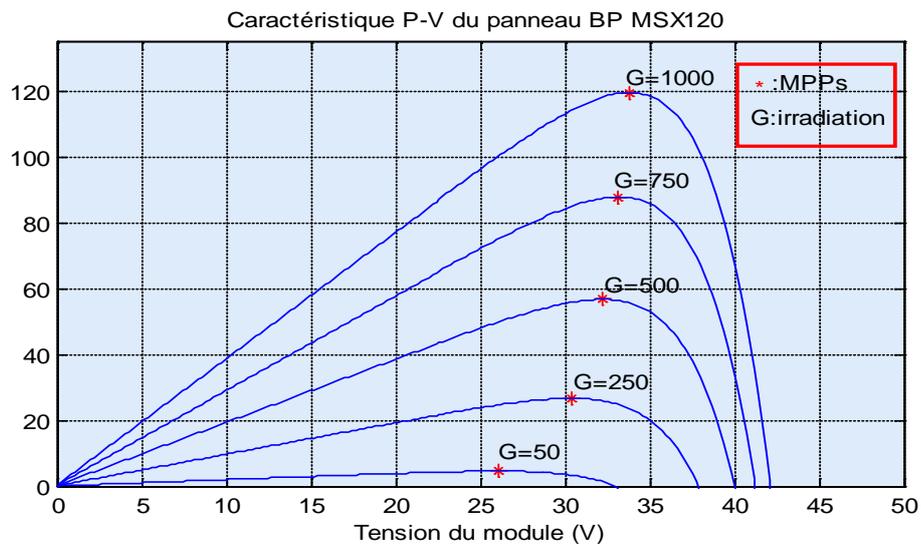


Figure II. 12 Influence de la variation de l'irradiation sur la courbe de puissance

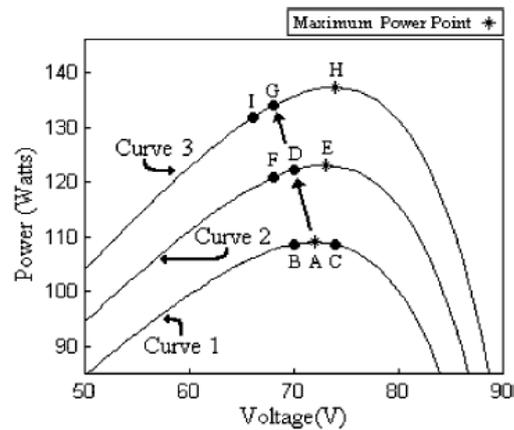


Figure II. 13 Illustration de la déviation du P&O sous variations rapides de l'irradiation

Plusieurs améliorations ont été apportées à l'algorithme P&O afin de remédier aux problèmes cités précédemment: par exemple une version améliorée propose d'inverser le sens de la commande si la puissance de sortie a augmenté deux fois pendant les deux derniers cycles ou si la direction de perturbation a été la même pour les dernières deux étapes pour vérifier si cette augmentation est due à la perturbation ou à une augmentation de l'ensoleillement [9, 23].

Dans [19] un pas de perturbation variable a été utilisé afin d'assurer une convergence rapide vers le point de puissance maximale avec moins de pertes en puissance par rapport au cas classique qui consiste à utiliser un pas de perturbation constant.

#### II.4.2 Méthode de conductance incrémentale

Pour remédier aux problèmes de l'algorithme P&O cités précédemment Hussein et Al ont proposé la méthode de conductance incrémentale. Cette méthode est basée sur le fait que la pente de la courbe de puissance est positive à gauche du MPP, nulle au MPP et négative à droite du MPP **Figure II.14** [3, 9, 16-7, 20-1, 23-4].

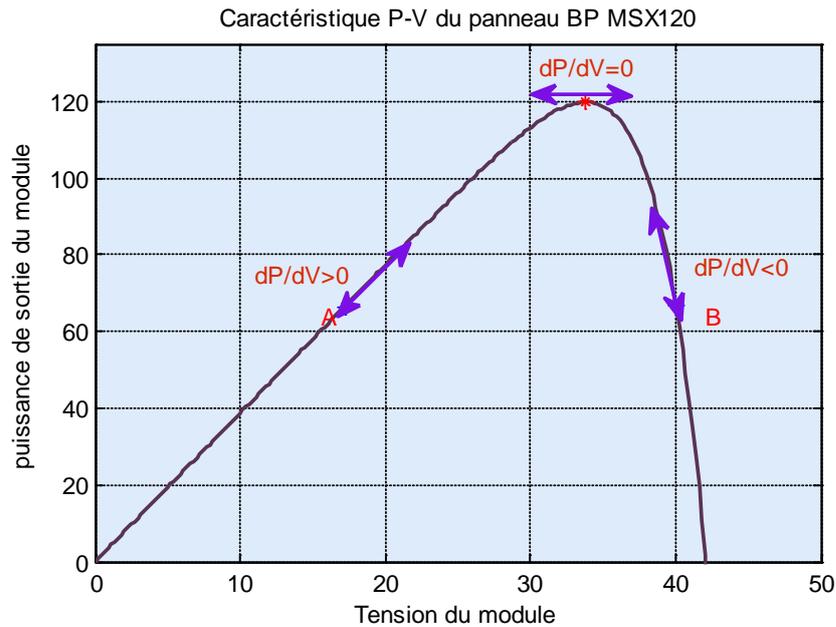


Figure II. 14 Caractéristique P(V) du module PV BP MSX120 (1KW/m2, 25°C) variation de  $dP/dV$

Donc on peut résumer ces états comme suit:

$$\frac{dP}{dV} > 0 \text{ A gauche du MPP}$$

$$\frac{dP}{dV} = 0 \text{ Au MPP} \quad (\text{II.2})$$

$$\frac{dP}{dV} < 0 \text{ A droite du MPP}$$

Sachant que la puissance de sortie; du panneau; est égale au produit de la tension et du courant:

$$P = I \times V \quad (\text{II.3})$$

La dérivée du produit par rapport à la tension V est donnée par la relation suivante:

$$\frac{dP}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (\text{II.4})$$

Si on approxime les dérivées de la puissance, du courant et de la tension par des différences entre les instants actuels et précédents la relation (II.4) est réécrite de la manière suivante :

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} = I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (\text{II.5})$$

Puisque la tension de fonctionnement est toujours positive on peut ainsi réécrire l'équation (II.5) sous la forme suivante:

$$\frac{1}{V} \frac{\Delta P}{\Delta V} = \frac{I}{V} + \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (\text{II.6})$$

Dans ce cas l'équation (II.2) est remplacée par la formule (II.7)

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} \text{ A gauche du MPP} \quad (\text{a})$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} \text{ Au MPP} \quad (\text{b})(\text{II.7})$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} \text{ A droite du MPP} \quad (\text{c})$$

Ou encore sous forme de conductance instantanée  $G = \frac{I}{V}$  et de conductance incrémentale  $\Delta G = \frac{\Delta I}{\Delta V}$  comme suit:

$$\Delta G > -G \quad \text{A gauche du MPP} \quad (\text{a})$$

$$\Delta G = -G \text{ Au MPP} \quad (\text{b}) \quad (\text{II.8})$$

$$\Delta G < -G \text{ A droite du MPP} (\text{c})$$

Le point de puissance maximale peut être traqué en comparant la conductance incrémentale avec l'inverse de la conductance instantanée. La relation (II.8) montre que le point de puissance maximale MPP est atteint si la conductance de la source  $G$  égale à la conductance incrémentale  $\Delta G$  de la source avec un signe moins (-).

Les équations (II.7.a) et (II.7.c) sont utilisées pour déterminer la direction de perturbation de la tension de fonctionnement du panneau PV pour atteindre le point de puissance maximale, l'action de perturbation est répétée jusqu'à satisfaction de l'équation (II.7.b). Une fois que le MPP est atteint le MPPT continue à fonctionner à ce point jusqu'à ce qu'un changement de courant est mesuré; indiquant qu'une variation d'irradiation est survenue.

L'organigramme de la méthode « conductance incrémentale » est représenté sur la **Figure II.15**. Les valeurs de la tension et du courant prises aux instants précédents et actuels sont utilisées pour calculer les variations du courant  $\Delta I$  et de la tension  $\Delta V$ .

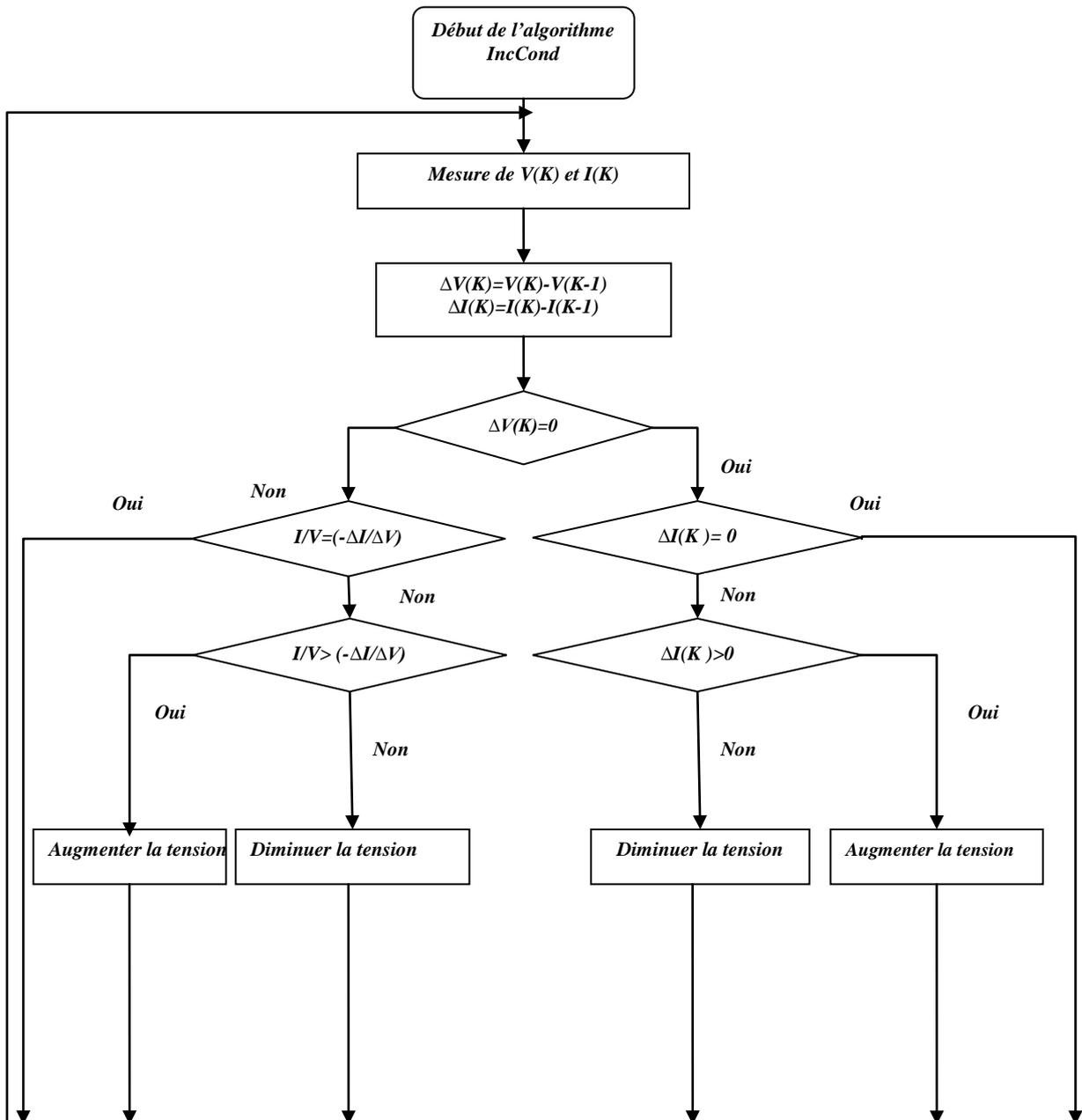


Figure II. 15 L'organigramme de la méthode « conductance incrémentale ».

Comme montré sur la **Figure II.12** lorsque l'irradiation change (augmente, diminue), la position du MPP change également en fonction de la tension (vers le droite, vers la gauche). Pour compenser ce déplacement du point de puissance maximale, le MPPT doit ajuster (incrémenter, décrémenter) la tension de fonctionnement du panneau PV. Les valeurs de la tension et du courant prises aux instants précédents et actuels sont utilisées pour calculer les variations du courant  $\Delta I$  et de la tension  $\Delta V$ . Cet organigramme est constitué de deux branches la première consiste à faire un test

sur  $\Delta V$  et  $\Delta I$  afin d'éviter une division par zéro lorsque le MPP est atteint dans les précédents cycles ou par une stabilisation du point de fonctionnement.

Donc l'algorithme fait un test sur  $\Delta V$ . S'il est nul; le MPP est atteint, il fait un deuxième test sur  $\Delta I$  qui donne une image de la variation d'irradiation qui implique un changement de la position du point de puissance maximale (MPP) et par conséquent sa tension:

- Si  $\Delta I = 0$  donc les conditions atmosphériques n'avaient pas changé et le MPPT fonctionne encore au point de puissance maximale MPP.
- Si  $\Delta I > 0$ , donc l'irradiation a augmenté ce qui implique une augmentation de la tension du MPP. Ceci implique que le MPPT augmente la tension de fonctionnement du panneau solaire pour traquer le point de puissance maximale.
- Inversement, si  $\Delta I < 0$  donc l'irradiation a diminué, diminuant ainsi la tension de fonctionnement du panneau solaire.

Et si les changements du courant et de la tension ne sont pas nuls, Les équations (II.7.a) et (II.7.c) sont utilisées pour déterminer la direction de perturbation de la tension de fonctionnement du panneau PV pour atteindre le point de puissance maximale:

Si  $\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}$  donc le point de fonctionnement du panneau solaire est à gauche du MPP sur la courbe P-V; le MPPT doit augmenter la tension de fonctionnement du panneau pour atteindre le point de fonctionnement optimal.

Similairement si  $\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}$  dans ce cas le point de fonctionnement du panneau solaire est situé à droite du MPP par conséquent la tension doit être abaissée pour atteindre le MPP.

L'action de perturbation est répétée jusqu'à satisfaction de l'équation (II.7.b). Une fois que le MPP est atteint le MPPT continue à fonctionner à ce point jusqu'à ce qu'un changement de courant est mesuré; indiquant qu'une variation d'irradiation est survenue.

En pratique la condition  $\frac{dP}{dV} = 0$  apparaît rarement à cause de l'approximation précédente faite sur  $dI$  et  $dV$  et l'utilisation d'un pas constant ce qui engendre des ondulations autour du MPP. Afin de remédier à ce problème une marge d'erreur est tolérée, par exemple  $\frac{dP}{dV} = \pm E$ . Le choix de la valeur de l'erreur  $E$  est un compromis entre le problème de fonctionnement loin du MPP et l'amplitude des oscillations.

### II.4.3 Méthode de la capacité parasite

Cette méthode a été développée par Branbrilla et Al. Elle est similaire à la méthode de conductance incrémentale sauf que l'effet de la capacité parasite des cellules PV,  $C_{pv}$ , est incluse :  $i(t) = C_p \frac{dv}{dt}$ . En introduisant l'effet de cette capacité sur la cellule la relation du courant de la diode illuminée devient alors [16-7,20,23]:

$$I = I_{ph} - I_s \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{V_T \times n}\right) - 1 \right] + C_p \frac{dV_p}{dt} = F(V_p) + C_p \frac{dV_p}{dt} \quad (II.9)$$

L'équation (II.9) comporte deux composantes; la première est une fonction de la tension  $f(V_p)$  et la deuxième représente le courant de la capacité parasite. A partir de cette notation on peut définir la conductance incrémentale  $g_p$  du module PV par:

$$g_p = \frac{dF(V_p)}{dV_p} \quad (II.10)$$

Et la conductance instantanée  $g_L$  par:

$$g_L = -\frac{F(V_p)}{V_p} \quad (II.11)$$

Le point de puissance maximale est obtenu à partir de l'équation (II.12):

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (II.12)$$

En multipliant l'équation (II.9) par la tension  $V$  du panneau PV pour obtenir la puissance et en différentiant le résultat obtenu on obtient l'équation de la puissance au point de puissance maximale.

$$\frac{dF(V_p)}{dV_p} + \frac{F(V_p)}{V_p} + C_p \left( \frac{\dot{V}}{V} + \frac{\ddot{V}}{V} \right) = 0 \quad (II.13)$$

Les trois termes de l'équation (II.13) représentent la conductance incrémentale, la conductance instantanée, et l'ondulation induite par la capacité parasite. La première et la deuxième dérivée prennent en compte les ondulations générées par le convertisseur statique.

Si on remplace la capacité parasite par zéro l'équation (II.13) se simplifie à celle de la conductance incrémentale.

La conductance du module  $g_L$  peut être calculée facilement, à partir de la tension et du courant, instantanés du panneau. Mais il est difficile de déterminer la conductance incrémentale et elle peut être calculée à partir d'une relation compliquée:

$$g_p = \frac{P_{gp}}{V_0^2} = \frac{\frac{1}{2} \sum_{n=1}^{\infty} [a_n^i \cdot a_n^v + b_n^i \cdot b_n^v]}{\frac{1}{2} \sum_{n=1}^{\infty} [(a_n^v)^2 + (b_n^v)^2]} \quad (\text{II.14})$$

Telles que:

- $P_{gp}$  est la puissance moyenne ondulée;
- $V_0$  est la tension ondulée;
- $a_n^i, a_n^v, b_n^i, b_n^v$  sont les coefficients des séries de Fourier du courant et de la tension;

En plus les valeurs de  $P_{gp}$  et  $V_0^2$  peuvent être obtenues à partir du diagramme de la **Figure II.16 [16]**. Les deux filtres passe-bande, HP, suppriment les composantes continues de  $V_{pv}$  et  $I_{pv}$ , en retenant les composantes alternatives. Les deux multiplexeurs et les deux filtres passe-bas, LP, ont pour rôle de générer les composantes alternatives de  $V_0^2$  et  $P_{gp}$ . A partir de l'équation (II.14), le rapport de ces deux valeurs est égal à la conductance du panneau PV, qui peut être utilisée jusqu'à ce qu'elle soit égale à la conductance différentielle du panneau PV.

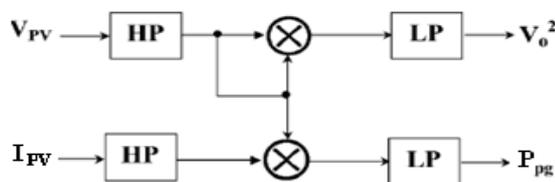


Figure II. 16 Circuit utilisé pour implémenter la méthode de la capacité parasite

Un inconvénient de cet algorithme, est sa complexité car la capacité parasite dans chaque module est très petite. Elle interviendra seulement, lorsque on a affaire à des grandes rangées PV, où plusieurs cordes de modules connectés en parallèle, et avec, le convertisseur DC-DC possède un condensateur d'entrée de valeur considérable,

utilisé pour filtrer les petites ondulations dans la puissance de la rangée. Ce condensateur peut masquer les effets globaux de la capacité parasite de la rangée PV [8].

#### II.4.4 Méthode avec tension de référence fixe (CV)

C'est une méthode simple et économique basée sur l'utilisation d'une seule boucle de contre réaction de commande **Figure II.17**. Elle est basée sur la comparaison de la tension de fonctionnement du panneau avec une tension de référence fixe prédéfinie qui est supposée égale à  $V_{mpp}$ , sous conditions environnementales spécifiques. Le signal d'erreur résultant est utilisé pour commander le convertisseur DC-DC [8, 17, 23, 25].

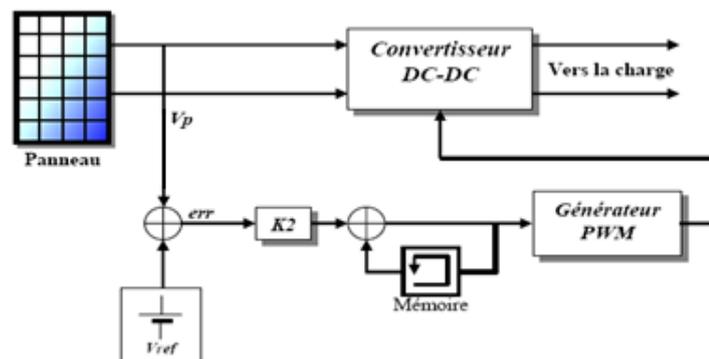


Figure II. 17 Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de

Cette tension correspond à la tension moyenne de l'intervalle des points des puissances maximales; **Figure II.18** [2]; relevées par des tests sous différentes conditions d'ensoleillements et de températures.

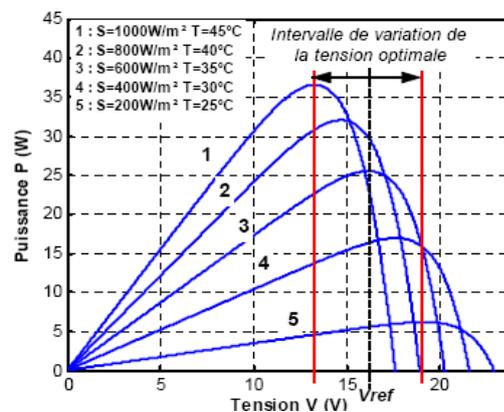


Figure II. 18 Intervalles de variation de la tension de fonctionnement optimale pour des ensoleillements et des températures variables

Bien que cette méthode soit relativement simple elle ne parvient pas à remplir l'objectif visé à cause de la dépendance de la tension de fonctionnement du panneau des conditions atmosphériques [température et ensoleillement]. Pour cette raison la tension de référence doit être corrigée pour différents ensoleillements et températures au long des périodes de l'année.

