

◆ République Algérienne Démocratique et Populaire ◆

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

**Université Abderrahmane Mira de Bejaia
Faculté de la technologie
Département de Génie Electrique**

Mémoire de fin de cycle

En Vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique

Option :

Energies Renouvelables

Thème

**Modélisation et Contrôle d'un Système Photovoltaïque
Connecté au Réseau**

Présenté par :

OUABDELKADER Katia

MERSEL Houria

Encadré par :

M^{me} S. BELAÏD

**Année universitaire :
2014/2015**

Remerciements

Avant tout, nous remercions DIEU le tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant toutes ces années d'études et que grâce à lui ce travail a pu être réalisé.

Nous tenons à adresser nos vifs remerciements à notre promotrice Mme S. BELAID qui nous a soutenus tout au long de ce travail. Sa compétence et sa disponibilité ont été pour nous un soutien certain pour la réalisation de ce travail.

Nous remercions également les membres de jury d'avoir accepté d'évaluer notre travail.

Notre remerciement aussi à tous les enseignants qui nous ont enseigné durant les années du cursus. Nous souhaitons également adresser nos remerciements à nos parents, à nos frères et sœurs, à nos amis et à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de notre travail.

Sommaire

Sommaire

Introduction général.....1

Chapitre1 : Généralités sur l'énergie photovoltaïque

Introduction.....3

I.1.La cellule photovoltaïque.....3

I.1.1.Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque3

I.1.2.Rendement d'une cellule.....5

I.1.3.Les paramètre des cellules photovoltaïques.....5

I.1.4.Association des Cellules Photovoltaïques.....6

I.2.Le module photovoltaïque.....7

I.2.1.Orientation et inclinaison d'un module photovoltaïque.....8

I.2.2.Caractéristique courant-tension.....8

I.3.Générateur photovoltaïque.....9

I.4.Protection classique d'un générateur photovoltaïque.....10

I.5.Rendement d'une chaine de conversion photovoltaïque.....10

I.6.Les systèmes de conversion photovoltaïque.....12

I.7.Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques13

I.8.Les différentes connexions des systèmes photovoltaïques.....14

I.8.1.Les systèmes autonomes.....14

I.8.2.Les systèmes hybrides14

I.8.3.Les systèmes raccordés au réseau.....15

I.9. Système photovoltaïques connectés au réseau électrique.....	16
I.9.1. Topologies des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique	16
I.9.1.1. La connexion via un étage d'adaptation (DC/AC)	16
I.9.1.2. La connexion via deux étages (DC/DC et DC/AC).....	19
I.10. Optimisation de l'énergie photovoltaïque.....	19
Conclusion.....	20

Chapitre II: Modélisation du système photovoltaïque

Introduction.....	21
II.1. Modélisation du panneau photovoltaïque.....	21
II.1.1. Model idéal.....	21
II.1.2. Modèle d'un panneau à une diode avec résistance shunt.....	23
II.1.3. Modèle à deux diodes (à deux exponentielles).....	25
II.1.4. Modèle à une diode (implicite).....	25
II.2. Résultats de simulation aux conditions standards.....	27
II.2.1. Caractéristique I(V) et P(V) du module aux conditions STC (25°C , 1000W/m ²).....	28
II.2.2. Influence de la température et de l'éclairement.....	29
II.2.2.1. Influence de l'éclairement.....	29
II.2.2.2. Influence de la température.....	30
II.3. Electronique de puissance et la conversion électrique.....	31

II.3.1.Les hacheurs.....	31
II.3.1.1.Hacheur Buck (abaisseur).....	32
II.3.1.2. Hacheur boost (élevateur).....	34
II.4. modélisation du convertisseur DC/AC (Onduleur).....	36
II.5. Modélisation du filtre RL associé au convertisseur.....	37
II.6. Modélisation du réseau électrique.....	38
II.7. Poursuite du point de puissance maximal (PPM).....	39
Conclusion.....	39