#### II.4.5 Méthode avec tension de référence en fonction de $V_{oc}$ (OV)

Cette méthode est basée sur l'observation, à partir des courbes comme celles montrées sur la **Figure II.1**, que le rapport entre la tension au point de puissance maximale du module,  $V_{mpp}$ , et la tension en circuit ouvert,  $V_{oc}$ , est approximativement constant; en d'autres termes [3, 8, 20]:

$$\frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \approx K \quad (\text{II.15})$$

Tel que :  $0 < K < 1$

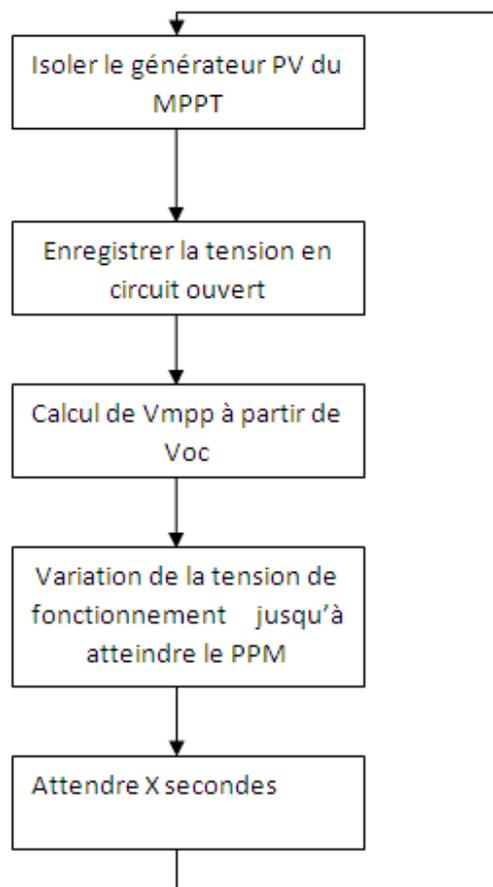


Figure II. 19 Principe de la méthode avec tension de référence en fonction de  $V_{oc}$

Le principe de cette méthode est donné par l'organigramme de la **Figure II.19 [16]**; la tension en circuit ouvert ( $V_{OC}$ ) est mesurée en interrompant le fonctionnement du générateur PV pour une courte durée, Cette valeur est stockée ensuite la tension au point de puissance maximale,  $V_{mpp}$  est calculée en utilisant l'équation (II.15) et la tension de fonctionnement est ajustée jusqu'à atteindre la tension du point de fonctionnement maximale. Cette opération est répétée périodiquement pour suivre le point de fonctionnement optimal. La précision de l'ajustement de la tension de fonctionnement à la tension maximale,  $V_{mpp}$  dépend du choix de la constante K.

Pour une irradiation et une température constantes; la puissance fournie par le générateur PV est donnée par la relation suivante:

$$P = I \times V = (I_{ph} - I_s \left[ \exp\left(\frac{V}{nV_T}\right) - 1 \right]) \times V \quad (\text{II.16})$$

En dérivant la puissance par rapport à la tension, V, on obtiendra:

$$\frac{dP}{dV} = I_{ph} + I_s - I_s \left( 1 + \frac{V}{nV_T} \right) \times \exp\left(\frac{V}{nV_T}\right) \quad (\text{II.17})$$

La puissance délivrée par le panneau PV est maximale lorsque sa dérivée est nulle pour une tension de fonctionnement maximale ( $V_{mpp}$ ):

$$I_{ph} + I_s - I_s \left[ 1 + \frac{qV_{mpp}}{nKT} \right] \exp\left(\frac{qV_{mpp}}{nKT}\right) = 0 \quad (\text{II.18})$$

On remplace le courant de court-circuit,  $I_{sc}$ , par sa relation en fonction de la tension en circuit ouvert:

$$V_{OC} = \frac{nKT}{q} \ln\left(1 + \frac{I_{ph}}{I_s}\right) \quad (\text{II.19})$$

On obtient la relation suivante:

$$\frac{q}{nKT} V_{mpp} + \ln\left[1 + \frac{q}{nKT}\right] V_{OC} \quad (\text{II.20})$$

Le tracé de la fonction  $V_{mpp} = f(V_{OC})$ , montre que cette fonction est pratiquement linéaire

**Figure II.20 [8].**

Dès l'ajustement de la tension de référence:  $V_{mpp}$ ,  $V_{OC}$  est supposée constante pour une large variation de température et de l'ensoleillement ce qui n'est pas le cas en réalité;

donc il existe toujours une erreur entre la valeur de la constante K choisie et la véritable relation qui existe entre  $V_{mpp}$  et la tension en circuit ouvert  $V_{OC}$ .

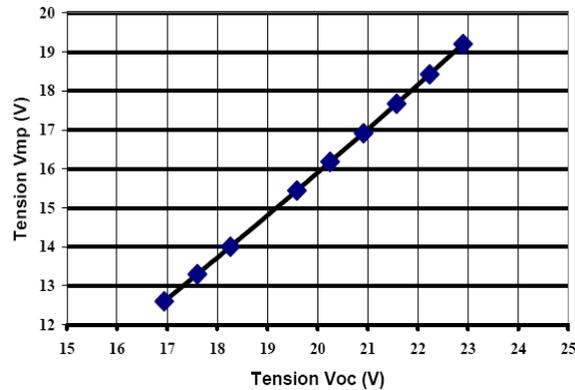


Figure II. 20 La tension de la puissance maximale  $V_{mpp}$  en fonction de la tension à circuit ouvert  $V_{oc}$  d'un panneau constitué de 36 cellules en série

En examinant l'équation (II.19) on constate que la tension en circuit ouvert est fonction des courants de courts circuits et de saturation de la diode qui sont à leur tour fonctions de la température et de l'irradiation comme vue dans le premier chapitre. Donc la tension en circuit ouvert n'est pas constante mais elle dépend de la température et de l'irradiation. La **Figure II.21** montre les valeurs de la constante K spécifiques à un module PV; données pour une température variant de 0 à 60°C et une irradiation de 200 à 1000  $W/m^2$  [23].

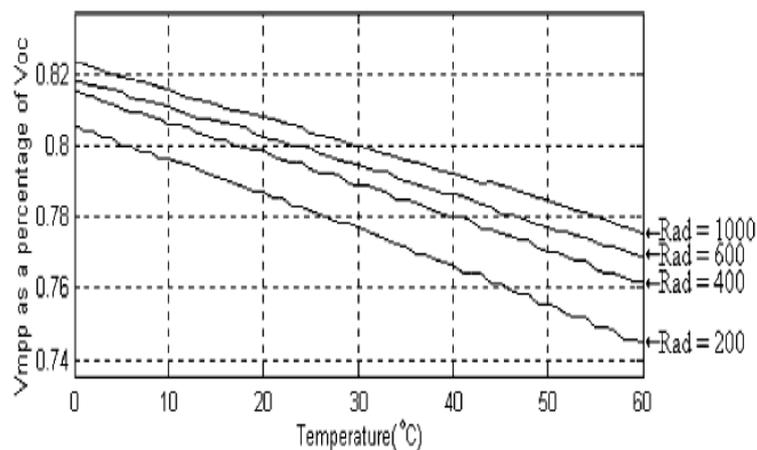


Figure II. 21 Variation de la constante K en fonction de l'irradiation et de la Température

La **Figure II.21** montre que le rapport (K) n'est pas constant mais en réalité dépend de la température et de l'irradiation et varie avec plus de 8% sur l'ensemble de la gamme des conditions citées ci-dessus. Selon la bibliographie les meilleurs rendements de cette méthode sont obtenus pour des valeurs de la constante K variant de 73% à 80%. Bien que cette méthode soit simple son inconvénient est que l'interruption fréquente du fonctionnement du système entraîne des pertes de puissance significatives. Aussi, en observant le principe de cette méthode qui à partir d'une tension en circuit ouvert donnée on détermine le point maximum: si le choix du point de fonctionnement optimal n'est pas exacte ou légèrement inexact, la puissance extraite ne sera pas maximale [23].

#### II.4.6 Méthode avec tension de référence externe (cellule pilote ou cellule de test)

Afin d'éviter les inconvénients possibles liés à l'interruption fréquente du fonctionnement du système une méthode alternative de la précédente a été proposée basée sur l'utilisation d'une cellule de test supplémentaire qui est électriquement indépendante du reste du système. La tension du générateur est mesurée à partir de la tension de la cellule unique qui sera multipliée par un certain facteur comme pour la méthode précédente.

$$K = \frac{V_{mpp}}{V_{OC} \cdot N_{Cellule\ test}} = \text{constante} < 1 \quad (II.21)$$

La tension en circuit ouvert de la cellule pilote va nous donner une information implicite des conditions de fonctionnement courantes du système; en multipliant cette tension avec le nombre de cellules mises en série. La tension de fonctionnement optimale de l'ensemble PV est déterminée à partir de la relation suivante:

$$V_{mpp} = K * V_{OC} \cdot N_{Cellule\ test} \quad (II.22)$$

Cette méthode présente plusieurs avantages par rapport à la précédente parce qu'elle évite les problèmes causés par l'interruption du fonctionnement du système pour mesurer  $V_{oc}$  ce qui cause des pertes de puissance significatives et des bruits dans les circuits électriques.

Comme inconvénient; cette méthode suppose que la cellule PV de test a des caractéristiques électriques identiques à celles de chaque cellule du panneau PV. Par conséquent la tension à circuit ouvert,  $V_{oc}$ , de la cellule de test est considérée

proportionnelle à celle de l'unité PV, donc si la supposition est incorrecte; la puissance maximale n'est pas extraite.

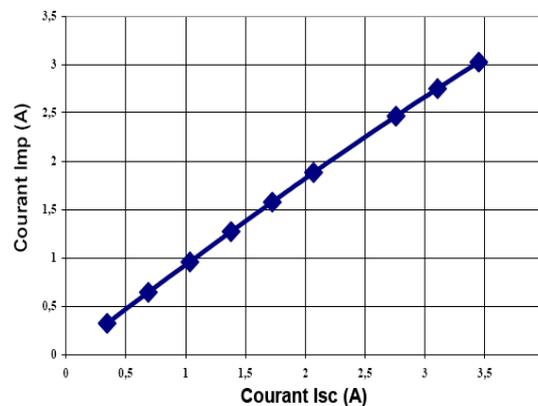
Un autre inconvénient de cette méthode est qu'il est difficile de trouver un endroit idéal de la cellule pilote pour qu'elle donne une information parfaite de la tension à circuit ouvert,  $V_{oc}$ , de l'ensemble pour différents ensoleillements et températures. Dans ce cas il serait nécessaire de placer une cellule pilote individuelle pour chaque module photovoltaïque [2, 3, 8,16, 21].

#### II.4.7 Méthode à courant de référence en fonction du courant de court-circuit $I_{CC}$

Une méthode similaire à celle décrite au §4 basée sur l'exploitation de la relation quasi linéaire qui existe entre le courant de court-circuit,  $I_{CC}$  et le courant de fonctionnement optimal,  $I_{mpp}$  relation (II.23); est utilisée pour traquer le point de fonctionnement optimal voir **Figure II.22** [1, 2, 8, 16, 17].

$$K = \frac{I_{mpp}}{I_{CC}} = \text{constante} < 1$$

(II.23)



**Figure II. 22 Courant de la puissance maximale Imp du panneau en fonction de courant de court-circuit Isc d'un panneau constitué de 36 cellules en séries**

Pour implémenter cet algorithme, un interrupteur est placé à l'entrée du convertisseur statique et s'ouvre pour mesurer le courant de court-circuit  $I_{CC}$  en utilisant un capteur de courant ce qui augmente le coût du système, ensuite le courant au point de puissance maximale  $I_{mpp}$  est déterminé à partir de l'équation (II.23) et le courant de

sortie du panneau est ajusté par le MPPT jusqu'à atteindre le point de puissance maximale. Cette opération est répétée périodiquement afin de suivre les changements des conditions climatologiques.

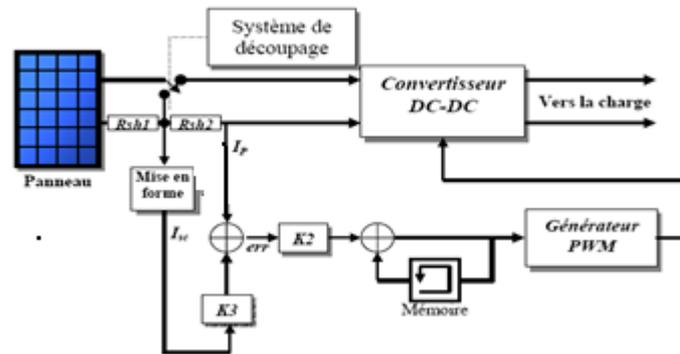


Figure II. 23 Principe de la méthode de tracking à courant de référence en fonction de  $I_{cc}$

La constante de proportionnalité  $K$  dépend de la technologie des cellules solaires, le facteur de forme et les conditions météorologiques principalement. Pour les modules PV polycristallins, la constante de proportionnalité  $K$  est considérée égale à 85%.

La méthode à tension de référence fixe n'est pas applicable dans le cas de la contre réaction de courant à cause de la grande déviation du courant optimal pour différents ensoleillements et températures.

Dans cette méthode l'utilisation d'une cellule pilote comme source d'information de courant de court-circuit de l'ensemble des panneaux PV est impossible par le fait que court-circuiter en permanence cette cellule cause un échauffement supplémentaire qui va fausser l'information générée par cette cellule et amène à sa destruction rapide.

#### II.4.8 Méthode à maximisation du courant de sortie

Cette technique est applicable dans le cas d'une charge de type batterie où la tension de la charge est approximativement constante. Par conséquent la maximisation de la puissance de sortie revient à maximiser le courant de sortie de charge de la batterie ( $I_b$ ). Donc au lieu de chercher à minimiser  $\frac{dP}{dV}$  cette technique commande et

réduit  $\frac{dI_b}{dV}$ . En terme mathématique cette condition est vérifiée si  $\frac{dP_b}{dI_b}$  est bornée et est

strictement supérieure à zéro ceci peut être exprimé comme suit :

$$0 < \frac{V_b}{I_b} + \frac{dV_b}{dI_b} < \infty \quad (II.24)$$

L'avantage de cette technique réside dans sa simplicité parce qu'elle nécessite moins de mesures et de calculs par rapport aux méthodes par maximisation de puissance. Elle consiste seulement à maximiser le courant de la batterie qui est égal au courant de sortie du convertisseur statique ( $I_s$ ). Néanmoins cette méthode présente un inconvénient; est qu'elle ne traque jamais le point de puissance maximale exactement mais il existe toujours un décalage entre la puissance maximale et celle transférée réellement à la charge à cause de l'approximation précédente.

Il faut savoir que la relation (II.24) n'est valable que dans le cas où la charge est une batterie, car dans le cas contraire tel qu'une charge résistive, le rapport  $\frac{dP_b}{dI_b}$  est nul au point MPP et il sera alors impossible de synthétiser le MPP seulement de la composante du courant mesuré [8].

#### II.4.9 Méthode à oscillation forcée

Dans les méthodes discutées précédemment; où les dérivées sont approximées par des différences d'échantillons voisins; l'ajustement de la tension du point maximum conduit à un point proche et oscillant autour du MPP. Ces oscillations sont générées automatiquement par la boucle de contrôle utilisée. Cependant d'autres méthodes basées sur l'ajout d'une oscillation existent. Ces algorithmes sont appelés « méthodes à oscillation forcée » [8, 16].

Dans ces méthodes une petite ondulation (tension sinusoïdale) d'une fréquence de 100Hz est ajoutée à la tension de fonctionnement du module PV. Ce qui amènera à une ondulation de la puissance de sortie du panneau [c.-à-d. que la puissance de sortie possède deux composantes: une continue et la deuxième alternative] dont la phase et l'amplitude dépendent de la position relative du point de fonctionnement par rapport au MPP **Figure II.24 [16].**

- Si cette modulation apparaît dans la zone 'A' [point de fonctionnement à gauche du point de puissance maximale] le signal injecté et celui porté par la puissance auront la même phase.
- Si la modulation apparaît dans la zone 'B' [point de fonctionnement à droite du point de puissance maximale] le signal de puissance est en opposition en phase par rapport au signal de référence injecté [déphasage de 180°].

➤ Dans le cas où le point de fonctionnement est exactement au point de puissance maximale, l'ondulation de la puissance aura deux fois la fréquence de l'ondulation de tension et elle aura une très basse amplitude.

Afin de déterminer la position du point de fonctionnement par rapport au point de puissance maximale le signal d'ondulation de la puissance de sortie est injecté à l'entrée d'un détecteur synchrone; synchronisé sur la composante sinusoïdale de la tension. Après que le détecteur analyse la phase; un signal d'erreur, proportionnel à la distance du point de fonctionnement par rapport au MPP, est généré et est envoyé dans la commande du MLI du convertisseur statique.

L'avantage de cette technique est que l'analyse d'amplitude et de la phase fournit en permanence des informations sur la position du point de fonctionnement par rapport au MPP. En plus le signal d'erreur converge lentement vers zéro, lorsque le point de fonctionnement converge vers le MPP. Ceci permet d'ajuster la tension de fonctionnement à la tension au MPP ce qui évite d'engendrer des oscillations autour du point de puissance maximale, la seule oscillation est causée par le signal injecté.

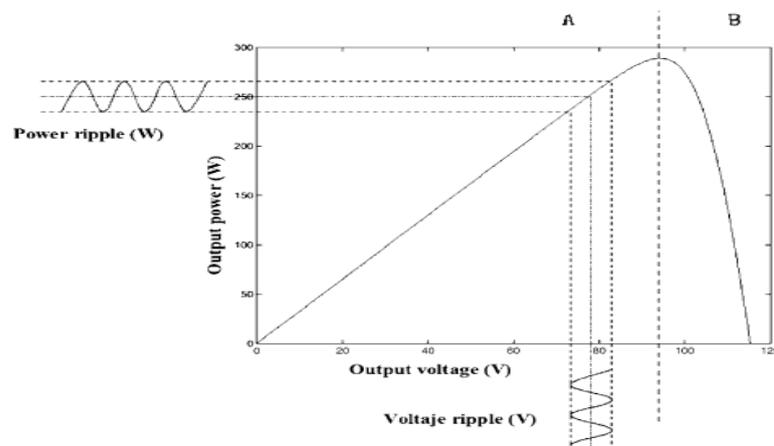


Figure II. 24 Courbe P-V pour un panneau solaire avec l'ondulation de puissance provoquée par la modulation de la tension

Cependant, l'inconvénient de cette méthode réside dans la complexité d'implémentation aussi dès que le MPP est atteint l'évaluation des signaux de faible amplitude; par rapport à la composante continue du signal de puissance de sortie devient difficile. Aussi le signal d'ondulation de la puissance de sortie contient du bruit qui est dû à la commutation du convertisseur statique. Ce bruit peut être filtré mais cette opération causera des pertes dans l'amplitude du signal.

### II.4.10 La méthode de différentiation de puissance

Cette technique est basée sur la résolution de l'équation (II.25) pour déterminer la position du MPP [16].

$$\frac{dP}{dt} = V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dt} + I_{PV} \frac{dV_{PV}}{dt} = 0 \quad (\text{II.25})$$

Pour que l'ajustement du point de fonctionnement au point de puissance maximale se fasse en temps réel cette équation doit être résolue rapidement. Ce qui est difficile à cause du grand nombre d'opérations nécessaires à sa résolution; en effet elle nécessite, au moins, huit calculs et mesures:

- Mesure de la tension actuelle du panneau;
- Mesure du courant actuel du panneau PV;
- Mesure du changement de la tension  $dV_{PV}$  et du courant  $dI_{PV}$  suite à une perturbation du point de fonctionnement entre deux instants;
- Le calcul du produit  $V_{PV}dI_{PV}$ ;
- Le calcul du produit  $I_{PV}dV_{PV}$ ;
- Le calcul de la somme  $V_{PV}dI_{PV} + I_{PV}dV_{PV}$  et la comparaison de cette somme avec zéro;

Si cette somme n'est pas nulle une étape supplémentaire doit être faite sur le signe de la somme  $dP_{PV}$ . Ce signe indique la direction selon laquelle le point de fonctionnement doit être ajusté pour atteindre le MPP.

### II.4.11 Techniques intelligentes pour la commande MPPT

Dans la partie précédente, les méthodes classiques de poursuite de puissance maximale les plus rencontrées dans la bibliographie ont été présentées. Cette partie décrit des techniques intelligentes nouvellement introduites dans le monde de contrôle des MPPT. Il s'agit principalement des réseaux de neurones artificiels et les différentes structures de commande qui leurs sont associées, la logique floue, les systèmes neuro-flous et, à un degré moindre, les algorithmes génétiques (AGs) lesquels font actuellement leur apparition dans la commande électrique.

#### II.4.11.1 Méthode de la logique floue

Cette méthode utilise la logique floue afin de rendre plus rapide la réponse du contrôleur et d'augmenter la stabilité du système une fois le point MPP atteint [2, 8].

La poursuite du point MPP sera divisée en deux phases: la première sera la phase de recherche rude, avec un pas de recherche important pour améliorer la réponse du contrôleur MPPT, la seconde sera une phase fine où le pas sera très petit, ce qui garantira une stabilité du système et la diminution au maximum des oscillations autour du point MPP. Cette caractéristique du contrôleur flou illustre son efficacité et le place parmi les meilleurs dispositifs de poursuite MPPT.

Le contrôleur flou se compose de trois blocs: l'opération de **fuzzification** des variables d'entrée est effectuée dans le premier bloc, elle permet le passage du domaine réel au domaine flou, le deuxième bloc est consacré aux **règles d'inférence**, alors que le dernier bloc est le siège de l'opération de **défuzzification** permettant le retour vers le domaine réel. Cette dernière opération utilise la méthode du centre de masse pour déterminer la valeur de la sortie.

#### II.4.11.2 Méthode par les réseaux de neurones

Avec la venue des contrôleurs par la logique floue, une autre technique MPPT par les réseaux de neurones est apparue.

Les réseaux de neurones ont généralement trois couches: couche d'entrée, couches cachées et couche de sortie. Les variables d'entrées peuvent être des paramètres du panneau photovoltaïque tel que  $V_{OC}$  et  $I_{SC}$ , données atmosphériques comme l'irradiation et la température, ou toute combinaison de ces dernières.