Chapitre III : Contrôle du système photovoltaïque connecté au réseau

Introduction.....	40
III.1.Suivi de la puissance maximal du générateur photovoltaïque.....	40
III.1.1.Méthode de courbe d'ajustage (Curve-fitting method).....	41
III.1.2.Méthode de la table de consultation (look-up table).....	42
III.1.3.Méthode de tension en circuit ouvert du générateur photovoltaïque (Open-circuit voltage photovoltaic generator method).....	42
III.1.4.Méthode de courant de court circuit du générateur PV (Short circuit current photovoltaic generator method).....	42
III.1.5.Méthode de la conductance incrémentielle.....	43
III.1.6.Méthode de perturbation observation (P&O).....	43
III.1.6.1.Algorithme de perturbation et perturbation.....	45
III.2.Contrôle de la liaison Onduleur-réseau électrique.....	46

III.2.1.Présentation de la structure du système côté Onduleur- réseau.....	46
III.2.2.Etude de la partie contrôle de la structure proposée.....	46
III.2.3.Onduleur de tension.....	46
III.2.3.1.Différentes commandes de l'onduleur.....	47
III.2.3.2.Contrôle des courants par hystérésis classique.....	47
III.2.3.3.Contrôle des courants par hystérésis modulée.....	48
III.3.Contrôle de la tension du bus continu V_{dc}	49
III.4.Contrôle des puissances active et réactive (P et Q).....	50
III.5.Etude de la synchronisation du convertisseur sur le réseau.....	52
III.5.1.PLL triphasée dans le domaine de Park.....	52
Conclusion.....	53

Chapitre IV : Simulation du système

Introduction.....	54
IV.1.Simulation numérique.....	54
IV.2.Résultat de simulation numérique.....	54
IV.2.1.Simulation à ensoleillement variable et température constante.....	55
IV.2.2.Simulation à température variable et ensoleillement constant.....	57
IV.2.3.Simulation dans les conditions variables d'ensoleillement et de température.....	59
IV.2.4.Comparaison entre la commande par hystérésis classique et la commande par hystérésis modulée.....	63
Conclusion.....	65

Conclusion générale

Références bibliographiques

Annexe

Liste des figures

Liste des figures

CHAPITRE I

Figure (I.1) : Structure d'une cellule photovoltaïque.....	4
Figure (I.2) : Les images de différents types de la cellule photovoltaïque.....	5
Figure (I.3) : Schéma de cellules associées en parallèle.....	7
Figure(I.4) : Schéma de cellules photovoltaïque associées en série.....	7
Figure (I.5): Module photovoltaïque.....	8
Figure (I.6): Les différentes zones de la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque.	9
Figure (I.7) : Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour	10
Figure (I.8) : Structure d'un système PV autonome.....	14
Figure (I.9) : Structure d'un système hybride.....	15
Figure (I.10) : Structure d'un système photovoltaïque connecté au réseau.....	15
Figure (I.11) : Système photovoltaïque connecté au réseau électrique.....	16
Figure (I.12) : Topologies des systèmes photovoltaïques connectés à un réseau électrique...	17
Figure (I.13) : Caractéristique du point de puissance maximale PPM.....	19

CHAPITRE II

Figure (II.1) : Schéma électrique idéal d'un module photovoltaïque.....	21
Figure (II.2) : Schéma photovoltaïque d'un module à une diode.....	23
Figure (II.3) : Modèle électrique à deux diodes avec résistance shunt de la cellule PV.....	25
Figure (II.4) : Modèle électrique à une diode sans résistance shunt.....	26
Figure (II.5) : Schéma bloc du module photovoltaïque.....	28
Figure (II.6) : Caractéristique $I=f(V)$ du module photovoltaïque.....	28
Figure (II.7) : Caractéristique $P=f(V)$ du module photovoltaïque.....	29
Figure (II.8) : Effet de l'éclairement sur la caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$	29
Figure (II.9) : Effet de l'éclairement sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$	30
Figure (II.10) : Effet de la température sur la caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$	30
Figure (II.11) : Effet de la température sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$	31
Figure (II.12) : Symbole d'un convertisseur DC-DC.....	32
Figure (II.13) : Schéma électrique d'un hacheur buck.....	32
Figure (II.14) : Schéma électrique d'un hacheur buck fermé.....	33