La sortie est habituellement le signal du rapport cyclique utilisé pour commander le hacheur MPPT [2].

#### II.4.11.3 Méthode par les algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques comptent parmi les approches intelligentes utilisées pour la poursuite du point de puissance maximale (PPM) des cellules photovoltaïques pour pouvoir ainsi profiter au maximum de l'énergie solaire et suivre rapidement ce point.

Beaucoup de travaux ont montrés que les AGs donnent des résultats très intéressants dans lesquels la convergence est assurée, avec des temps de calculs et des opérations simples. Néanmoins, les algorithmes génétiques présentent un inconvénient qui réside dans l'utilisation des relations de probabilité rendant ainsi le résultat parfois imprévisible et les performances moins contrôlées [2].

Comme nous l'avons introduit au début de ce chapitre le nombre de techniques MPPT a augmenté considérablement depuis l'apparition de la première commande en 1968 jusqu'à présent, en particulier au cours de ces dernières années. Pour cette raison nous avons essayé de donner un bilan des techniques qui restent toujours les plus favorisées par les chercheurs dans le domaine du photovoltaïque malgré le nombre important des techniques MPPT existantes.

Il existe des techniques, non évoquées ici, et d'autres qui ne sont en fait que des versions améliorées de celles présentées au paragraphes précédents par ce que cela nécessite d'analyser, au moins, une centaine d'articles.

Pour terminer notre étude nous avons rapporté dans les tableaux (II.2) (II.3) (II.4) des chiffres tirés de la bibliographie sur les rendements de quelques techniques MPPT présentées dans ce chapitre afin de montrer l'efficacité de chacune d'elles.

<b>Ciel</b>	<b>P&amp;O</b>		<b>CondInc</b>		<b>OV</b>	
	Jours	$\eta_{MPPT}$	Jours	$\eta_{MPPT}$	Jours	$\eta_{MPPT}$
<b>clair</b>	20	98.7	17	98.7	20	90.4
<b>Partiellement nuageux</b>	14	96.7	17	97.0	10	90.1
<b>nuageux</b>	9	98.1	11	96.7	6	93.1
<b>Total</b>	43	97.8	39	97.4	36	91.2

\*Tableau (II.2) Rendements de quelques techniques MPPT

<b>Irradiation (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>OV</b>	<b>CondInc</b>
1000	96.6 (%)	97.4 (%)
800	96.5 (%)	97.2 (%)
600	96.3 (%)	97.5 (%)
400	96.5 (%)	97.6 (%)
300	96.5 (%)	82.1 (%)
200	96.4 (%)	-----

**\*Tableau (II.3) Rendements de quelques techniques MPPT**

\* : Les **Tableaux (II.2) et (II.3)** ont été publiés par [23] et [24] suite à leur recherche bibliographique.

D'après les tableaux montrés ci-dessus on remarque que les meilleurs rendements sont obtenus par la méthode de la capacité parasite et à un degré moins la technique de la conductance incrémentale et le P&O.

Quant à la technique à conductance incrémentale elle présente plus d'efficacité que le P&O mais lorsque les paramètres de ce dernier sont très bien optimisés ces deux algorithmes présentent pratiquement les mêmes rendements malgré la déviation du P&O dans le cas des conditions atmosphériques brusquement changeantes [23].

Et d'après le tableau (II.3) on constate clairement que dans le cas d'une journée nuageuse le P&O a donné des meilleurs rendements par rapport à la conductance incrémentale car pour des faibles ensoleillements **Figure II.12** la puissance varie très faiblement en fonction de la tension donc la relation  $\frac{\Delta P}{\Delta V} = 0$  est pratiquement vérifiée

pour toute tension de fonctionnement près du MPP, dans ce cas la tension  $V_{mpp}$  recherchée par le contrôleur MPPT peut ne pas coïncider avec le vrai point de puissance maximale.

Par rapport aux méthodes précédentes la méthode à contre réaction de tension présente des rendements inférieurs et qui restent aussi acceptables.

Une étude faite par [24] a confirmé ce qui a été porté par [23] pour les faibles ensoleillements la conductance incrémentale présente des faibles rendements **Tableau(II.3)**. Par contre la technique de contre réaction de tension a donné des rendements élevés dans ces conditions d'ensoleillements.

Nous avons mentionné aussi quelques résultats de simulations faites par [8]:

La méthode à contre réaction de tension avec cellule pilote, a montré une chute de la puissance récoltée par rapport aux autres méthodes pour des ensoleillements importants, là où l'approximation linéaire de la relation entre la valeur de la tension en circuit ouvert de la cellule pilote et la tension optimale des autres panneaux est moins réelle. Et lorsque cette cellule est dans une position idéale elle donne un très bon résultat, supérieur à des méthodes algorithmiques plus compliquées.

La méthode de la logique floue donne la meilleure quantité d'énergie récoltée parmi les autres méthodes de poursuite. Elle a l'inconvénient d'être très agitée vis-à-vis des variations brusques des conditions de fonctionnement ce qui cause des dépassements et des déviations du vrai point MPP.

## II.5.Conclusion

L'état de l'art des différentes techniques MPPT a été présenté dans ce chapitre suivi d'une comparaison afin de montrer les avantages et les inconvénients de chacune d'elles. Le chapitre suivant sera consacré à l'étude des circuits FPGA.

# **CHAPITRE III**

## **FPGA et VHDL**

# CHAPITRE III

## FPGA et VHDL

### III.1 Introduction

Au début des années 80, les développeurs disposaient de circuits de type PLD, facilement programmables mais ne pouvant contenir des designs trop complexes. Les ASICS quant à eux supportaient des systèmes de grande complexité mais n'avaient pas les propriétés de configuration des PLD. Il manquait donc un type de circuits permettant la réalisation des systèmes complexes, tout en offrant une configuration rapide et peu onéreuse. C'est pourquoi en 1984, RossFreeman, Bernie Vonderschmit, et Jim Barnett fondent la compagnie Xilinx. En 1985, ils introduisaient sur le marché le premier FPGA, le XC2064, et offrent ainsi une alternative aux précédentes approches.

Depuis la commercialisation du premier pré diffusé programmable (FPGA) en 1985, l'utilisation de ces circuits ne cesse de s'étendre à des domaines et applications variés. Les circuits FPGA, permettent d'implémenter des systèmes numériques aussi complexes que ceux réalisés jusqu'alors grâce aux ASICS, tout en ayant le grand avantage de pouvoir être programmés électriquement [29].

L'intérêt suscité par les FPGA est dû essentiellement à leurs prix abordables, facilité de mise en œuvre et flexibilité. En outre, les coûts fixes et délais de fabrications, en comparaison avec les circuits spécifiques (ASIC), sont totalement éliminés. Cependant, ils présentent une faible densité d'intégration de portes logiques et atteignent des fréquences de travail relativement faibles devant les ASIC.

Les circuits FPGA sont principalement composés d'un tableau d'éléments plus ou moins complexes pouvant être configurés, ainsi que d'un réseau complexe de connexions également configurables.

Dans ce chapitre nous allons décrire d'une manière générale l'architecture des circuits FPGA ainsi que les étapes nécessaires au développement d'un projet sur le circuit FPGA **Virtex-II V2MB1000**, disponible dans notre laboratoire, en partant de la programmation en utilisant le langage de description matériel VHDL, jusqu'au chargement sur la carte ce qui permet d'utiliser par la suite les ressources de cette carte pour implémenter des algorithmes MPPT discutés dans le chapitre précédent.

---

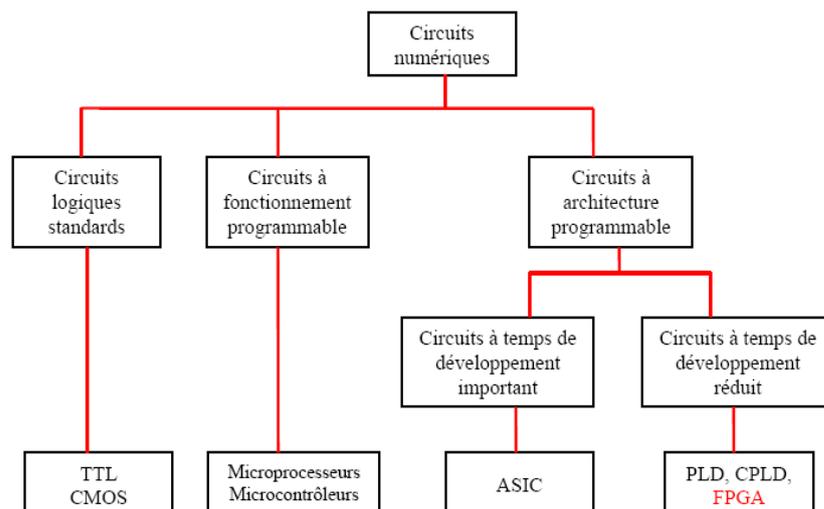
## III.2 Circuits FPGA

Un FPGA (Field Programmable GateArray: réseau logique programmable) est un réseau régulier de blocs logiques configurables (CLB) organisés en matrices, associé à un ensemble de connexion de routage permettant de connecter pratiquement n'importe quelle cellule à n'importe quelle autre. Pour faciliter l'interface avec l'extérieur du composant, sont également présentes des cellules spécialisées d'E/S (I/O Blocs).

Les FPGA sont des circuits à architecture programmable qui ont été inventés par la société XILINX en 1984, Ils sont entièrement reconfigurables et ne demandent donc pas de fabrication spéciale en usine, ni de systèmes de développement coûteux; ceci permet de les reprogrammer à volonté afin d'accélérer notablement certaines phases de calculs. Un autre avantage de ces circuits est leur grande souplesse qui permet de les réutiliser à volonté dans des algorithmes différents en un temps très court.

De nombreuses familles de circuits programmables et reprogrammables sont apparues depuis les années 70 avec des noms très divers suivant les constructeurs. La **Figure III.1** donne une classification possible des circuits numériques en précisant où se situent les circuits FPGA dans cette classification [2, 30].

Actuellement, il existe sur le marché plusieurs fabricants des circuits FPGA à savoir, dans l'ordre alphabétique, Actel, Altera, Atmel, Lattice Semiconductor, QuickLogic et Xilinx dont Xilinx et Altera sont les plus connus. Dans ce qui suit, nous allons faire une description de l'architecture utilisée par Xilinx [2].



**Figure III. 1 Classification des circuits numériques**

### III.2.1 Architecture matérielle des circuits FPGA

Un circuit FPGA, **Figure III.2.**, est constitué de:

- Une couche appelée circuit configurable constituée principalement de :
  - plusieurs cellules incorporant un bloc logique simple.
  - switches qui réalisent les interconnexions entre les cellules.
  - blocs d'entrée/sortie.

Des interconnexions entre les cellules.

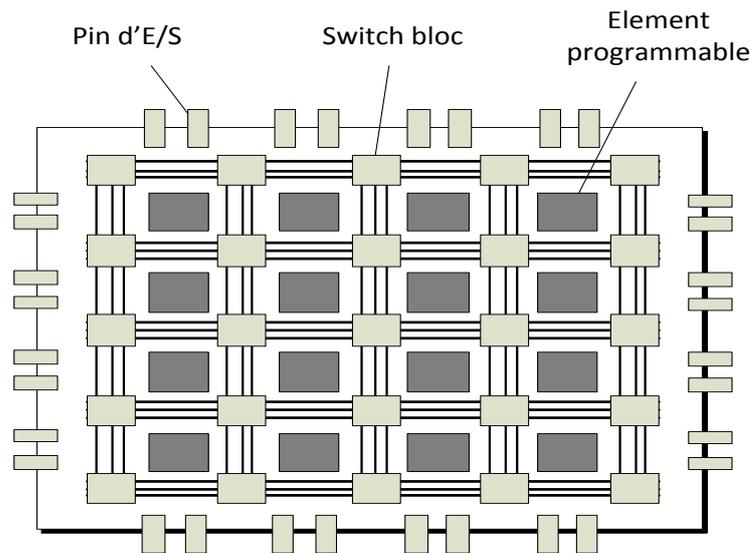


Figure III. 2 L'architecture générale du FPGA

La couche dite 'circuit configurable' est constituée d'une matrice de blocs logiques configurables CLB permettant de réaliser des fonctions combinatoires et des fonctions séquentielles. Tout autour de ces blocs logiques configurables, nous trouvons des blocs entrées/sorties IOB dont le rôle est de gérer les entrées-sorties réalisant l'interface avec les modules extérieurs. La programmation du circuit FPGA appelé aussi LCA (logic cells arrays) consistera par le biais de l'application d'un potentiel adéquat sur la grille de certains transistors à effet de champ à interconnecter les éléments des CLB et des IOB afin de réaliser les fonctions souhaitées et d'assurer la propagation des signaux. Ces potentiels sont tout simplement mémorisés dans le réseau mémoire SRAM. La configuration du circuit est mémorisée sur la couche réseau SRAM et stockée dans une ROM externe [2, 30, 31].

### III.2.1.1 Blocs logiques programmables (CLB):

Un bloc logique programmable est constitué principalement de cellules logiques (LC : Logic Cell) qui représentent les éléments de base constituant un CLB. La **Figure III.3 [33]**, représente un schéma simplifié d'un CLB de la carte FPGA Virtex. La combinaison de deux LCs forme ce qu'on appelle un slice et la combinaison de quatre slices nous donne un CLB.

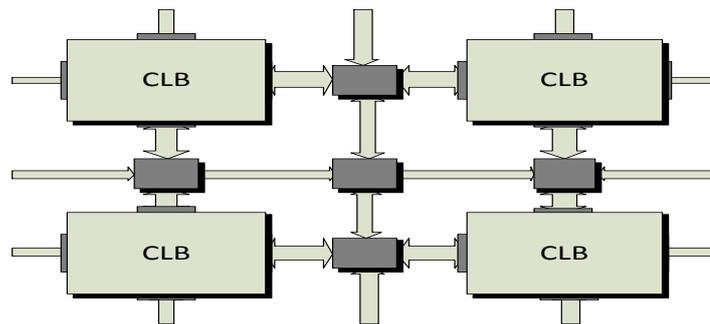


Figure III. 3 Schéma simplifié d'un bloc logique configurable

Les cellules logiques constituant un circuit FPGA; **Figure III.4;** sont principalement composées:

- de portes logiques pour réaliser des fonctions logiques simples: blocs de logique combinatoire composés de deux générateurs de fonction à quatre entrées (LUT). Chaque cellule logique, appelée Configurable Logic Block (CLB), est programmée à l'aide d'une *look-up table* (LUT). Le chargement de la configuration peut prendre plusieurs millisecondes, temps pendant lequel le circuit est inutilisable
- de bascules pour réaliser des mémoires.
- de quatre autres entrées permettant d'effectuer les connexions internes entre les différents éléments du CLB.

La LUT (Look Up Table) est un élément qui dispose de quatre entrées, il existe donc  $2^4=16$  combinaisons différentes de ces entrées. L'idée consiste à mémoriser la sortie correspondant à chaque combinaison d'entrée dans une petite table de 16 bits, la LUT devient ainsi un petit bloc générateur de fonctions. La **Figure III.4 [30]** montre le schéma simplifié d'un CLB de la famille XC4000 de Xilinx.

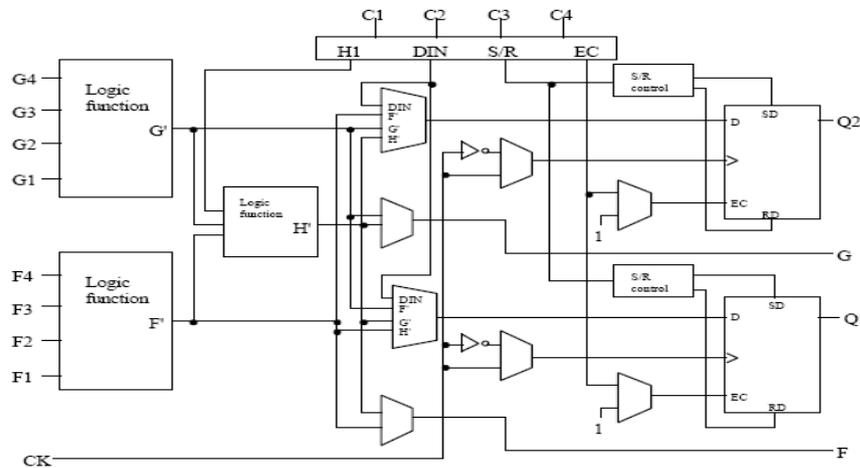


Figure III. 4 Schéma simplifié d'une cellule logique de (XC4000 de Xilinx)

### III.2.1.2 Les blocs d'entrée/sortie programmables

Les blocs d'entrée/sortie (E/S) servent d'interface entre les pins du circuit et le cœur du FPGA via le routage programmable. Ils sont présents sur toute la périphérie du circuit FPGA. Chaque bloc E/S contrôle une broche du composant et il peut être défini en entrée, en sortie, en signal bidirectionnel ou être inutilisé (état haute impédance)

**Figure III.5 [30].**

### III.2.1.3 Le réseau d'interconnexions dans un circuit FPGA

Les blocs logiques configurables (CLB) et les blocs d'entrée/sortie (IOB) sont connectés entre eux par des dispositifs variés qui constituent un réseau d'interconnexions programmable. Les connexions internes dans les circuits FPGA sont composées de segments métallisés. Parallèlement à ces lignes, nous trouvons des matrices programmables réparties sur la totalité du circuit, horizontalement et verticalement entre les divers CLB. Elles permettent les connexions entre les diverses lignes, celles-ci sont assurées par des transistors MOS dont l'état est contrôlé par des cellules de mémoire vive ou RAM (Random Access Memory). Le rôle de ces interconnexions est de relier avec un maximum d'efficacité les blocs logiques et les

blocs d'entrées/sorties afin que le taux d'utilisation dans un circuit donné soit le plus élevé possible. Pour parvenir à cet objectif, Xilinx propose trois sortes d'interconnexions selon la longueur et la destination des liaisons. Nous disposons:

- d'interconnexions à usage général (matrices),
- d'interconnexions directes,
- de longues lignes.

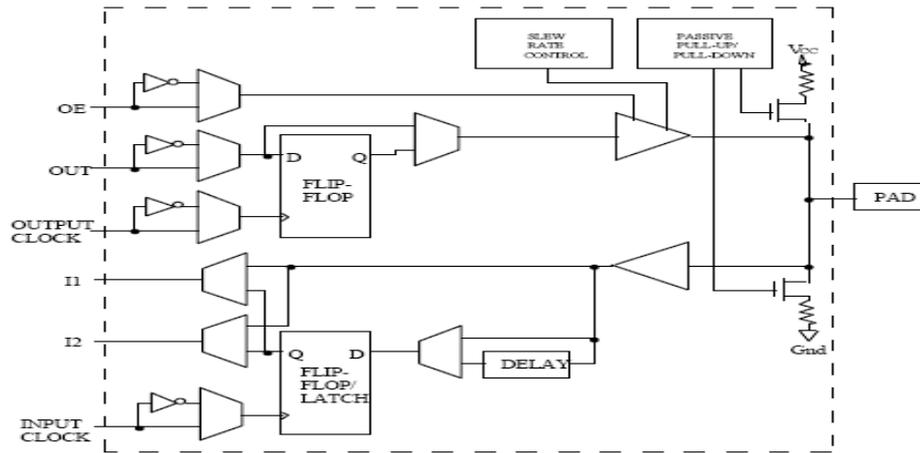


Figure III. 5 Schéma d'un bloc d'entrée/sortie (IOB)

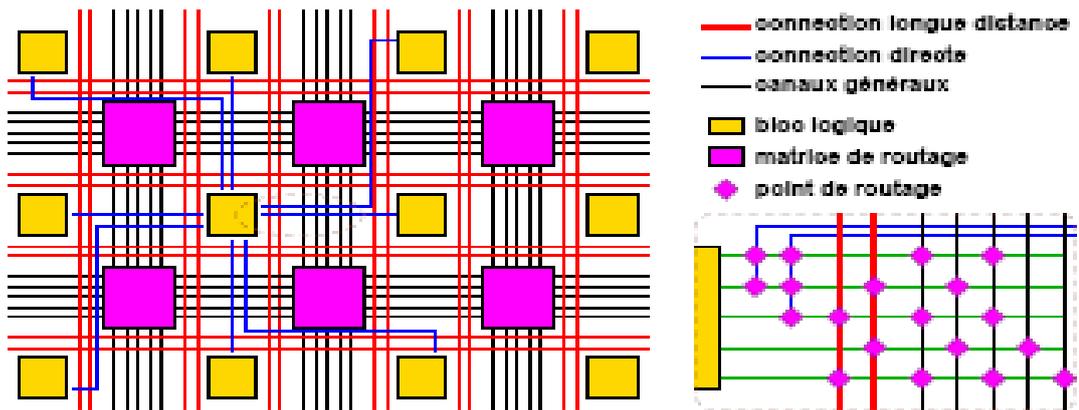


Figure III. 6 Réseau d'interconnexions dans un circuit FPGA

### III.2.1.4 Nomenclature des circuits FPGA

Les circuits FPGA suivent la nomenclature suivante, selon un exemple donné [2]:

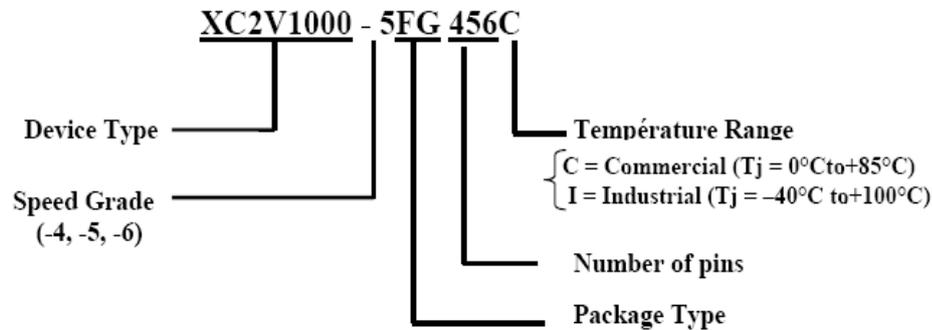


Figure III. 7 Nomenclature des circuits FPGA

- **Device type:** il montre le type de la famille qui est dans notre exemple VIRTEX-II.
- **Speed grade:** il montre la vitesse du composant selon la technologie.

Terminons ce point par un bref aperçu des avantages et désavantages [29] de l'approche FPGA en commençant par les désavantages:

- Une fréquence d'horloge moins élevée, pour une même application, en comparaison avec les ASICs.
- Une plus grande place nécessaire sur le silicium, beaucoup de logique additionnelle étant nécessaire au bon fonctionnement de la programmation du FPGA.
- Dans la même lignée, l'ensemble des éléments programmables ne sont jamais entièrement utilisés. Leur nombre dépend de la taille du design, mais ne peut pas atteindre 100%, le routage devenant quasiment impossible lorsque le circuit est presque plein.

Et enfin les avantages des FPGAs:

- Un faible coût de développement, le prototype ne nécessitant pas de réalisation matériel, mais seulement des tests successifs sur un FPGA.
- Peu de risques, dans le sens où une erreur de design est très vite corrigée et n'implique pas la création d'un nouveau circuit.
- Une grande rapidité lors de la réalisation d'un prototype.

## III.3 Développement d'un projet sur circuit FPGA

### III.3.1 Description de la carte de développement

Le kit de développement Virtex-II V2MB1000 de Memec Design, qu'on va utiliser pour développer notre application, fournit une solution complète de développement d'applications sur la famille Virtex-II de Xilinx. Il est constitué principalement des éléments suivants :

- **Circuit FPGA XC2V1000-4FG456C [35]**: Ce circuit fait partie de la famille Virtex-II, qui est une famille de circuits développés pour des applications haute performance telles que les télécommunications, l'imagerie et les applications DSP. Il est composé de :
    - 456 broches dont 324 peuvent être utilisées en entrées/sorties.
    - Une matrice de 40x32 CLB.
    - Un total de 10240 LUT et 10240 bascules « flip-flop ».
    - RAM de 163840 bits.
  - **Mémoire DDR "Double Data Rate"** d'une capacité maximale de 32MB.
  - **Générateurs d'horloges internes** : ils sont en nombre de deux ; ils génèrent des signaux d'horloge à 100MHz (CLK.CAN2) et 24MHz (CLK.CAN1), un troisième signal d'horloge externe est disponible et peut être utilisé si on a besoin.
  - **Circuit de remise à zéro " Reset "**.
  - **Boutons poussoirs** : ils sont en nombre de quatre
    - Le bouton poussoir " PROGn" qui sert à initialiser la configuration et charger le contenu de la PROM dans le circuit FPGA (**SW2**).
    - Le bouton poussoir **SW3** qui sert à activer le circuit de remise à zéro.
    - Les deux boutons poussoirs **SW5** et **SW6** qui peuvent être utilisés pour générer des signaux actifs.
  - **Deux afficheurs 7 segments** qui peuvent être utilisés durant la phase de test et de debugging.
  - **Interface Dip-Switch (SW4)** cette interface est constituée de 8 entrées exploitables par l'utilisateur (DIP switch) qui peuvent être mis statiquement à un état haut ou bas.
-

• **Interface RS232** : la carte dispose d'un port RS232 de type série asynchrone utilisant un connecteur DB9. Sur la carte de prototypage deux pins sont seulement utilisées qui sont

- La pin 2: C'est la pin par laquelle le connecteur DB9 reçoit des données à travers le signal RD (Receive Data).
- La pin 3: c'est la pin par laquelle le connecteur DB9 envoie des données à travers le signal TD (Transmit Data).

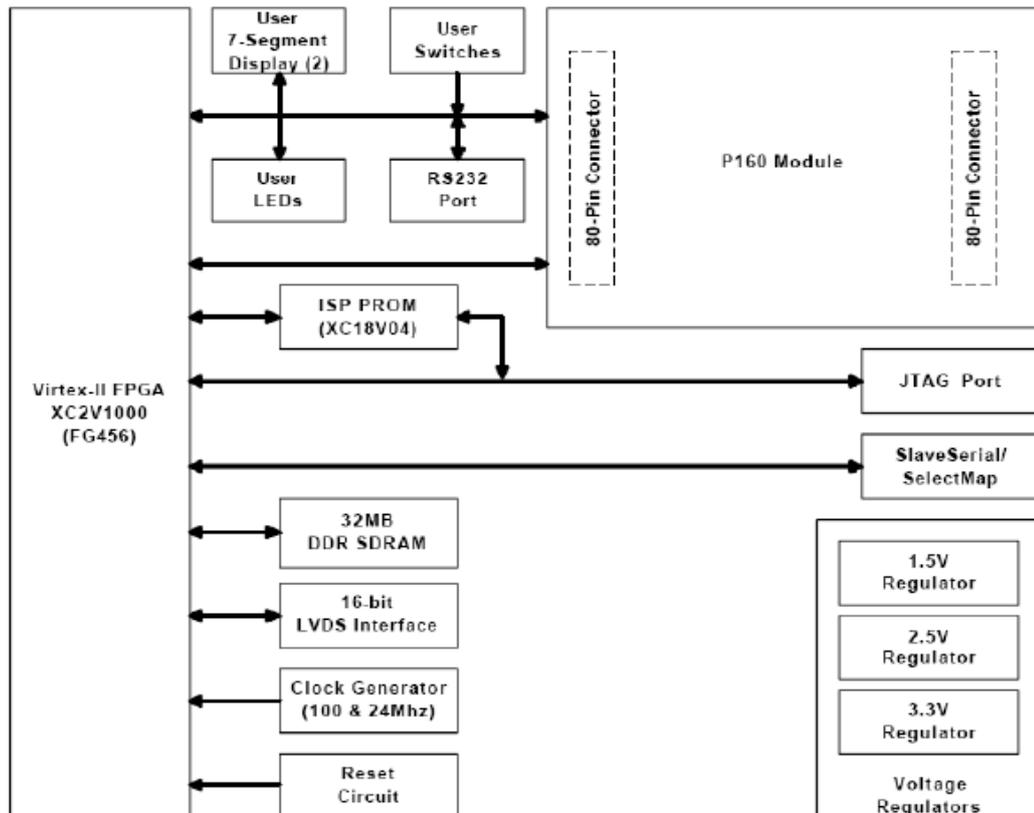


Figure III. 8 Diagramme de la carte de développement

- **Interface JTAG** : elle sert à programmer l'ISP PROM et configurer le circuit FPGA.
- **Régulateurs de tension internes** ils génèrent, à partir de l'alimentation principale de 5V, des tensions internes d'alimentation à 1,5V, 2,5V et 3,3V.

Nous avons représenté sur la **Figure III.7 [35]** un schéma simplifié de la carte de développement Memec Design Virtex-II V2MB1000.

Il existe un jumper sur La carte de développement qui permet de la configurer pour qu'elle travaille en mode Master Serial, Slave Serial, Master SelectMap, Slave SelectMap ou JTAG selon la position qui prend : M0, M1, M2 et M3.

### III.3.2 Chargement du programme sur la carte de développement

La carte de développement Virtex-II supporte plusieurs méthodes de configuration de son circuit FPGA. Le port JTAG peut être utilisé directement pour configurer le FPGA, ou pour programmer l'ISP PROM. Une fois l'ISP PROM programmée, elle peut être utilisée pour configurer le FPGA. Le port SelectMap/Slave Serial sur cette carte peut aussi être utilisé pour configurer le FPGA. La **Figure III.8** suivante montre l'installation pour toutes les configurations de modes supportés par la carte de développement Virtex-II V2MB1000.

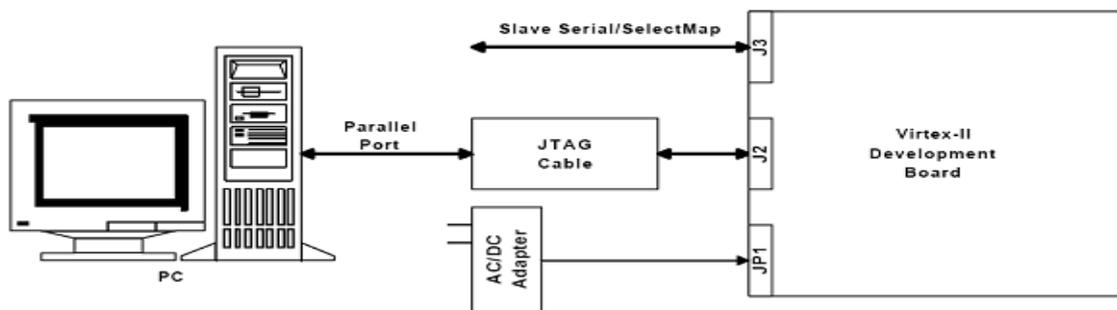


Figure III. 9 Chargement du programme sur la carte FPGA

#### ➤ Utilisation de l'interface JTAG

Le câble Memec Design JTAG est connecté d'un côté à la carte de développement, et de l'autre au port parallèle du PC. On utilise alors l'outil de programmation du JTAG de Xilinx (iMPACT) pour charger le programme binaire soit directement sur le circuit FPGA en mode JTAG, soit sur l'ISP PROM en mode Master Serial ou Master SelectMap, dans ce dernier cas il faut appuyer sur le bouton poussoir PROGn (SW2) pour initialiser la configuration dans le circuit FPGA.

### III.4 Langage de description matériel VHDL

Le réseau de connexions des FPGAs est des plus complexes, de par le nombre d'éléments à connecter (Jusqu'à plus de 150'000) Le placement-routage d'un design pour un circuit donné est donc une tâche laborieuse. Un développeur commence par décrire son système, soit dans un langage de description matériel de type VHDL, Verilog, soit grâce à un éditeur de schéma, tel ViewLogic ou HDL Designer. Le logiciel s'occupe ensuite de la synthèse, transformant la création du développeur en une liste de composants de base et de leurs interconnexions. L'étape suivante consiste à placer

ces composants dans les éléments de base du FPGA, puis de créer le routage nécessaire au transfert des signaux entre les composants [29].

### III.4.1 VHDL

**VHDL** est un langage de description matériel destiné à représenter le comportement ainsi que l'architecture d'un système électronique numérique. L'acronyme VHDL signifie **VHSIC Hardware Description Language**, (**VHSIC**signifiantlui-même**Very High Speed Integrated Circuit**).

L'intérêt d'une telle description réside dans son caractère exécutable:une spécification décrite en VHDL peut être vérifiée par simulation, avant que la conception détaillée ne soit terminée. En outre, les outils de conception assistée par ordinateur permettant de passer directement d'une description fonctionnelle en VHDL à un schéma en portes logiques ont révolutionné les méthodes de conceptions des circuits numériques, FPGA[36].

Le langage VHDL a été commandé par le Département de la défense des Etats Unis.Sa version initiale standard IEEE 1076-1987, incluait un large éventail de types de données, numériques (entiers, réels), logiques (bits, booléens), caractères, temps, plus les tableaux de bits et chaînes de caractères. L'un des principaux problèmes concernait le type bit. Celui-ci ne pouvant prendre que 2 valeurs (0, 1), il était impossible de représenter les signaux de valeur inconnue ou encore les signaux en haute impédance. La norme IEEE 1164 définit le type `std_logic` avec neuf états possibles. Ceci a été adopté dans le VHDL-93 (seconde version de la norme IEEE 1076).

Afin de répondre aux différents problèmes de l'électronique, la norme VHDL a dû évoluer. L'IEEE Design Automation Standards Committee (DASC) a créé la norme IEEE 1076.1 (1999), ou VHDL-AMS (*VHDL-Analog & Mixed Systems*). Cette nouvelle norme est une extension de la norme IEEE 1076-1987 déjà existante. Elle permet la description et la simulation de circuits analogiques, numériques, et mixtes (analogique et numérique) [37].

### III.4.2 Structure d'une description VHDL simple

La description d'un objet en VHDL se compose d'une description de l'interface externe et d'une description de la structure interne ou du fonctionnement interne. On parle d'entité pour la partie externe: Entity. L'entité comprend principalement le port,

contenant lui-même la liste des signaux de l'interface et leur type ainsi que leur mode (in, out, inout, buffer).

La description interne s'appelle une architecture. Le langage VHDL prévoit plusieurs possibilités de décrire une même entité avec différentes architectures.

L'architecture comprend deux parties: une partie déclarative et une description VHDL structurelle ou comportementale. Les déclarations concernent surtout les signaux internes non visibles de l'extérieur mais utiles pour la connexion des différents éléments composant l'architecture. Enfin, l'architecture en elle-même est constituée de trois types d'éléments: des instructions concurrentes, des instances des composants, et des descriptions algorithmiques appelées processus [32].

### III.5 Etapes nécessaires au développement d'un projet sur FPGA

Le but d'un langage de description matériel tel que le VHDL est de faciliter le développement d'un circuit numérique en fournissant une méthode rigoureuse de description du fonctionnement et de l'architecture du circuit désirée. L'idée est de ne pas avoir à réaliser (fondre) un composant réel, en utilisant à la place des outils de développement permettant de vérifier le fonctionnement attendu. Ce langage permet en effet d'utiliser des simulateurs dont le rôle est de tester le fonctionnement décrit par le concepteur et de synthétiser cette description matérielle pour obtenir un composant réalisant les fonctions désirées, à l'aide d'éléments logiques concrets (portes logiques, bascules ou registres). Ceux-ci seront implémentés dans les éléments programmables des FPGA. Après la synthèse viennent les phases de: placement, routage **Figure III.9** [2,15].

---

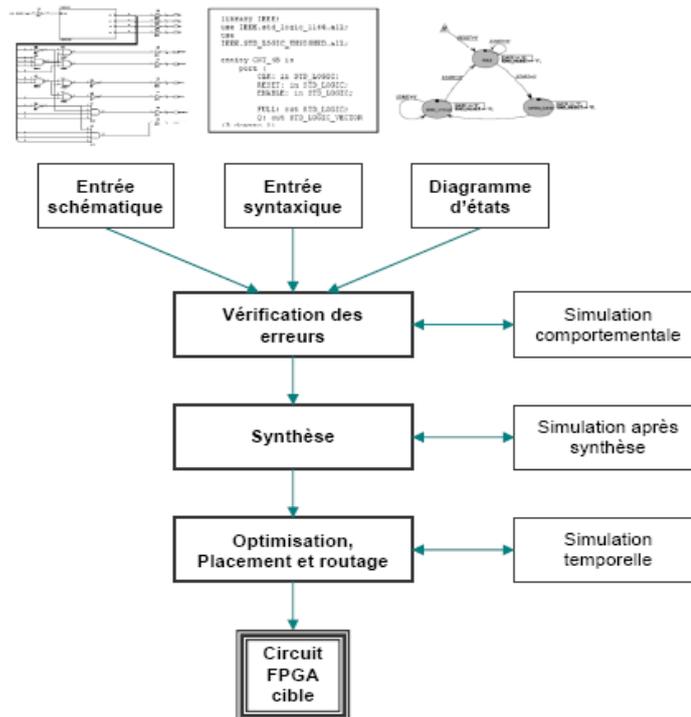


Figure III. 10 Organisation fonctionnelle de développement d'un projet sur circuit FPGA

### III.5.1 Saisie du texte VHDL

La saisie du texte VHDL se fait sur le logiciel «ISE Xilinx Project Navigator». Ce logiciel propose une palette d'outils permettant d'effectuer toutes les étapes nécessaires au développement d'un projet sur circuit FPGA. Il possède également des outils permettant de mettre au point une entrée schématique ou de créer des diagrammes d'état, qui peuvent être utilisés comme entrée au lieu du texte VHDL.

La **Figure III.10.a** montre comment se présente le logiciel «ISE Xilinx Project Navigator».

On commence par créer un projet, ensuite inclure des fichiers sources dans lesquels il faut saisir le texte VHDL désiré. On peut inclure autant de sources qu'on veut dans un projet.

### III.5.2 Vérification des erreurs

Une fois qu'un composant a été décrit, il doit être compilé avant de le simuler. Comme pour tous les langages de programmation, le processus de compilation consiste à passer d'une représentation textuelle, compréhensible par l'homme et l'ordinateur à une représentation interne, uniquement utilisable par le simulateur. En VHDL, le résultat d'une compilation vient peupler une bibliothèque, éventuellement

organisée en plusieurs compartiments appelés «packages». A chaque bibliothèque est associé un répertoire (dossier) dans le système de fichier de l'ordinateur. Par défaut le résultat de la compilation sera mis dans une bibliothèque de travail «work».

Cette étape est effectuée en appuyant sur le bouton « check syntax ». Elle permet de vérifier les erreurs (errors) de syntaxe du texte VHDL et d'afficher les différentes alarmes (warnings) liées au programme. Cette étape permet donc de valider la syntaxe du programme et de générer la « netlist », qui est un fichier contenant la description de l'application sous forme d'équations logiques.

### III.5.3 Simulation

Le simulateur utilisé est le « **ISim Simulator** », **Figure III.10.b**. La simulation permet de vérifier le comportement d'un design avant ou après implémentation dans le composant cible. Lors de l'étape de simulation comportementale, on valide l'application indépendamment de l'architecture et des temps de propagation du futur circuit cible. La phase de simulation après synthèse valide l'application sur l'architecture du circuit cible FPGA.

### III.5.4 Synthèse

La synthèse permet de réaliser l'implémentation physique d'un projet. Le synthétiseur a pour rôle de convertir le projet, en fonction du type du circuit FPGA cible utilisé, en portes logiques et bascules de base. L'outil « View RTL Schematic » permet de visualiser les schémas électroniques équivalents générés par le synthétiseur **Figure III.10.c**.

Le synthétiseur permet, également, à l'utilisateur d'affecter les broches d'entrées/sorties (Assign Package Pins). La **Figure III.10.d** montre un aperçu de l'outil d'assignation des broches d'entrées/sorties.

### III.5.5 Optimisation, placement et routage

Pendant l'étape d'optimisation, l'outil cherche à minimiser les temps de propagation et à occuper le moins d'espace possible sur le circuit FPGA cible. Le placement et routage permettent de tracer les routes à suivre sur le circuit afin de réaliser le fonctionnement attendu. La **Figure III.10.e** donne un aperçu de l'outil de placement et routage « FPGA Editor » qui permet de visualiser et d'éditer le circuit routé.

---

### III.5.6 Programmation du composant et test

Dans cette dernière étape (Generate Programming Files), on génère le fichier à charger sur le circuit FPGA à travers l'interface JTAG. Une fois le programme chargé sur le circuit, on peut tester et visualiser les résultats directement sur la carte de.

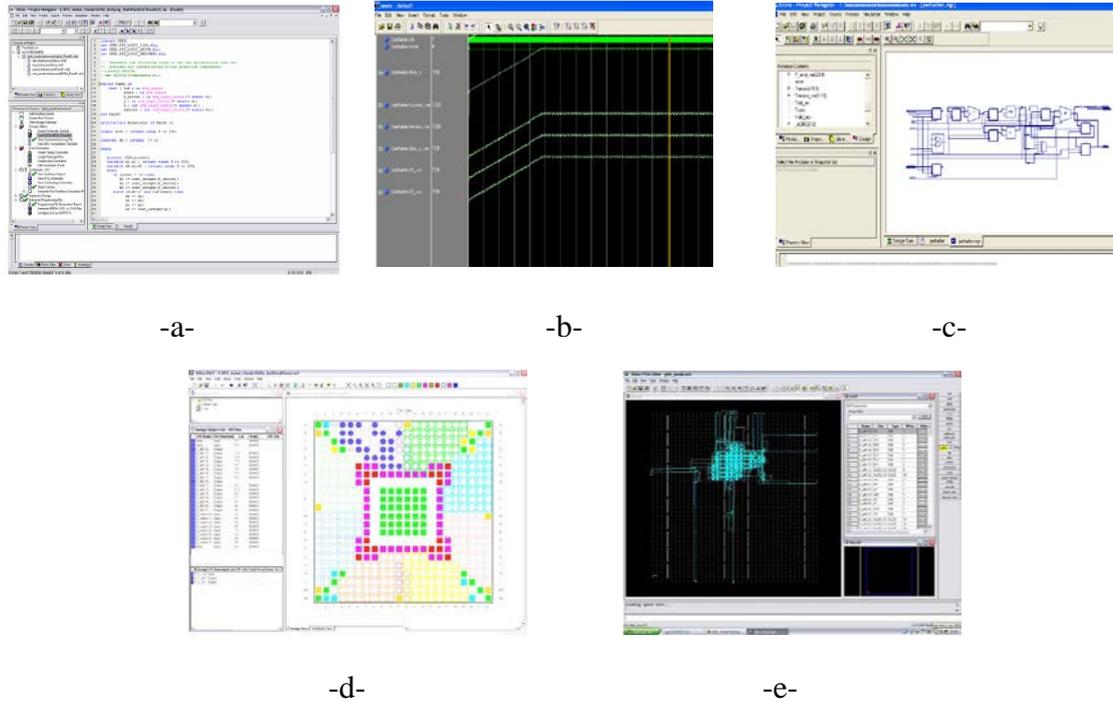


Figure III. 7 Etapes de développement d'un projet sur circuit FPGA

### III.6 Conclusion

Le présent chapitre a été consacré à l'étude de l'architecture des circuits logiques programmables FPGAs en particulier celle retenue par xilinx,. Nous avons également présenté les étapes nécessaires au développement d'un projet sur un circuit FPGA. Toutes ces notions seront utilisées dans le chapitre suivant pour simuler l'algorithme classique de recherche du point de puissance maximale dit « Perturber et Observer ».

## **CHAPITRE IV**

### **Simulation de l'algorithme P&O et implémentation sur un circuit FPGA**

# CHAPITRE IV

## Simulation de l'algorithme P&O et implémentation sur un circuit FPGA

### IV.1 Introduction

Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté quelques techniques de poursuite du point de puissance maximale. Chacune de ces méthodes a ses avantages et ses inconvénients. Le but de ce chapitre est d'effectuer la simulation de l'algorithme « P&O ».