Figure (II.15) : Schéma électrique d'un hacheur buck ouvert.....	33
Figure (II.16) : Schéma électrique d'un hacheur boost.....	34
Figure (II.17) : Schéma électrique d'un hacheur boost fermé.....	35
Figure (II.18) : Schéma électrique d'un hacheur boost ouvert.....	35
Figure (II.19) : Symboles du convertisseur DC-AC monophasé et triphasé.....	36
Figure (II.20) : Représentation du filtre RL.....	38

CHAPITRE III

Figure (III.1) : Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur DC/DC.....	41
Figure (III.2) : Caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ d'un panneau solaire.....	44
Figure (III.3) : Organigramme de l'algorithme perturbation et observation.....	45
Figure (III.4) : Schéma de structure d'un onduleur de tension triphasé connecté au réseau...46	
Figure (III.5) : Contrôle du courant par hystérésis.....	47
Figure (III.6) : Contrôle des courants de l'onduleur par hystérésis modulée.....	48
Figure (III.7) : Représentation du bus continu.....	49
Figure (III.8) : Boucle de régulation de la tension du bus continu.....	50
Figure (III.9) : Schéma synoptique de la connexion de l'onduleur au réseau électrique.....	51
Figure (III.10) : Principe de la PLL.....	53

CHAPITRE IV

Figure (IV.1) : Schéma global du système photovoltaïque connecté au réseau électrique....	54
Figure (IV.2) : Variation de l'éclairement.....	55
Figure (IV.3) : Allure de la puissance photovoltaïque P_{pv}	56
Figure (IV.4) : Allure de la tension photovoltaïque V_{pv}	56
Figure (IV.5) : Allure du courant photovoltaïque I_{pv}	56
Figure (IV.6) : Allure de la puissance photovoltaïque en fonction de la tension Photovoltaïque $P_{pv}(V_{pv})$	57
Figure (IV.7) : Variation de la température	58
Figure (IV.8) : Allure de la puissance photovoltaïque P_{pv}	58
Figure (IV.9) : Allure de la tension photovoltaïque V_{pv}	58
Figure (IV.10) : Allure du courant photovoltaïque I_{pv}	59
Figure (IV.11) : Allure de la puissance photovoltaïque en fonction de la tension photovoltaïque $P_{pv}(V_{pv})$	59
Figure (IV.12) : Ensoleillement variable.....	60

Figure (IV.13) : température variable.....	60
Figure (IV.14) : Allure de la tension photovoltaïque.....	60
Figure (IV.15) : Allure de la puissance photovoltaïque.....	61
Figure (IV.16) : Allure du courant photovoltaïque.....	61
Figure (IV.17) : Allure de la tension du bus continu V_{dc}	61
Figure (IV.18) : Allure de la puissance active fournie au réseau.....	62
Figure (IV.19) : Allure de la puissance réactive du réseau.....	62
Figure (IV.20) : Allure du courant d'axe direct du réseau.....	62
Figure (IV.21) : Allure du courant d'axe en quadrature du réseau.....	63
Figure (IV.22) : Allure globale du courant de phase côté réseau.....	63
Figure (IV.23) : Allure du courant de phase avec la commande à hystérésis classique.....	64
Figure (IV.24) : Allure de la tension V_{ond_a} avec la commande à hystérésis classique.....	64
Figure (IV.25) : Allure du courant de phase avec la commande à hystérésis modulé.....	64
Figure (IV.26) : Allure de la tension $V_{a,ond}$ avec la commande à hystérésis modulé.....	65

Nomenclatures
et
abréviations

Nomenclatures

I_m : Courant maximal (A).

V_m : Tension maximal (V).

P_m : Puissance maximal (W).

I_{cc} : Courant de court-circuit (A).

V_{co} : Tension de circuit ouvert (V).

R_s : Résistance série en (Ω).

R_{sh} : Résistance shunt en (Ω).

E : Ensoleillement (W/m^2).

FF : Facture de forme.

S : Surface de la cellule (m^2).