Dans ce chapitre nous allons dans un premier temps présenter les caractéristiques de la cellule PV choisie et son modèle mathématique en expliquant son fonctionnement et l'influence des facteurs externe et interne sur les caractéristiques IV et PV tout en rappelant les principes de l'algorithme utilisé "P&O" et du hacheur. Dans un deuxième temps nous allons effectuer des simulations sur le module PV BP 120 MSX en utilisant un outil de programmation conventionnel et le langage de description VHDL, et comparer les résultats. Une fois le résultat de simulation est satisfaisant; nous effectuerons une synthèse logique qui consistera à traduire la description fonctionnelle du système en une association de fonctions logiques.

### IV.2 Description du système

D'une puissance totale de 2160 Wc, l'installation est composée de 18 panneaux BP-Solar MSX 120Wc divisés en 6 sous-ensembles indépendants. L'installation comporte également 12 batteries pour le stockage de l'énergie électrique; deux onduleurs Sontime; deux régulateurs de charge STeca.

#### IV.2.1 Description du module BP MSX 120Wc 72 Cellules

Le module BP MSX 120 est constitué de 72 cellules monocristallines connectées en série, d'une puissance crête de 120W **Figure IV.1 [26]**. Fabriqué par BP Solar avec les caractéristiques que montre la figure suivantes :



Figure IV. 1 Module PV BP MSX 120

#### IV.2.1.1 Caractéristiques électriques

Le **Tableau IV.1 [26]** résume les caractéristiques électriques du module PV fournies par le constructeur au datasheet.

<b>CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES</b>	<b>BP MSX 120</b>
Puissance maximale (Pmax)	120 w
Tension au point de puissance maximale (Vmp)	33.7 V
Courant au point de puissance maximale (Imp)	3.56 A
Courant de court-circuit (Isc)	3.87 A
Tension en circuit ouvert (Vco)	42.1 V
Coefficient de température de la puissance	-(0.5±0.05) %/°C
Coefficient de température du courant de court-circuit	(0.065±0.015)%/°C
Coefficient de température de la tension en circuit ouvert	-(80±10) mV/°C
NOCT	47±2 °C

**Tableau IV.1** Caractéristiques électriques du module PV BP MSX 120(72 cellules série)

### IV.2.1.2 Caractéristiques mécaniques

- Longueur : 1108(mm);
- Largeur : 991 (mm);
- Hauteur : 50 (mm);
- Poids : 13.0 kg;

### IV.2.2 Modélisation du module PV BP MSX 120

Le modèle choisi pour la simulation du module PV est celui d'une cellule élémentaire. La différence réside dans le paramètre tension qui doit être multipliée par le nombre de cellules connectées en série qui est de 72 cellules dans notre cas.

Bien que plusieurs modèles électriques existent, une étude détaillée faite par G.Walker et Akihiro utilise un modèle électrique simple **Figure IV.2** n'exploitant que les données fournies par le constructeur dans le datasheet. Ce modèle consiste en une source de courant shuntée avec une diode (D) d'un facteur d'idéalité (n) et une résistance série (Rs) [9, 27].

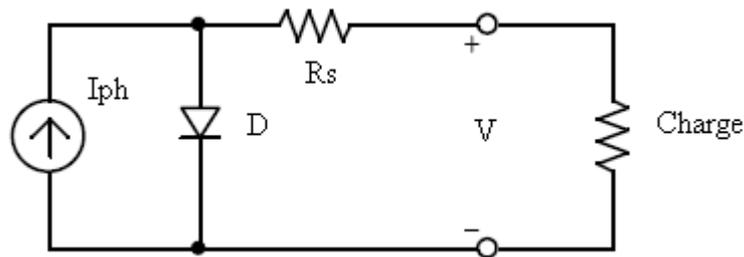


Figure IV. 2 Circuit équivalent utilisé pour les simulations matlab

L'effet de la résistance parallèle a été négligé ( $R_p \gg$ ). Le courant aux bornes de la charge est donné par la relation (I.5).

Les équations; que supporte notre modèle; sont les suivantes:

➤ Equation1: en annulant l'effet de la résistance parallèle dans l'équation(IV.1)c-à-d ( $R_p = \infty$ ), on obtient l'équation (III.1) qui décrit la nouvelle relation courant-tension de la cellule PV:

$$I = I_{ph} - I_s \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{V_T \times n}\right) - 1 \right] \quad (IV.1)$$

D'après l'équation (I.7):  $I_{ph}=I_{cc}$  donc

$$I = I_{cc} - I_s \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{V_T \times n}\right) - 1 \right] \quad (IV.2)$$

Pour plus de précision [9] et [24] ont inclus l'influence de la température sur le courant de court-circuit  $I_{cc}$  et le courant de saturation de la diode  $I_s$ .

➤ Equation 2: elle décrit l'influence de la température sur le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) qui est donné par l'équation (IV.3):

$$I_{cc}(T) = I_{cc}(T_{ref}) [1 + a(T - T_{ref})] \quad (IV.3)$$

Telles que:

$T$  est la température de fonctionnement.

$T_{ref}$  est la Température de référence de la cellule PV en (K) :  $T_{ref} = 298^\circ K = 25^\circ C$

D'après l'équation (IV.3) on remarque que la relation Courant-de-court-circuit-Température est linéaire, le coefficient de linéarité ( $a$ ) représente le changement du courant de court-circuit par degré Celsius.

➤ Equation 3: Le courant de court-circuit est directement proportionnel à l'irradiation  $G$  ( $w.m^{-2}$ ). La relation courant de court-circuit-Irradiation est donnée par la formule (IV.4).

$$I_{cc}(G) = \frac{G}{G_0} I_{cc}(G_0) \quad (IV.4)$$

$G_0$ : Valeur nominale de l'irradiation,  $G_0 = 1KW / m^2$ .

➤ Equation 4: elle décrit la relation entre le courant de saturation de la diode  $I_s$  et la température  $T$ .

$$I_s(T) = I_s(T_{ref}) \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{3/n} \exp\left(\frac{-qE_g}{nK \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)}\right) \quad (IV.5)$$

Sachant que le courant de saturation inverse de la diode est donné par la relation:

$$I_s = \frac{I_{cc}}{\exp\left(\frac{qV_{CO}}{nKT}\right) - 1} \quad (IV.6)$$

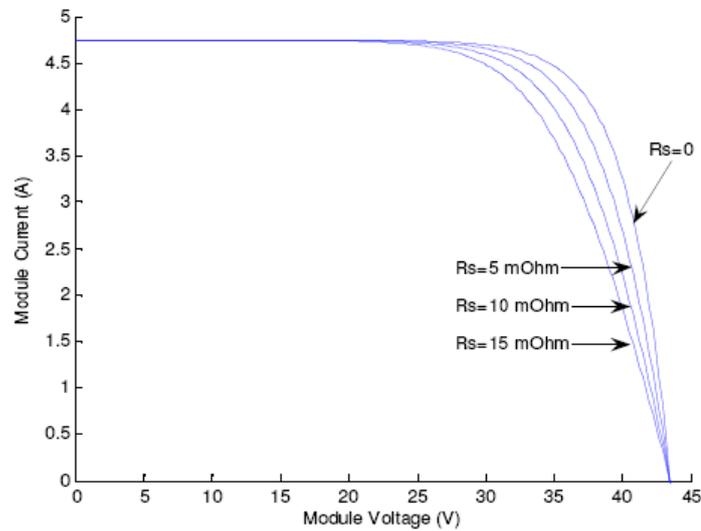
➤ Equation 5: La résistance série  $R_s$  du module PV influe directement sur la pente de la caractéristique I-V dans la région proche de la tension en circuit ouvert ( $V_{CO}$ ). Comme

montré sur la **Figure IV.3 [14]**. L'équation de la résistance série  $R_s$  est déterminée en différenciant l'équation (IV.2) et en réarrangeant les termes en  $R_s$ :

$$I = I_{ph} - I_s \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{V_T \times n}\right) - 1 \right] \quad (IV.7)$$

$$dI = 0 - I_s \left( \frac{dV + dIR_s}{nV_T} \right) \exp\left(\frac{V + IR_s}{nV_T}\right) \quad (IV.8)$$

$$R_s = \frac{-dV}{dI} - \frac{nV_T}{I_s \exp\left(\frac{V + IR_s}{nV_T}\right)} \quad (IV.9)$$



**Figure IV. 3 Effet de la résistance série (1KW/m2 ,25°C)**

La résistance série influe largement sur la pente de la courbe caractéristique I-V au voisinage de  $V_{co}$ . Elle peut être calculée par la formule suivante:

$$R_s = \frac{-dV}{dI} \Big|_{V_{co}} - \frac{nV_T}{I_s \exp\left(\frac{V_{CO} + IR_s}{nV_T}\right)} \quad (IV.10)$$

$\frac{dV}{dI} \Big|_{V_{co}}$  : représente la pente de la courbe I-V calculée dans la région proche de  $V_{CO}$  en utilisant les courbes publiées par le constructeur au datasheet puis on la divise par le nombre de cellules mises en série  $N_s$ .

$V_{CO}$ : la tension en circuit ouvert de la cellule PV, calculée en divisant la tension en circuit ouvert du module PV, fournie par le constructeur, par le nombre de cellules connectées en série.

Enfin, pour résoudre l'équation de la caractéristique non linéaire, on utilise la méthode de

Newton décrite par:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (\text{IV.11})$$

Où:

- $f'(x_n)$ : La dérivé de la fonction  $f(x_n)$
- $x_n$ : La présente itération.
- $x_{n+1}$ : L'itération suivante.

Ainsi, on réécrit l'équation (IV.1) sous la forme suivante:

$$f(I) = I_{ph} - I - I_S \left[ \exp\left(\frac{V + IR_S}{nV_T}\right) - 1 \right] = 0 \quad (\text{IV.12})$$

En remplaçant dans l'équation (IV.11), on peut ainsi calculer le courant I par itérations

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{ph} - I_n - I_S \left[ \exp\left(\frac{V + I_n R_S}{nV_T}\right) - 1 \right]}{-1 - I_S \left(\frac{R_S}{nV_T}\right) \cdot \left[ \exp\left(\frac{V + I_n R_S}{nV_T}\right) \right]} \quad (\text{IV.13})$$

Toutes les constantes des équations ci-dessus peuvent être déterminées à partir du datasheet ou bien en examinant les caractéristiques (I-V) publiées ou mesurées du module PV. Le seul paramètre nécessitant une estimation est le facteur d'idéalité de la diode (n); qui peut être évalué de la caractéristique I-V, mesurée, du module PV. Ce facteur prend une valeur entre 1 (dans la région des courants élevés) et 2 (dans la région des hautes tensions).

D.P Hohm et M.E.Ropp proposent dans [22] une technique basée sur la mesure de la caractéristique I (V) sous obscurité, ensuite tracer cette caractéristique à l'échelle semi-logarithmique. Dans ce type de tracés, la courbe I (V) du module PV est composée de deux régions relativement linéaires.

Pour les systèmes PV, il est généralement acceptable d'utiliser seulement la région de la courbe I-V sous obscurité de plus haute tension (n=2). La valeur du facteur d'idéalité est égale à la pente de cette droite.

La méthode proposée ici consiste à calculer le facteur d'idéalité ( $n$ ) de la diode en partant de la relation courant-tension de la diode:

$$I = I_s \exp\left(\frac{V}{nV_T}\right) \quad (\text{IV.14})$$

$$\text{Ln}(I) = \text{Ln}(I_s) + \left(\frac{V}{nV_T}\right) \quad (\text{IV.15})$$

Le facteur d'idéalité est obtenu en dérivant le logarithme népérien de  $I$  par rapport à  $V$ .

$$\frac{d\text{Ln}(I)}{dV} = \frac{1}{nV_T} \quad (\text{IV.16})$$

$$n = \frac{1}{V_T} \frac{dV}{d\text{Ln}(I)} \quad (\text{IV.17})$$

$V_T$ : Le potentiel thermodynamique avec  $V_T = \frac{KT}{q} = 26\text{mV}$  à 300 °K (25°C) pour le silicium.

Afin de déterminer le facteur d'idéalité ( $n$ ) nous avons réalisé des mesures courant-tension sur l'ensemble de quatre modules PV MSX120 reliés en parallèle, par un jour à fort ensoleillement. Pour cela nous avons mis les quatre modules reliés en parallèle en série avec trois rhéostats 42  $\Omega$  et nous avons relevé des mesures de la tension et l'intensité du courant aux bornes de l'ensemble PV. La courbe que nous avons obtenue est représentée sur la **Figure IV.4**. Cette courbe a été mesurée en été au mois de juin dans les conditions suivantes :

- Température ambiante: 27°C.
- Humidité: 58%.
- Vent: nord 3 Km/h.

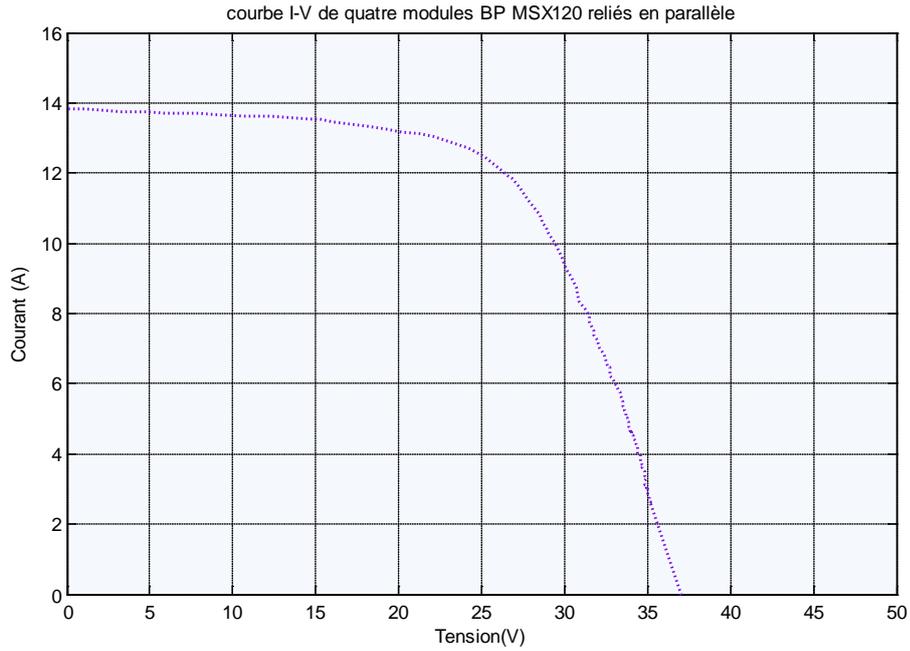


Figure IV. 4 caractéristique courant-tension mesurée des quatre modules BP MSX 120 reliés en parallèle.

La courbe de puissance de ces quatre modules correspondante aux mesures précédentes est représentée sur la **Figure IV.5.**

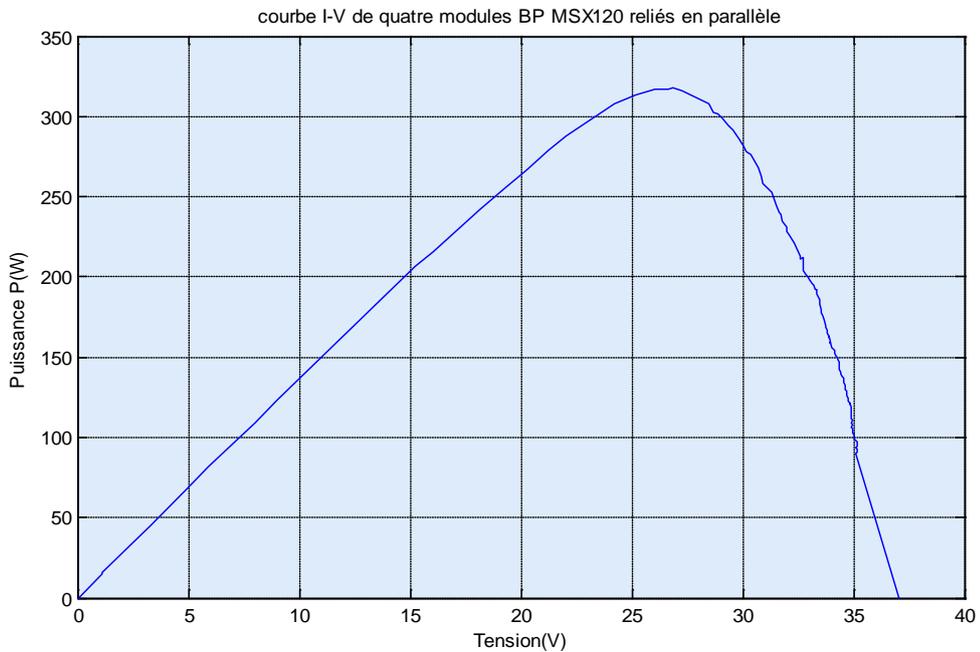


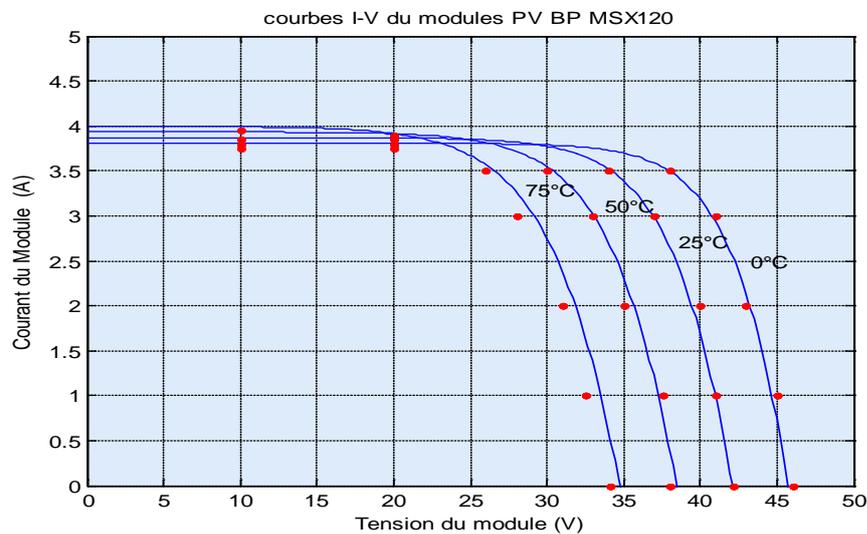
Figure IV. 5 caractéristique Puissance-tension mesurée des quatre modules BP MSX 120 reliés en parallèle.

En se basant sur la relation (IV.17) on relève donc des écarts de courants et de tension dans la partie proche de  $V_{co}$  qui est une droite; après avoir converti l'échelle des courants en logarithme. En effet les mesures sont faites sur quatre panneaux reliés en parallèle et pour calculer le facteur d'idéalité ( $n$ ) nous avons besoin des tensions et intensités spécifiques à un seul panneau. Pour cela nous avons supposé que les quatre panneaux possèdent les mêmes caractéristiques électriques dans ce cas on maintient les valeurs des tensions et celles des intensités sont divisées par quatre.

On exploite le graphe de la **Figure IV.4** en prenant deux points de la caractéristique I-V de l'ensemble PV nous avons obtenu que le facteur d'idéalité de la diode est égal à :

$$n = 1.6506$$

La valeur du facteur d'idéalité calculée précédemment sera prise tout au long de ce chapitre lors de nos simulations. Sur la **Figure IV.6** nous avons représenté les caractéristiques I-V du panneau PV pour une plage de température de  $[0^{\circ}\text{C}-75^{\circ}\text{C}]$  avec un pas de  $25^{\circ}\text{C}$ . Nous avons superposé également avec ces courbes des points pris des caractéristiques I-V publiées par le constructeur sur le datasheet pour chaque température.



**Figure IV. 6** Caractéristiques I-V du panneau BP MSX120 pour différentes températures simulées par le modèle matlab ( $G=1$ ).

### IV.3 Rappel

#### IV.3.1 Rappel sur le Hacheur

Dans le but d'extraire en chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes d'un GPV donné, on introduit souvent un tierce module électronique en tant qu'adaptateur de puissance entre le générateur (PV) et la charge et ce pour coupler les deux éléments le plus parfaitement possible.

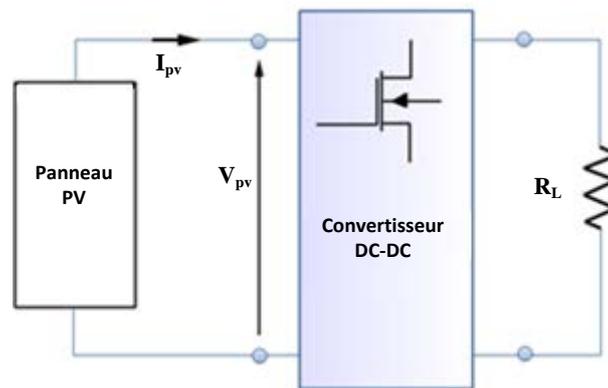


Figure IV. 7 Convertisseur DC-DC (hacheur)

Comme expliqué au chapitre I, le commutateur du hacheur, est actionné via un signal de commande de forme rectangulaire à la fréquence de commutation:

$$f_s = \frac{1}{T} \quad (\text{IV-18})$$

T: étant la période du signal de commande.

Et avec un rapport cyclique D défini comme étant le rapport de fermeture du commutateur  $t_{on}$  et la somme  $T = t_{on} + t_{off}$  des temps de fermeture et d'ouverture de ce commutateur:

$$D = \frac{t_{on}}{t_{on} + t_{off}} = \frac{t_{on}}{T} \quad (\text{IV-19})$$

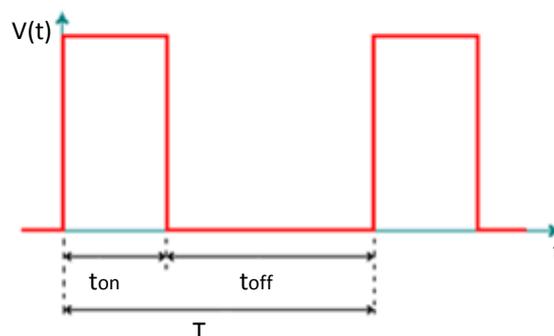


Figure IV. 8 Forme du signal de commande du commutateur

### IV.3.2 Rappel du principe du P&O

Le principe de cette méthode a été présenté au chapitre III. C'est une méthode à contre réaction de puissance qui est basée, comme son nom l'indique, sur l'introduction d'une perturbation sur le système et l'observation de son effet sur la puissance, cette méthode est généralement la technique la plus largement utilisée pour contrôler le point de puissance maximale d'un système PV vu la simplicité de son principe et la facilité de son implémentation.

La perturbation du système est introduite par l'augmentation ou la diminution de la tension de référence ( $V_{ref}$ ) en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC. L'observation de la puissance permet ensuite de prendre une décision sur la prochaine perturbation à introduire :

Si une augmentation de la puissance est observée, la perturbation continuera dans le même sens, sinon elle est inversée.

La partie MPPT fonctionnera d'une façon cyclique suivant l'organigramme suivant :

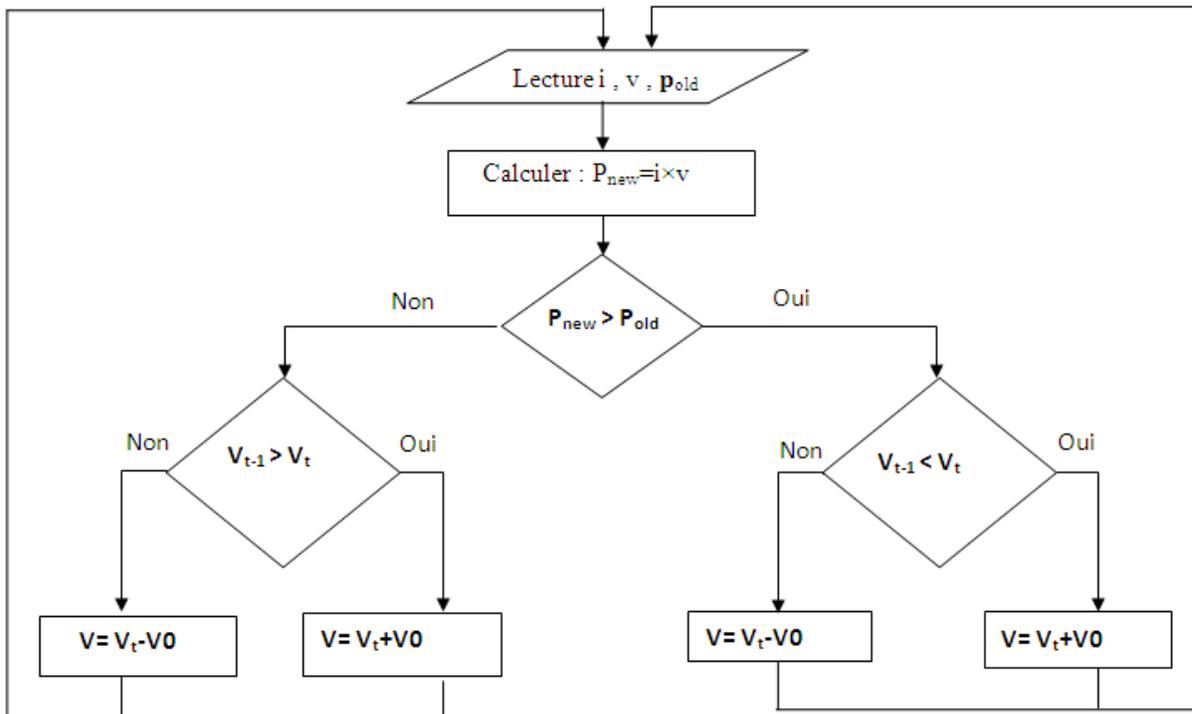


Figure IV. 9 l'algorithme P&O

Quatre cas de figures distinctes sont notables sur le système après la comparaison  $p_{new}$ ,  $p_{old}$  et  $V_{new}$ ,  $V_{old}$  :

1.  $P_{old} > P_{new}$  (la puissance à baisser)

1.1.  $V_{old} > V_{new}$  : une baisse de  $p$  avec la baisse  $v$  -> il faut augmenter  $V$ .

1.2.  $V_{old} < V_{new}$  : une baisse de  $p$  avec l'augmentation de  $v$  -> il faut baisser  $V$

2.  $P_{old} < P_{new}$  (la puissance à baisser)

2.1.  $V_{old} > V_{new}$  : une augmentation de  $p$  avec la baisse de  $v$  -> il faut baisser  $V$

2.2.  $V_{old} < V_{new}$  : une augmentation de  $p$  avec l'augmentation de  $v$  -> il faut augmenter  $v$

## IV.4 Simulation et évaluation

Dans cette section nous présentons les différents résultats de simulation de la méthode de recherche du point de puissance maximale discutées dans le chapitre II, la méthode dite "P&O".

Les simulations comportent seulement le module PV pour éliminer tous types d'influences que se soient de la charge ou bien du convertisseur statique.

Les valeurs d'entrées choisies pour la simulation ont été générées depuis le modèle mathématique tout en variant la valeur de l'irradiation  $G$ , ce qui aura comme impacte le changement de la position du MPP et Des courbes des caractéristiques I-V et P-V, ces dernières seront un repère pour voir l'évolution de l'algorithme MPPT, les différents MPP sont représentés en rouge sur chaque courbe, le pas de perturbation du rapport cyclique ( $\Delta D$ ) est fixé à 0,05.

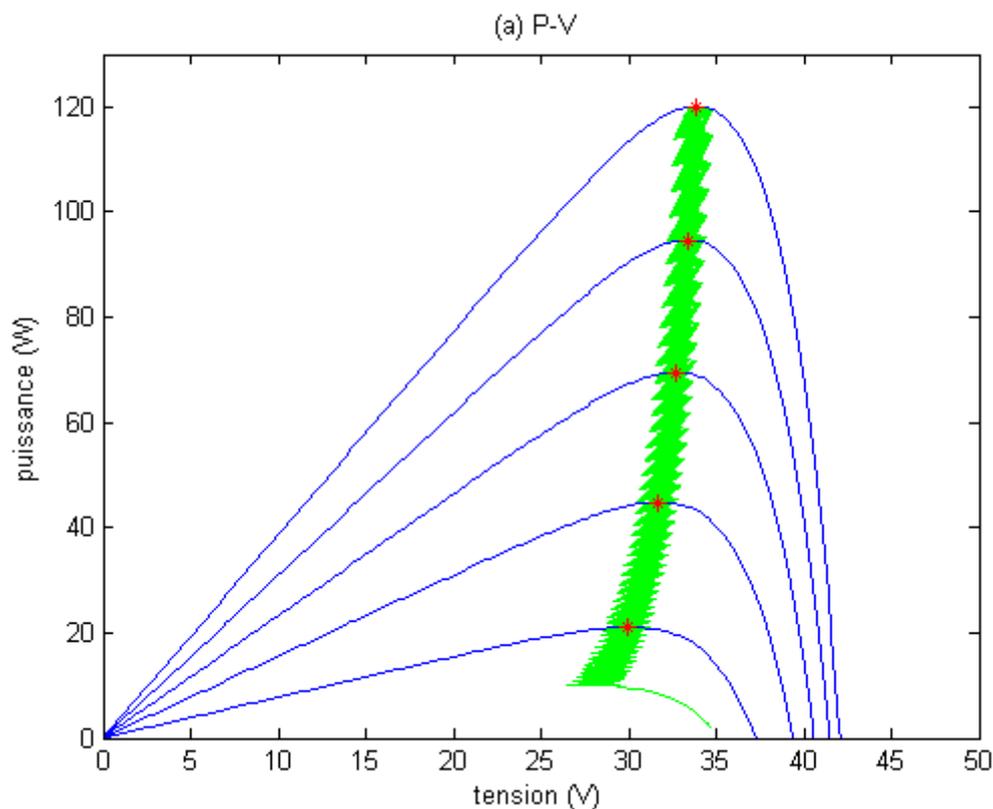


Figure IV .10 (a) poursuite du MPP sur la courbe PV

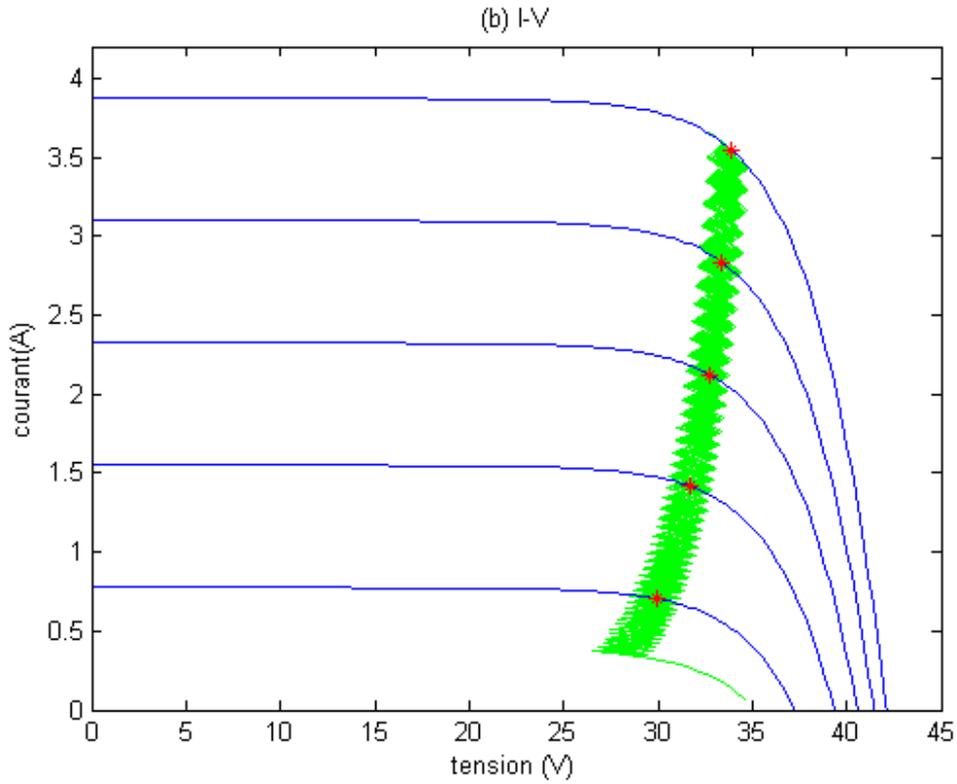


Figure IV .10 (b) poursuite du MPP sur la courbe IV

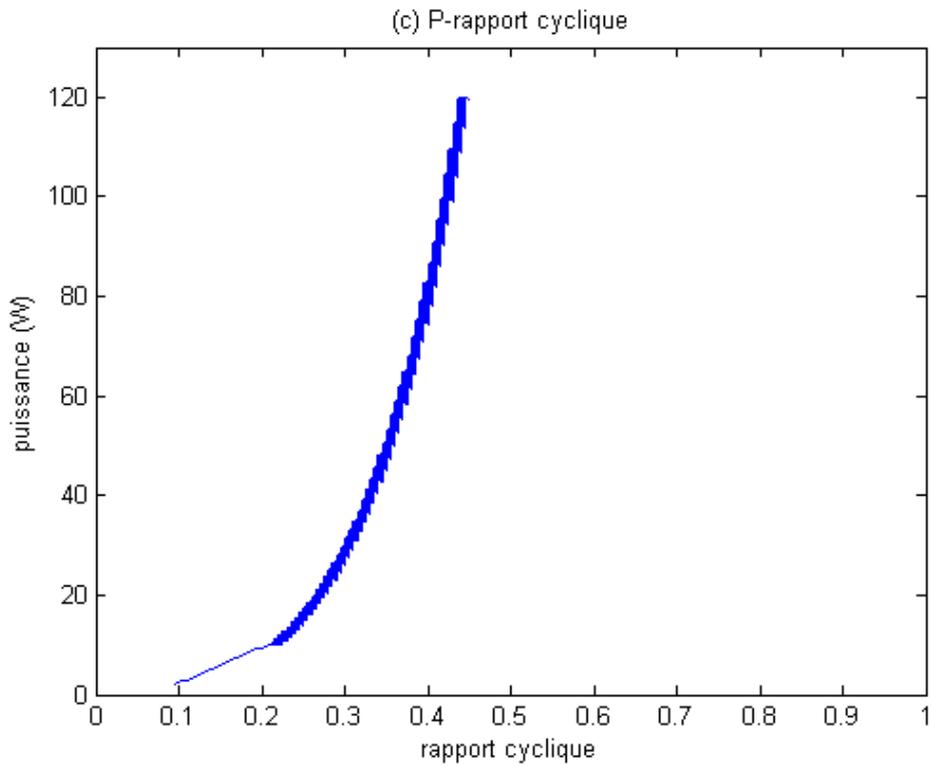


Figure IV .10 (c) Evolution de la puissance en fonction du rapport cyclique

D'après les graphes on remarque que l'algorithme traque le MPP, avec des oscillations autour du point de puissance maximal

#### IV.5 Mise en œuvre de l'algorithme P&O sur VHDL

Le dispositif que nous sommes en cours d'analyser dispose de plusieurs parties interagissant entre elles (fig.IV.11) :

Tout d'abord le block PV est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques monter en série et cela afin d'accroître la puissance produite. En suite un convertisseur DC/DC qui aura comme tâche la variation de tension ( $v$ ) suivant un rapport cyclique  $D$  fourni par la partie MPPT. Enfin cette dernière aura pour rôle la recherche de la puissance maximum  $P_{max}$  en se basant sur l'algorithme P&O expliqué en amont. Pour ce faire, elle aura besoin d'analyser la variation de puissance ( $p_{new} - p_{old}$ ) par rapport au changement de tension apporté précédemment  $V_0$ .

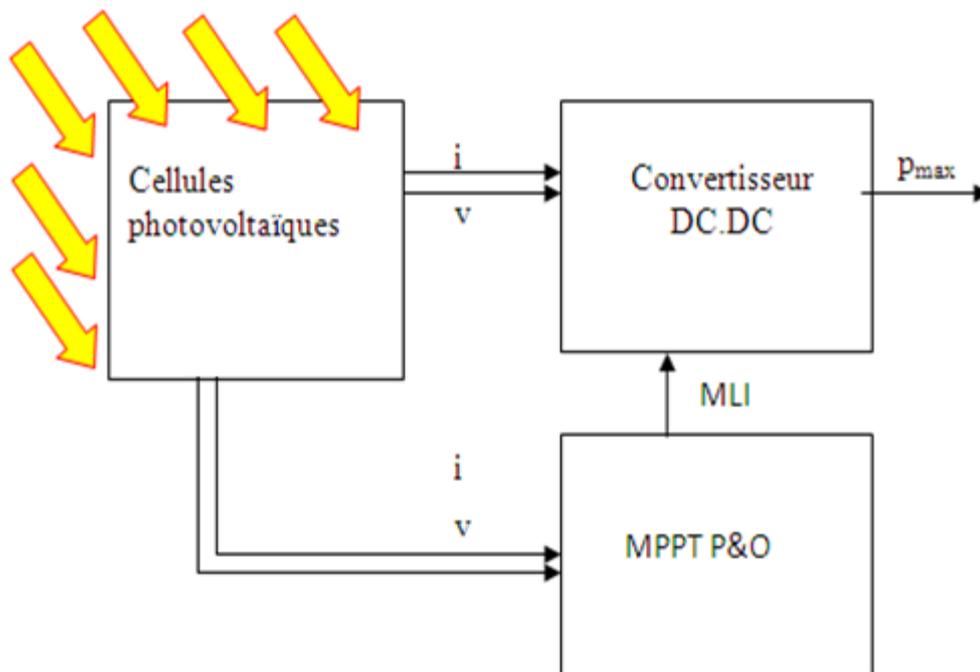


Figure IV. 10 Schéma synoptique détaillé du système PV étudié

### IV.5.1 Structure de la partie MPPT

Le système que nous sommes en train de concevoir s'articule essentiellement sur le contrôleur MPPT et l'algorithme avec lequel il permettra la poursuite du point de puissance maximale, dans notre cas cet algorithme est le "P&O".

En entrée du bloc traitement on retrouve la tension  $V$  et le courant  $I$  résultants de la partie photovoltaïque PV et cela sous une forme binaire exploitable par le MPPT,

En sortie de ce dernier un signal MLI [Modulation de la Largeur d'Impulsion] est produit représentant le rapport cyclique  $D$  utilisé pour attaquer le convertisseur statique (DC-DC)

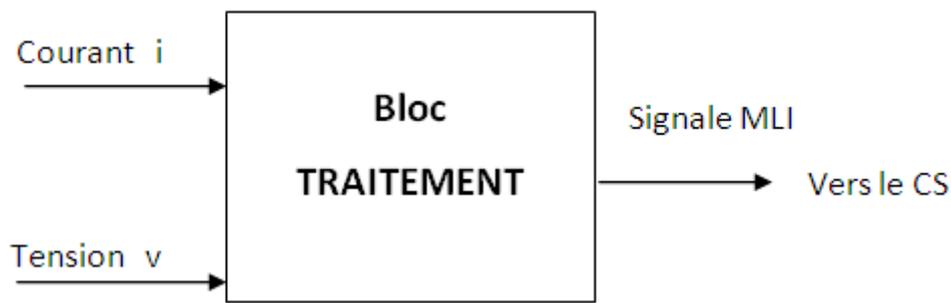


Figure IV. 11 Schéma synoptique du bloc de traitement.

### IV.5.2 Description syntaxique du block MPPT dans un environnement VHDL

La conception du contrôleur MPPT s'est effectuée dans l'environnement ISE 12.3 qui permet de convertir la description algorithmique du contrôleur en blocs VHDL ainsi que d'inclure ses différentes composantes.

L'organigramme de la méthode P&O a été convertit en blocs VHDL (représenté sur la Figure IV.13) sous forme d'une boîte noire. Sur cette architecture sont définis les signaux d'entrée qui sont la tension et le courant ainsi que les signaux de sortie qui sont le rapport cyclique  $D$  et le signal MLI.

Ce bloc est commandé par un signal d'horloge et les différentes opérations de traitements et de calcul sont effectuées à l'intérieur du bloc et exécutées d'une manière séquentielle grâce aux ordres de commande du séquenceur.

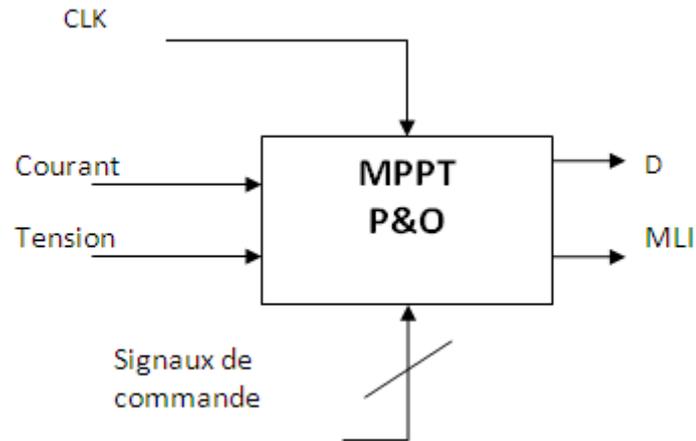


Figure IV. 12 Schéma synoptique simplifié du bloc "MPPT P&O"

### IV.5.3 Description détaillé du système résultant de l'implémentation VHDL

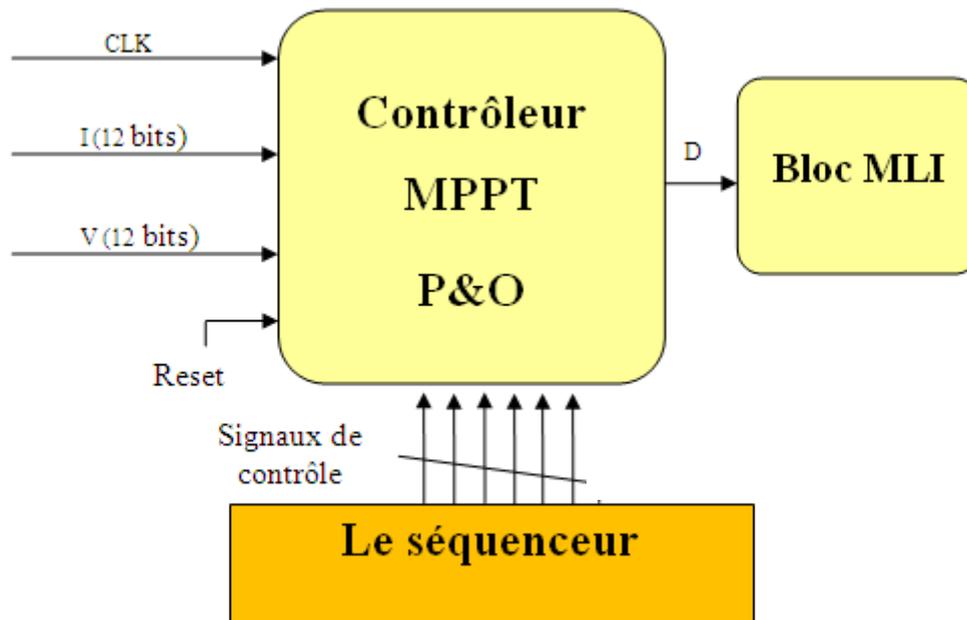


Figure IV. 13 Schéma synoptique détaillé de l'environnement de test.

Notre système est constitué d'un contrôleur MPPT, d'un séquenceur et d'un bloc MLI, où le séquenceur génère et commande les différentes phases de traitement du contrôleur, ce dernier a pour but de récupérer la tension et le courant, de calculer la puissance, la comparer avec la puissance précédente et enfin générer la valeur du rapport cyclique  $D$ , qui sera l'entrée du bloc MLI.