η : Rendement de la cellule.

η_{mppt} : Rendement au point de puissance maximal.

η_{conv} : Rendement de conversion d'un étage d'adaptation.

η_{tot} : Rendement global de la chaîne de conversion photovoltaïque.

P_{out} : Puissance de sortie.

I_{pv} : Le courant délivré par le module photovoltaïque (A).

V_{pv} : Tension photovoltaïque (V).

P_{pv} : Puissance photovoltaïque (W).

V_{pv-opt} : Tension photovoltaïque optimal.

P_{pv-opt} : Puissance photovoltaïque optimal.

M : Point de puissance maximal.

I_{ph} : Photo courant (A).

I_d : courant de diode (A).

I_{sh} : Le courant shunt(A).

V_d : La tension aux bornes de la diode (V).

I_o : Courant de saturation de la diode (A).

E_g : Tension de seuil de la diode (1.12 eV).

q : Charge électrique qui est égale à $1,6 \cdot 10^{-19}C$.

K : Constant de Boltzmann $1,38 \cdot 10^{-23} J/K$.

A : Facteur d'idéalité de la diode.

T_a : la température ambiante ($^{\circ}C$).

T_j : La température de la cellule (Kelvin).

NOCT : la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire ($^{\circ}\text{C}$).

I_{sat} : courant de saturation (A).

E_{ref} : Irradiation de référence 1000 W/m^2 .

T_{ref} : Température de référence 25°C .

I_{mpp} : Courant au point de puissance maximale appelé aussi courant optimum (I_{opt}).

V_{mpp} : Tension au point de puissance maximale appelé aussi tension optimale (V_{opt}).

P_{mpp} : Puissance au point de puissance maximale appelé aussi puissance optimale (P_{opt}).

ΔE : Représente la variation de l'irradiation W/m^2 .

T_{stc} et T_{c} : Représentent respectivement, la température dans les conditions standards de fonctionnement et dans des conditions quelconques ($^{\circ}\text{C}$).

ΔT_{c} : Représente la variation de la température ($^{\circ}\text{C}$).

ΔI_{pv} : Représente la variation du courant par rapport à l'insolation et à la température (A).

ΔV_{pv} : Représente la variation de la tension par rapport à l'insolation et à la température (V).

α_{sc} : est défini comme un coefficient courant de changement de la température à la référence ensoleillement [$\text{A}/^{\circ}\text{C}$].

β_{oc} : est défini en tant que coefficient de tension de changement de la température [$\text{V}/^{\circ}\text{C}$].

C : la capacité du condensateur.

F_{e} : Fréquence de découplage.

Abréviation

PV: Photovoltaïque.

PPM : Le point de fonctionnement optimal.

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

PO: Perturbation et observation.

DC: Courant Continu.

AC: Courant Alternatif.

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

GPV: Générateur photovoltaïque.

PLL: Boucle à verrouillage de phase (Phase locked loop).

N_{s} : Nombre de cellules en série dans un module photovoltaïque.

N_{p} : Nombre de cellules en série dans un module photovoltaïque.

A_{tr} : Amplitude du signal triangulaire (Porteuse).

B_{h} : largeur de la bande à hystérésis.

GTO: Thyristor à extinction par la gachette (gate turn-off thyristor).

IGBT : Transistor bipolaire à grille isolée.

Introduction générale

Introduction générale

L'utilisation des énergies renouvelables connaît une croissance significative dans le monde, devant la demande croissante d'énergie électrique essentiellement pour les besoins des régions éloignées dépourvues d'électricité fiable, désertes et montagneuses. Une grande partie de l'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, etc...) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement, cette menace s'est manifestée principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre. [ZID 11]

Aujourd'hui on distingue plusieurs sources d'énergies renouvelables, l'énergie hydroélectrique, l'énergie géothermique, l'énergie de la biomasse, l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque. L'avantage principal de ces énergies renouvelables et que leurs utilisations ne polluent pas l'atmosphère et qu'elles ne produisent pas de gaz à effet de serre comme le dioxyde de carbone et les oxydes d'azotes qui sont responsables du réchauffement de la terre. [BOU 07]