#### IV.5.4 Séquenceur

C'est un bloc logique de commande chargé de synchroniser l'exécution des instructions au rythme d'une horloge. Il est ainsi chargé de l'envoi des signaux de commandes.

Il est relié au contrôleur MPPT par un bus 6 bit comme représenté sur le tab IV.2, chaque bit correspondant à un processus,

process	bus
Trans	Contr_bus_var(5)
Valid_inp	Contr_bus_var(4)
Trait_en	Contr_bus_var(3)
Calc_P	Contr_bus_var(2)
Cal_diff	Contr_bus_var(1)
Out_en	Contr_bus_var(0)

Tableau IV.2

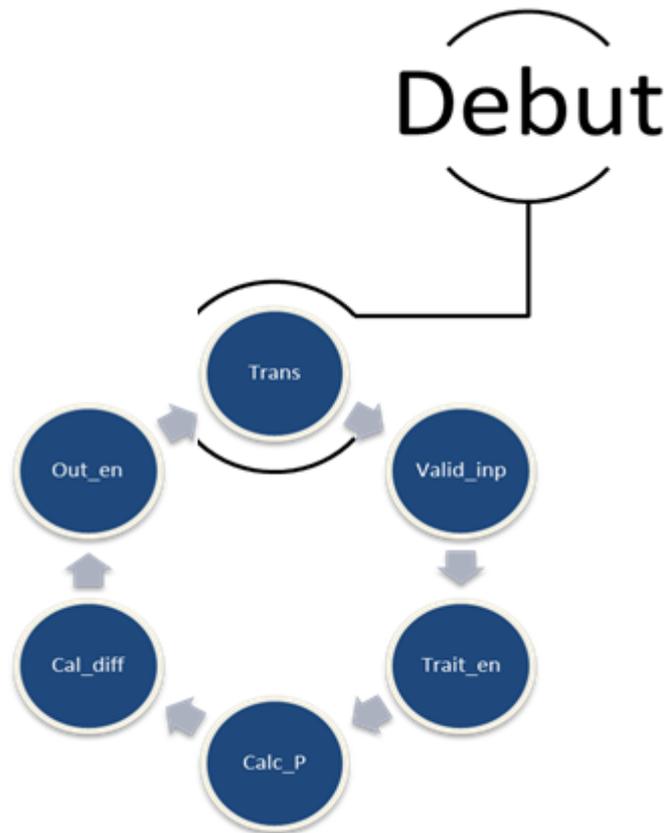


Figure IV. 14 Schéma cyclique du processus P&O

Le cycle régissant le système doit passer par six étapes différentes :

- **Trans** :Sauvegarde l'ancien valseur de  $P_{old}$  pour pouvoir calculer la différence avec  $P_{new}$  qui est en cours de génération (au début, et en absence d'une valeur antérieure de p cette dernière sera fixée au départ  $p_0$ )
- **Valid\_inp** : récupération des données (tensions et courant) actuellement en entrée sur le système
- **Trait\_en** : calcul du rapport cyclique D à injecter dans le convertisseur DC-DC et cela suivant l'algorithme P&O en utilisant les données en entrée i et v,
- **Calc\_p**:  $ixv$
- **Cal\_diff** :  $P_{new}-P_{old}$
- **Out\_en**: sortie des données (d) du contrôleur P&O vers le bloc MLI

#### IV.5.5 Bloc générateur MLI

Ce bloc est en réalité un compteur, on compare ce compteur à une valeur correspondante au rapport cyclique désiré. Si le compteur est en dessous de cette valeur, on met la sortie du circuit à 1, sinon on la met à 0

#### IV.5.6 Bloc traitement

Sur la partie traitement s'effectue les calculs nécessaires au système, les entrées de ce dernier sont, la tension **v** le courant **i** et un signal d'horloge **clk**, ainsi que les séquences générées par le séquenceur qui ont pour but d'ordonner les divers traitements nécessaires, sur la sortie on retrouve le rapport cyclique D dans une représentation binaire sur 24bit, une translation à l'aide du bloc MLI permettra d'obtenir le signal carré qui servira d'entrée au convertisseur DCDC, les diverses phases du traitement ainsi que leur séquençement sont représentés sur la FIG IV.15

### IV.6 Simulation du système

Cette étape a pour but de vérifier le fonctionnement global de l'algorithme par simulation comportementale en utilisant l'outil "ISIM 12.3". Une fois le résultat de simulation est satisfaisant; nous effectuerons l'opération de synthèse logique qui consistera à traduire la description globale du système en une association de fonctions logiques élémentaires.

### IV.6.1 Simulation du séquenceur

Le résultat de simulation du séquenceur est représenté sur la Figure IV.16. Ce bloc a comme entrées les deux signaux de commande CLK qui représente l'horloge et le Reset.

On remarque qu'à chaque cycle d'horloge le séquenceur passe d'un état à un autre ce qui équivaut à la génération d'un signal de commande permettant l'exécuter des instructions l'une après l'autre.

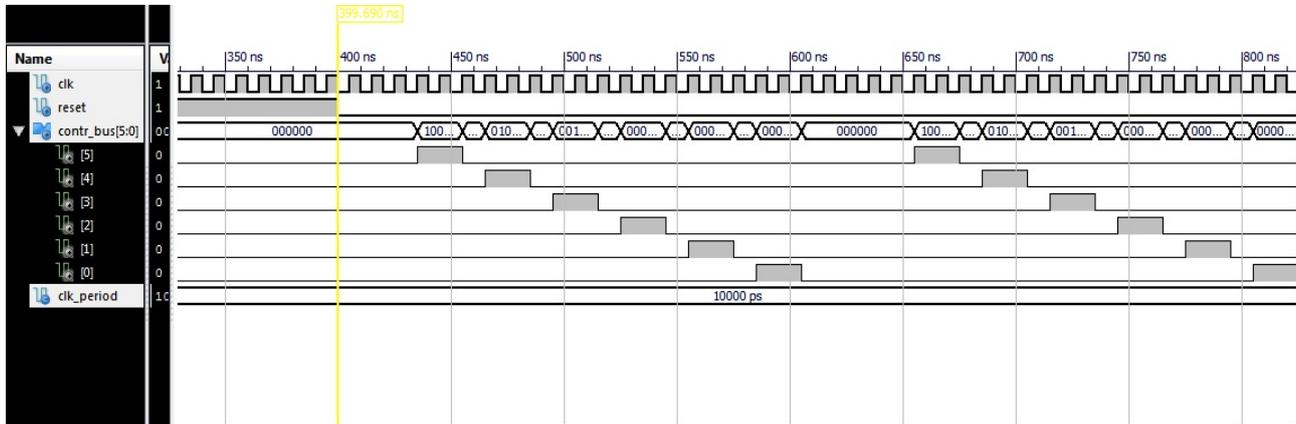


Figure IV. 15 Résultat de simulation du bloc séquenceur

### IV.6.2 Simulation du bloc générateur MLI

Le résultat de simulation du bloc générateur MLI est représenté sur la Figure IV.17.

Ce bloc a comme entrées :

- Un signal codé sur 24 bits qui peut prendre les valeurs possibles de 0 à 1000.
- trois signaux de commande et de synchronisation : l'horloge, le reset ainsi qu'une entrée du séquenceur.

En sortie ; ce bloc donne un signal carré dont le rapport cyclique varie de 0 à 100% quand le signal d'entrée varie de 0 à 1000 avec un pas de 50.

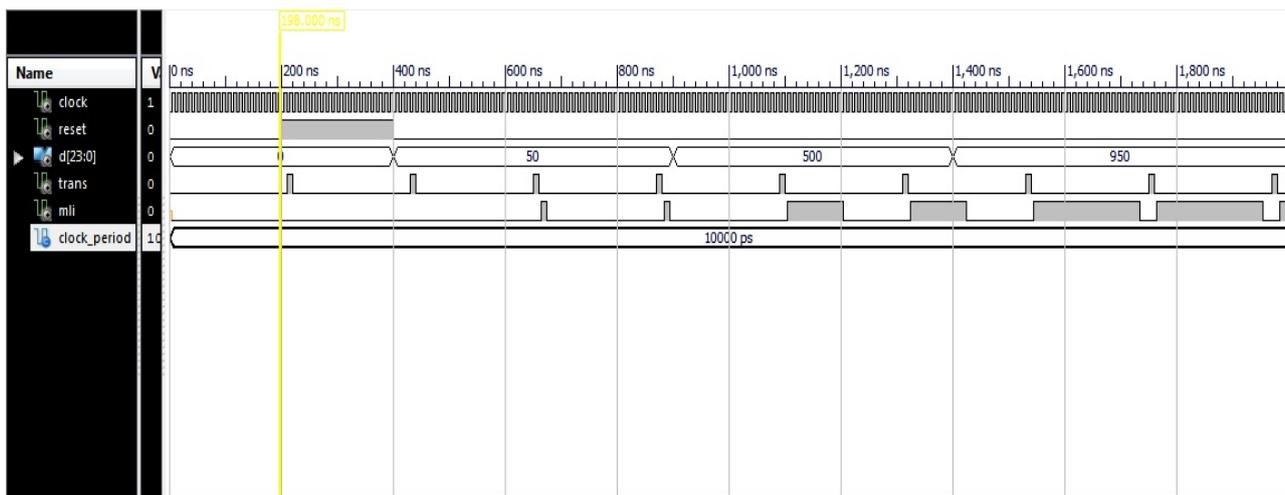


Figure IV. 16 Résultat de simulation du bloc générateur MLI

### IV.6.3 Simulation Globale du contrôleur MPPT

Comme introduit au début de ce chapitre ce contrôleur a pour but la commande et la poursuite du point de puissance maximale du système PV.

On initialise le rapport cyclique D afin qu'il commence à fonctionner avec une valeur de 10%

La **Figures IV.18** montre le résultat de poursuite du point de puissance maximale obtenue par simulation du contrôleur MPPT&O, pour un pas de perturbation du rapport cyclique ( $\Delta D$ ) fixé à 0.05.

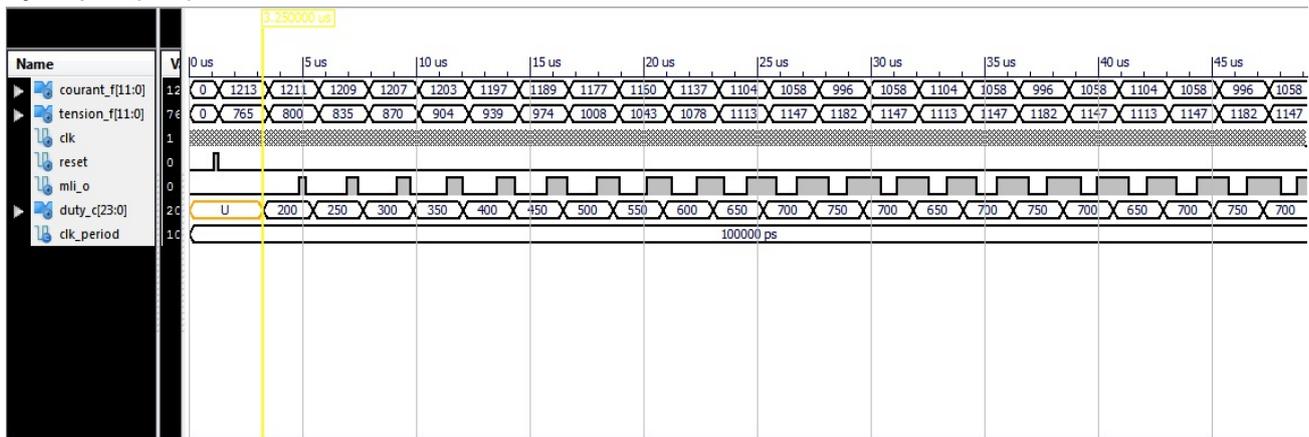


Figure IV. 17 Résultat de simulation du système global

### IV.7 comparaison des résultats

Pour la comparaison nous avons généré une succession de valeur de courant et tension, tiré du model créer sur « Matlab », et représenter sur la figure **IV.19** et la figure **IV.20**

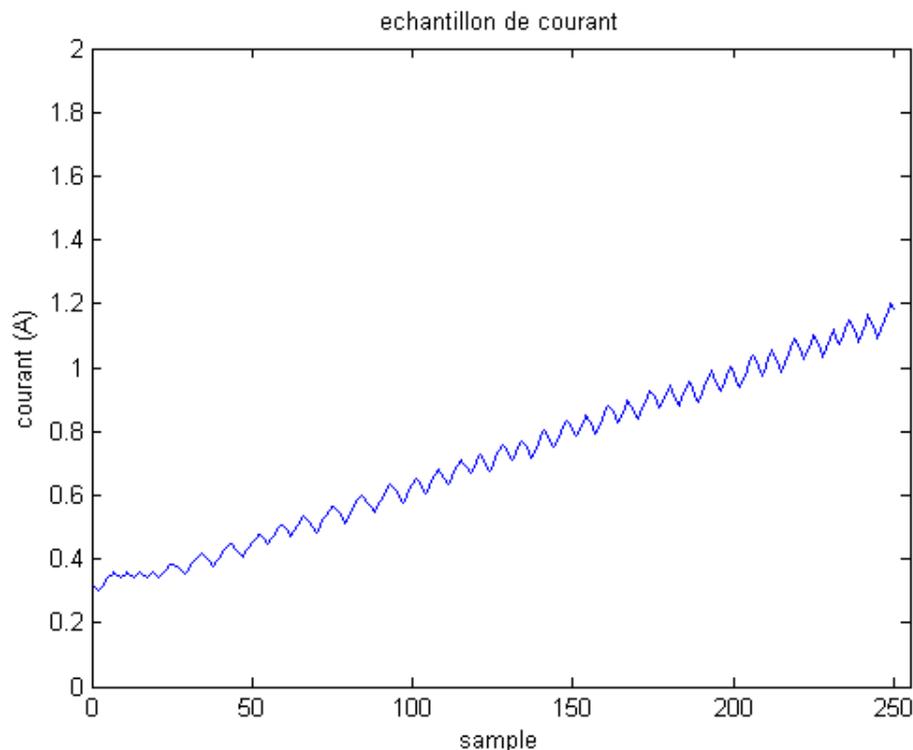


Figure IV. 18 Courant (I)

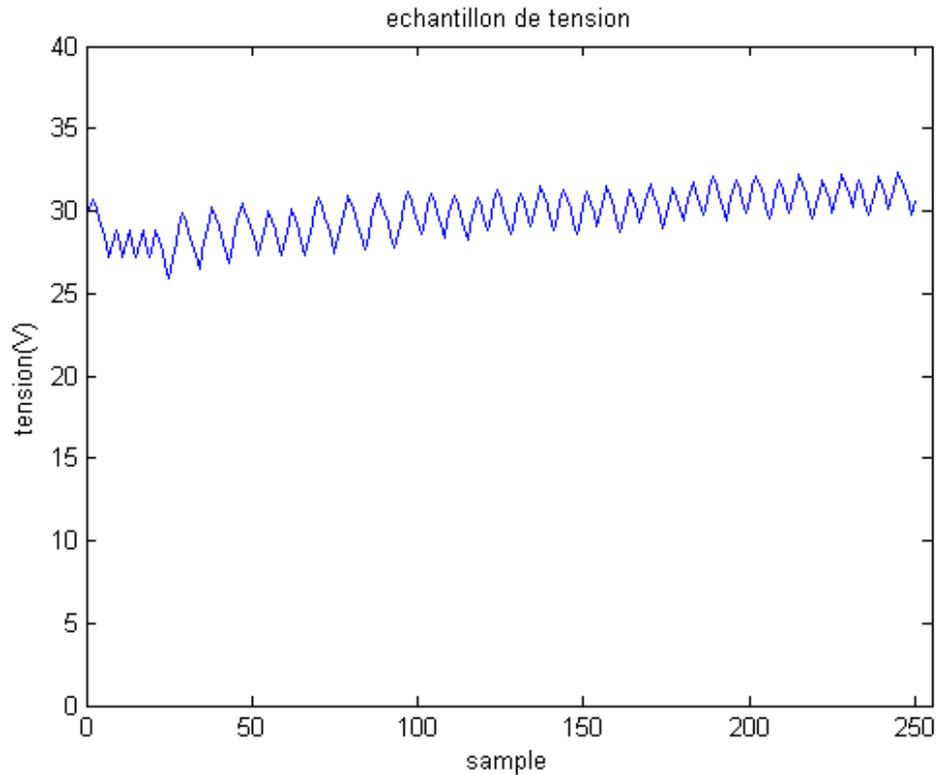


Figure IV. 19 Tension (v)

Nous avons rapporté dans le Graphe de la figure IV.21 les résultats de la simulation "matlab" en vert, et ceux obtenu de la simulation sur "isim" en rouge :

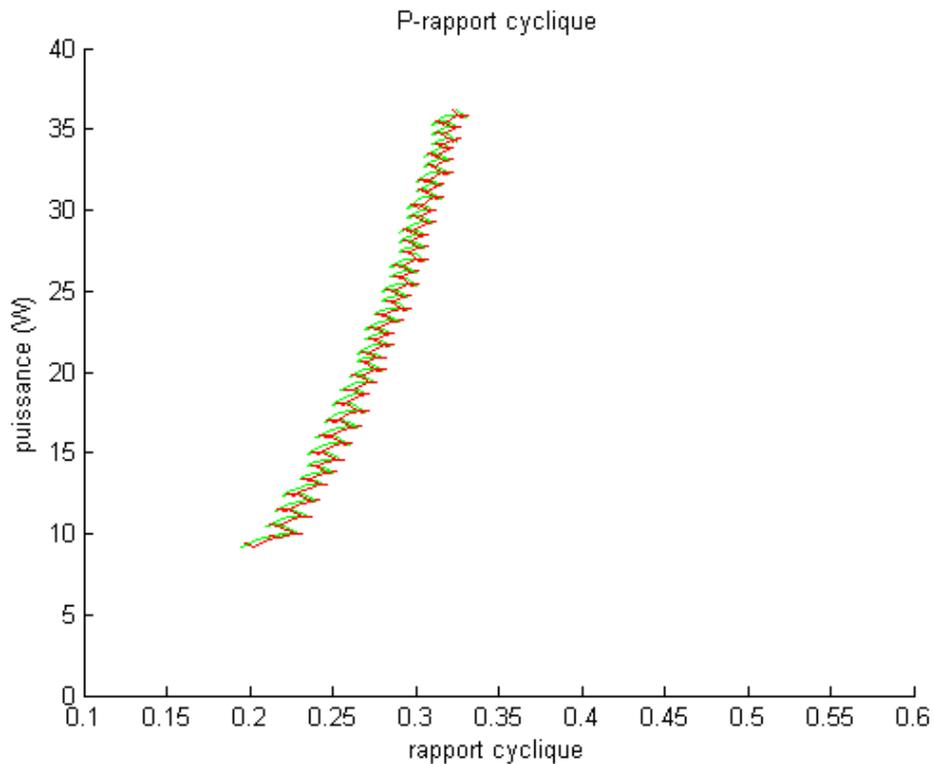


Figure IV. 20 évolution de la puissance en fonction du rapport cyclique

D'après la Figure IV.21, on remarque que dans les deux graphes l'algorithme traque le MPP avec une légère différence qui est due à la précision des chiffres après la virgule

## IV.8 Synthèse VHDL

Pendant l'étape de synthèse, le synthétiseur convertit la description VHDL en portes logiques et bascules de base, autrement dit: en structures électroniques.

L'option « View RTL Schematic » permet de visualiser les schémas équivalents générés par le synthétiseur pour chaque bloc du programme ainsi que les interactions qui existent entre elles, La **Figure IV.22** représente le schéma équivalent de la description principale du système MPPT. On peut voir les différentes entrées/sorties ainsi que la relation entre les différents blocs. On peut remarquer que ce schéma correspond bien au schéma synoptique qu'on a décrit précédemment dans ce chapitre.

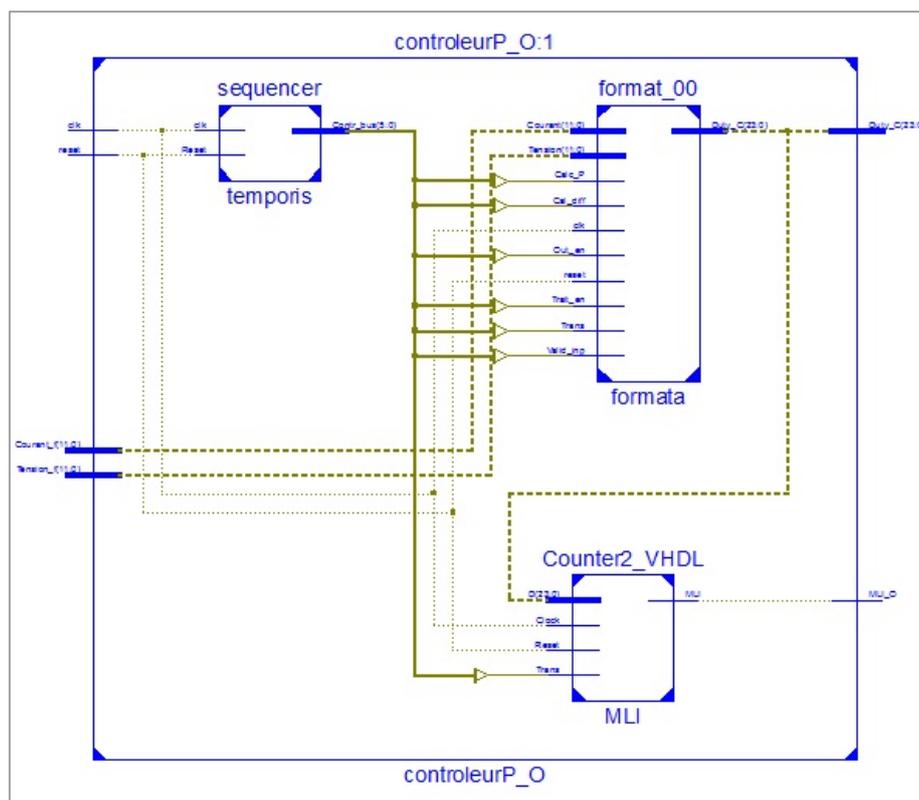


Figure IV. 21 schématique détaillée du bloc "MPPT P&O"

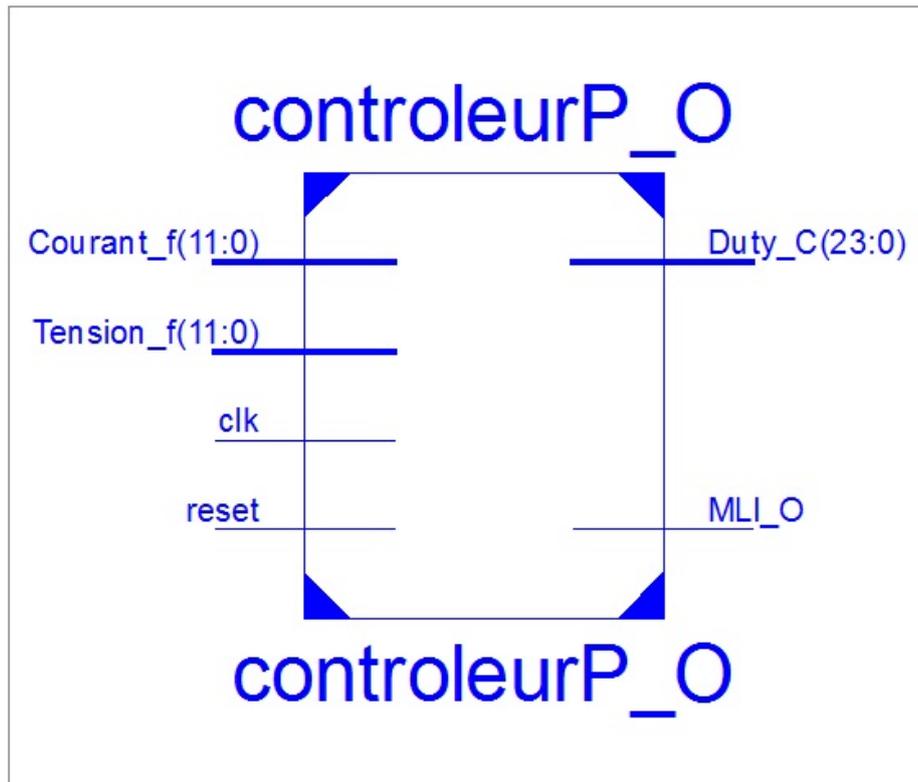


Figure IV. 22 schématique du bloc "MPPT P&amp;O"

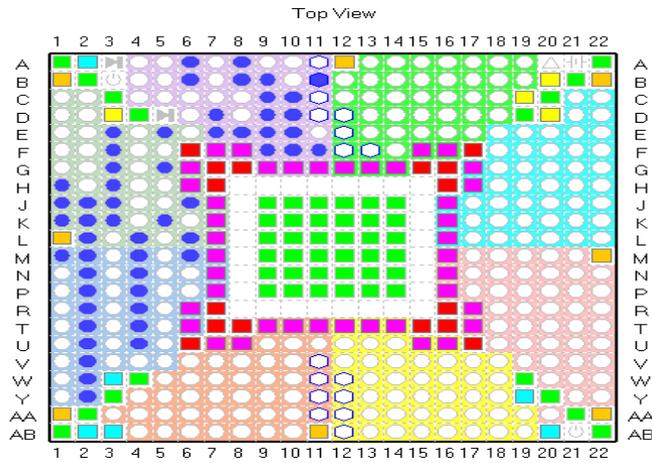
Le **Tableau V.3** contient les résultats concernant les ressources utilisées par le contrôleur MPPT P&O. Ces informations sont fournies à la fin de l'étape de synthèse.

Resources utilisées	MPPT P&O		Nombre total disponible
Bascules	24	1%	71680
Bascules "FLIP_FLOP"	197	1%	
LUT à 4 entrées	317	1%	71680
IOBs	51	6%	768
Multiplieur	1	1%	80

Tableau V.3 Ressources du circuit FPGA utilisées par le contrôleur P&amp;O.

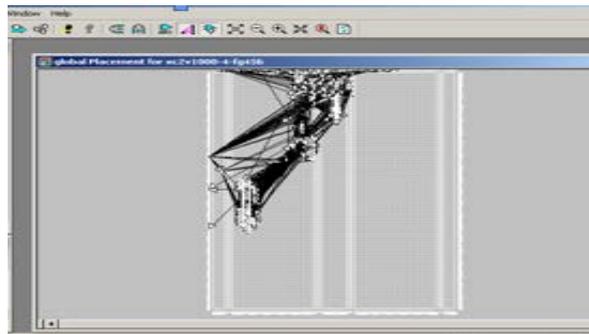
### IV.9 Implémentation (placement et routage)

La **Figure IV.24** donne un aperçu sur l'affectation des broches E/S.



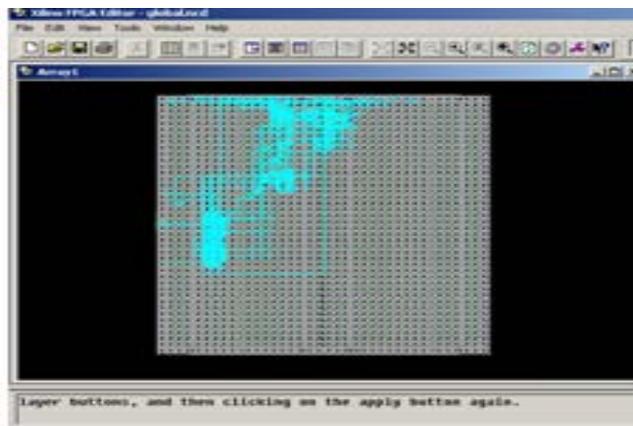
**Figure IV. 23** Aperçu de l'outil d'affectation des broches d'entrées/sorties pour le contrôleur MPPT P&O.

La **Figure IV.25** montre le routage du contrôleur "MPPT P&O" sur le circuit FPGA.



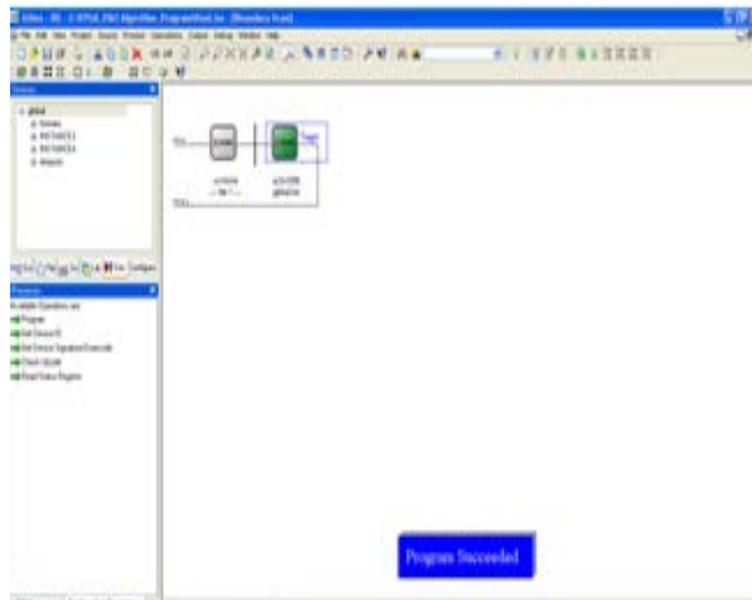
**Figure IV. 24** Routage du contrôleur MPPT sur FPGA

Le layout du contrôleur MPPT est représenté sur la **Figure IV.26**



**Figure IV. 25** Placement du contrôleur MPPT sur FPGA.

Le circuit FPGA a été implémenté en programmant le port JTAG comme montré sur la **Figure IV.27**



**Figure IV. 26 configurations du circuit FPGA**

L'implémentation du contrôleur MPPT a été correctement implémenté car à la fin de la configuration l'outil d'implémentation a affiché le message représenté sur la **Figure IV.27** « Program Succeeded ».

#### **IV.10 Conclusion**

Ce chapitre comporte plusieurs parties, la première a été consacrée à la modélisation du module PV BP 120MSX sur lequel nous avons effectué des mesures de la caractéristique courant-tension, et nous avons présenté les résultats de simulation. Dans la deuxième partie nous avons présenté le contrôleur MPPT " P&O " dédié à la commande du point de puissance maximale des systèmes Photovoltaïques. Nous avons aussi détaillé l'architecture développée des différentes composantes du système ainsi que les résultats des simulations et la comparaison entre ces dernières et les simulations effectuées sur Matlab.

La dernière partie a été consacrée à la synthèse et l'implémentation du contrôleur sur FPGA

## **Conclusion générale**

L'énergie solaire PV est un thème au centre de l'actualité. Cette source qui constitue l'une des plus puissantes énergies renouvelables ; alternatives aux ressources d'énergie fossiles ; envahisse aujourd'hui plusieurs domaines et trouve un large champ d'applications.

Le rendement de conversion d'énergie solaire en énergie électrique des premières cellules PV, était très faible ; en effet la première cellule PV fabriquée en 1950 a donné un rendement de 4.5% .mais le développement industriel et technologique que le monde a connu la dernière décennie a permis d'accélérer les phases de développement des cellules PV , d'améliorer la qualité des matériaux utilisés pour leur fabrication et par conséquent d'augmenter leur rendement de conversion pour y avoir un saut à 14% au cours de 60 ans.

Malgré les efforts menés dans ce domaine pour abaisser le coût global des systèmes PV qui se concentre principalement sur les coûts de fabrication des modules salaires, leurs prix restent encore élevés : un module PV coûte 1200 € ce qui est équivalent à 120000 DA. Pour cette raison les applications de l'énergie solaire PV restent ; jusqu'à présent ; limitées plus particulièrement aux sites isolés et les régions montagneuses où le prolongement des lignes électriques est souvent coûteux.

Afin de compenser ce coût élevé l'utilisateur de l'électricité solaire doit exploiter le maximum de puissance produite par les modules PV surtout que cette dernière ne présente qu'un seul point de puissance maximale qui dépend très largement des conditions atmosphériques sur lesquelles il est soumis. L'un des moyens qui permet cette maximisation de puissance est l'utilisation des contrôleurs MPPT qui permettent une poursuite automatique et rapide de ce point.

Dans ce travail de recherche l'accent a été mis sur la maximisation de la puissance produite par un système PV à travers l'utilisation d'une technique étant connue comme la plus classique et la plus simple : la P&O.

Nous avons commencé tout d'abord, dans le premier chapitre, par donner les différentes notions permettant la compréhension du principe de la conversion PV ainsi que les différents problèmes et limitations de cette filière.

Au cours du deuxième chapitre nous avons introduit la notion du point de puissance maximale, la stratégie de recherche ainsi que l'état de l'art des différentes techniques utilisées jusqu'à présent, dans ce domaine.

Au cours du troisième chapitre nous nous sommes intéressés à la description du circuit FPGA et nous avons également présenté les différentes étapes de développement d'une application sur circuit FPGA

Les simulations effectuées au chapitre quatre nous ont permis d'observer les avantages qu'offre la technique P&O compte tenu du nombre de variables utilisées ainsi que la simplicité de sa stratégie de recherche du point de puissance maximale. Au cours du même chapitre nous avons présenté les différentes étapes de réalisation du contrôleur MPPT P&O ce qui nous a permis de tirer les conclusions suivantes concernant la technique dite P&O :

-la méthode P&O est une technique simple vu le nombre de variables utilisées et la simplicité des opérations effectuées durant le processus de recherche du point de fonctionnement optimal. son inconvénient majeur est la lenteur de réponse pour atteindre le PPM ainsi que les pertes de puissance causées par les ondulations autour du point de puissance maximale.

- la commande P&O présente un rapport efficacité/complexité médiane entre celui des méthodes à contre réaction de tension (de courant) et celui des méthodes à intelligence artificielle.

Donc le choix entre la méthode P&O et les autres techniques repose sur la nature de l'application dans laquelle elle sera utilisée ; généralement cette méthode est utilisée dans des applications communes de l'énergie PV. les applications de pointe comme le domaine spatial ont généralement recouru à des méthodes complexes ayant un degré d'efficacité élevé telle que la méthode de la logique floue.

Comme perspective à ce travail, si on veut optimiser le contrôleur MPPT P&O réalisé, il serait intéressant d'utiliser des versions améliorées de l'algorithme P&O qui assurent une convergence vers le point de puissance maximale plus rapide et une perte de puissance moindre et qui garantit toujours un rapport cout/efficacité acceptable. Sinon si on néglige le cout devant l'efficacité voulue nous devons faire appel aux

méthodes à intelligence artificielle. Il sera aussi intéressant de valider le contrôleur MPPT en temps réel en le testant sur un système PV.

**Références**

- [1] Dr A. Dakkina. **Atelier de Renforcement de Capacités Dans le Domaine de l'Énergie Durable, Module : Energie Solaire Photovoltaïque** .Tunis 21-22 avril 2008.
- [2] F.CHEKIRED. **Etude et implémentation d'une commande MPPT neuro flou sur FPGA**. Mémoire de Magister. ENP, Algérie 2008.
- [3] D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu, F. Blaabjerg. **Improved MPPT algorithms for rapidly changing environmental conditions**. Aalborg University. Institute of Energy Technology, Aalborg, Denmark.  
Powertech, 2009 IEEE Bucharest.
- [4] S. BRIGAND. **Les principes de l'énergie solaire photovoltaïque**. Complément technique ; Mars/Avril 2008/  
[www.editionsdumoniteur.com](http://www.editionsdumoniteur.com).
- [5] L.Baxerres, A. Michallet, C Ramet. **Projet d'Initiative Personnelle, Le Microtransat, Partie électronique et énergétique**. 2006.
- [6] N.OLEKSIY. **Simulation, fabrication et analyse de cellules PV à contacts arrière interdigités**. Thèse de doctorat, Institut national des sciences appliquées, Lyon 2005.
- [7] Office fédérale des questions conjoncturelles. **Centrales Photovoltaïques**. Guide pour le dimensionnement et la réalisation des projets, 1996. [www.bibliotheque.iffp-suisse.ch/Reference.htm?numrec](http://www.bibliotheque.iffp-suisse.ch/Reference.htm?numrec).
- [8] K.SOBAIHI. **Etude et réalisation d'un hacheur du point de puissance maximale (MPPT) à contre réaction de tension**. Mémoire de Magister, ENP, Algérie.
- [9] A. Oi. **Design and simulation of photovoltaic water pumping system**. These de Doctorat, California Polytechnic State University San Luis Obispo, 2005.
- [10] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. S. Sy. **Le Pompage Photovoltaïque**. Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens. IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA.
- [11] C. Alonso. **Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie**. HDR Université Paul Sabatier – Toulouse III, 2003.
- [12] M. Angel Cid Pastor. **Conception et Réalisation de Modules Photovoltaïques Electroniques**. Thèse de doctorat, institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, année 2006.

- [13] L. R. francesco. **Photovoltaïque installation connectée au réseau≤10KWc.** Travail de fin d'étude, IEPS Colfontaine, Section Energies renouvelables et Environnement, Année2008.
- [14] M. Benghanem. **Contribution à l'Analyse des Performances des Systèmes Photovoltaïques.** Thèse de Doctorat, USTHB, Faculté de Génie Electrique, Algérie, 2000.
- [15] H. Mekki. **Modélisation d'Un Système Photovoltaïque en Utilisant Le Langage VHDL en vue de l'Implémentation Sur Un Circuit FPGA.** Mémoire de Magister, Université de Blida, Algérie, 2009.
- [16] V. Salas, E. Olias, A. Barrado, A. Lazaro. **Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems.** Solar energy materials and solar cells, volume90. 6 July 2006, Pages 1555-1578.
- [17] T. Esum, Patrick L. Chapman. **Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques.** IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, N° 2, June 2007.
- [18] D. Shmilovitz. **On the control of photovoltaic maximum power point tracker via output parameters.** IEE Proc - Electr Power Appl., Vol. 152, No. 2, March 2005.
- [19] N. Khaehintung, T. Wiangtong, P. Sirisuk. **FPGA Implementation of MPPT Using Variable Step-Size P&O Algorithm for PV Applications.** 2006 IEEE. W3D-5.
- [20] V.A. Chaudhari. **Automatic Peak Power Tracker for Solar PV Modules using dSPACE Software.** Mémoire de Magister. Maulana Azad National Institute Of Technology. Deemed University.2005.
- [21] R. FARANDA, S. LEVA. **Energy Comparison of MPPT Techniques for PV Systems.** Wseas Transactions On Power Systems. ISSN: 1790-5060.
- [22] V. BOITIER, P. MAUSSION. **Recherche du maximum de puissance sur les générateurs photovoltaïques.** Université de Toulouse. [www.iufmrese.cict.fr/.../Boitier\\_Maussion\\_MPPT\\_Vfinale.pdf](http://www.iufmrese.cict.fr/.../Boitier_Maussion_MPPT_Vfinale.pdf).
- [23] D. P. Hohm and M. E. Ropp. **Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms.** Progress In Photovoltaics: Research and Applications. November 2002, page 47-62.
- [24] C. Dorofte&, U. Borup, F. Blaabjerg. **A Combined Two-Method MPPT Control Scheme for Grid-Connected Photovoltaic Systems.** EPE 2005-Dresden.
- [25] H.J.Noh, D.Y.Lee, D. S. Hyun. **An Improved MPPT Converter with Current Compensation Method for Small Scaled Systems.** IEEE. 2002.

- [26] **BP Solar BP MSX120** – 120 W Multi-crystalline Photovoltaic Module Datasheet, 2002.
- [27] G. Walker, Geoff R. **Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV Model**. Australasian Universities Power Engineering Conference. AUPEC '00, Brisbane, 2000.
- [28] M. Benghanem, A. Mellit S.N. Alamri. **ANN-based modelling and estimation of daily global solar radiation data: A case study**. Energy Conversion and Management 50 (2009) 1644–1655.
- [29] **De la configuration des circuits électroniques**.  
<http://www.epfl.ch/~thoma/research/these>.
- [30] **Introduction au microprocesseur et circuits assimilés cinquième partie (5/5) : les composants FPGA :**  
[http://pagesperso-orange.fr/michel.hubin/physique/microp/chap\\_mp5.htm](http://pagesperso-orange.fr/michel.hubin/physique/microp/chap_mp5.htm)  
<http://pagesperso-orange.fr/jacques.weber/>
- [31] **Conception de circuits numériques Langage VHDL pour la synthèse et la modélisation :**  
[http://uuu.enseirb.fr/~renaud/files/cours\\_intro\\_FPGA\\_2006.pdf](http://uuu.enseirb.fr/~renaud/files/cours_intro_FPGA_2006.pdf)
- [32] J. O. Clein, J. Cachan. **L'Essentiel du langage VHDL**.  
[www.ief.u-psud.fr/~jok/iut/VHDL/COURS\\_VHDL.PDF](http://www.ief.u-psud.fr/~jok/iut/VHDL/COURS_VHDL.PDF)
- [33] E. Sanchez. **Les circuits FPGA**. Laboratoire de Systèmes Logiques, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne.  
[http://www.epfl.ch/pages/teaching/cours\\_sl/cp\\_es/fpga.pdf](http://www.epfl.ch/pages/teaching/cours_sl/cp_es/fpga.pdf)
- [34] A. Tisserand, I. LIP. Arenaire. **Introduction aux circuits FPGA**. OCAM ACI-SI Lyon, 23-24 septembre 2003 ;
- [35] XILINX. **Virtex-II Platform FPGAs: Complete Data Sheet**,  
<http://www.xilinx.com>. Mars 2005.
- [36] **Introduction à la Synthèse logique V.H.D.L.**  
<ftp://ftp.discip.crdp.accaen.fr/discip/crgelec/Cours/vhdl.pdf>
- [37] MEMEC Design. **Virtex-II V2MB1000 Development Bord user's Guide**.  
<http://legacy.memec.com/solutions/refernce/xilinx>, Décembre 2002.

## APPENDICE

### LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS

<b>GPV</b>	: Générateur Photo-Voltaïque
<b>S/C</b>	: Semi-Conducteur
<b>STC</b>	: Standard Test Conditions
<b><i>I<sub>ph</sub></i></b>	: courant photogénéré
<b><i>I<sub>d</sub></i></b>	: courant de la diode
<b><i>I<sub>s</sub></i></b>	: courant de saturation
<b><i>I<sub>cc</sub></i></b>	: courant de court-circuit
<b><i>I<sub>M</sub></i></b>	: courant maximal
<b><i>V<sub>T</sub></i></b>	: Thermodynamique
<b><i>K</i></b>	: constante de Boltzmann
<b><i>T</i></b>	: Température absolue en Kelvin
<b><i>q</i></b>	: charge de l'électron
<b><i>R<sub>p</sub></i></b>	: Résistance parallèle
<b><i>R<sub>s</sub></i></b>	: Résistance série
<b><i>I<sub>cc</sub></i></b>	: courant de court-circuit
<b><i>V<sub>co</sub></i></b>	: tension en circuit ouvert
<b><i>P<sub>m</sub></i></b>	: puissance maximale
<b><i>V<sub>M</sub></i></b>	: tension maximale
<b><i>FF</i></b>	: Facteur de forme
<b><i>NOCT</i></b>	: Nominal Operating Cell Temperature
<b><i>MPPT</i></b>	: Maximum Power Point Tracking
<b><i>P&amp;O</i></b>	: Perturber et observer
<b><i>AGs</i></b>	: Algorithmes génétiques
<b><i>VHDL</i></b>	: Very High Speed Integrated Circuit
<b><i>FPGA</i></b>	: Field-Programmable Gate Array
<b><i>SRAM</i></b>	: Static Random Access Memory
<b><i>RAM</i></b>	: Random Access Memory
<b><i>MLI</i></b>	: Modulation de la Largeur d'Impulsion
<b><i>PWM</i></b>	: pulse width modulation
<b><i>ASIC</i></b>	: Application-Specific Integrated Circuit
<b><i>CPLD</i></b>	: Complex Programmable Logic Device