L'énergie solaire photovoltaïque est une forme d'énergie renouvelable permettant de produire de l'électricité par la transformation d'une partie du rayonnement solaire grâce à des modules solaires photovoltaïques, comprenant plusieurs cellules photovoltaïques reliées entre elles. Les impacts locaux du solaire sont très réduits : pas de bruit, pas de rejets et, sur le plan visuel, une relative discrétion voire pour certaines structures intégrées au bâtiment une réelle élégance. [EST 10]

Une fois ces rappels sont faits, il nous sera facile d'expliquer le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque en passant au système photovoltaïque complet et à ses trois types à savoir :

- Les systèmes autonomes
- Les systèmes hybrides
- Les systèmes connectés au réseau

Dans ce mémoire, notre étude s'intéresse à la filière photovoltaïque et consiste essentiellement à la modélisation et le contrôle d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique.

Cependant, le raccordement des systèmes PV au réseau de distribution peut avoir quelques impacts sur les réseaux électriques : impacts sur le changement des flux de puissance, sur le plan de tension et sur la qualité de l'énergie. [MCH 12]

La rédaction de notre mémoire dans ce premier chapitre, consiste à faire une description générale du principe de conversion de l'énergie solaire photovoltaïque. Cependant notre but principal est la simulation d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique.

Le second chapitre sera basé sur la modélisation du système photovoltaïque global, constitué d'un générateur photovoltaïque, d'un convertisseur DC/DC, d'un convertisseur DC/AC, d'un filtre et du réseau électrique. Quatre modèles de GPV seront présentés.

Le troisième chapitre présentera six méthodes de poursuite du point de puissance maximale couramment rencontrées, cependant on se basera sur la méthode 'Perturbation et Observation' (P&O), ainsi que du contrôle du système photovoltaïque connecté au réseau.

Le quatrième chapitre sera consacré, à la simulation de la méthode MPPT « P&O » avec deux stratégies de contrôle des courants d'onduleur (contrôle par hystérésis classique et hystérésis modulée). Toutes ces techniques seront présentées avec les résultats obtenus et comparés dans les mêmes conditions de fonctionnement.

On clôturera notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I

*Généralités sur les systèmes
photovoltaïques*

Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie de la lumière en électricité. Cette conversion s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basé sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule.

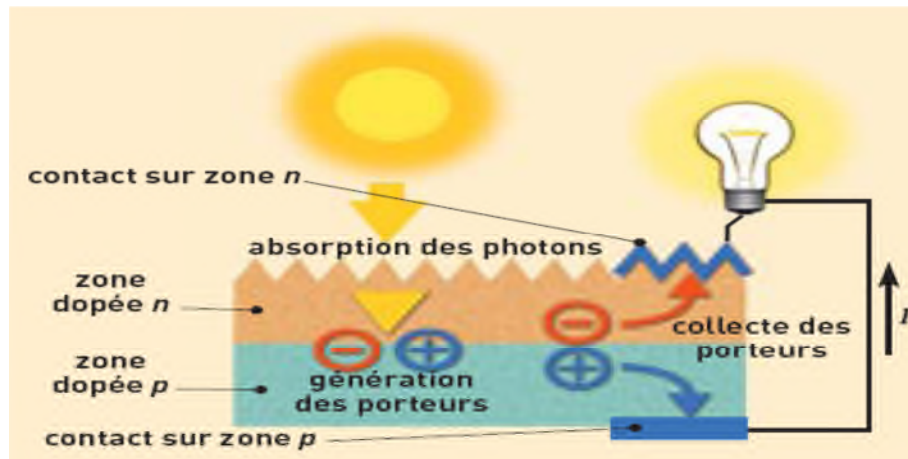
L'association de plusieurs cellules en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique courant-tension (I-V) non linéaire présentant un point de puissance maximale [ABL 06]. De nos jours et selon le besoin, l'énergie électrique produite est disponible sous forme d'électricité directe ou stockée en batteries (énergie électrique décentralisée) ou en électricité injectée dans le réseau ce qui va faire l'objet de notre travail.

I.1.La cellule photovoltaïque

La cellule PV est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs de type P-N qui produisent un courant électrique sous l'effet des photons lumineux. Les cellules sont raccordées entre-elles pour former des modules photovoltaïques pouvant convertir en électricité environ 15% de l'énergie solaire reçue [BRI 08]. Les cellules photovoltaïques les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de silicium (SI), c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants. [BEN 12]

I.1.1.Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un dispositif semi-conducteur généralement à base de silicium. La taille de chaque cellule va de quelque centimètre jusqu'à 100 cm², sa forme est circulaire carrée ou dérivée des deux géométries [ABL 06]. Elle est réalisée à partir de deux couches, une dopée P et l'autre dopée N créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leurs énergies aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. [SAL 11]



Figure(I.1) : Structure d'une cellule photovoltaïque. [BEL 09]

Il existe différents types de cellules photovoltaïques, les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de silicium. Chaque type de cellules a un rendement qui lui est spécifique. Par contre quelque soit leurs types leurs rendement est assez faible de 8 à 23% de l'énergie qu'elles reçoivent [SAL 11]. Il existe trois principaux types de cellules.

- **Les cellules monocristallines**

Elles ont le meilleur rendement ainsi qu'un coût très élevé, du fait que leurs fabrications est compliquées.

- **Les cellules poly cristallines**

Un rendement plus faible, et un coût de fabrication moins important ainsi qu'une conception plus au moins facile.

- **Les cellules amorphes**

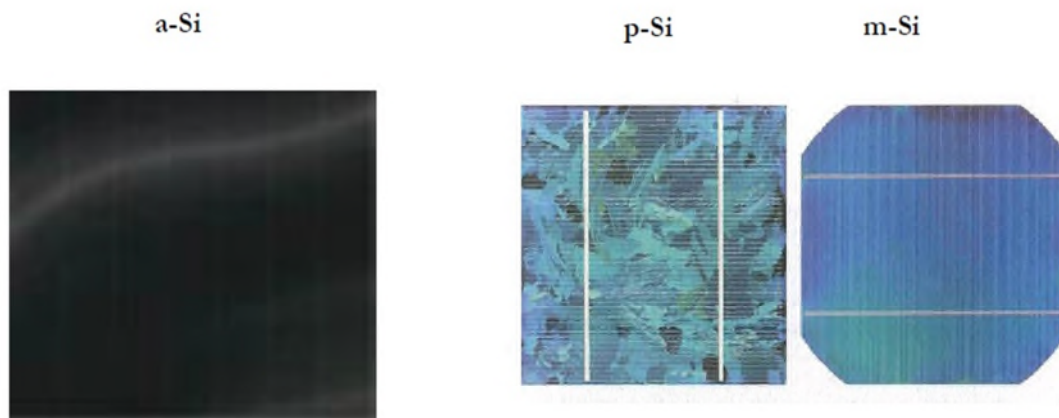
Elles sont utilisées dans de petits produits tel que des calculatrices ou encore des montres elles ont un rendement assez faible, elles nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium donc un cout plus élevé.

I.1.2.Rendement d'une cellule

Le tableau suivant présente les différents types des cellules avec leur rendement.

Technologie de cellules	Rendement en laboratoire	Rendement production
Silicium amorphe (a-si)	13%	5-9%
Silicium poly cristallin (P-SI)	19 ,8%	11 à 15%
Silicium monocristallin (m-SI)	24,7%	13 à 17%

Tableau (I.1).Les différents types des cellules avec leur rendement.



Figure(I.2) : Les images de différents types de la cellule photovoltaïque.

I.1.3.Les paramètre des cellules photovoltaïques

La cellule solaire photovoltaïque est caractérisée par plusieurs paramètres dont le rendement de conversion, la tension de court-circuit et de circuit ouvert, le courant de court-circuit et le facteur de forme (FF). Ces paramètres sont extraits des caractéristiques courant-tension qui permettent de comparer différentes cellules dans des conditions identiques. Ces paramètres sont définis comme suit :

- **Courant de court circuit I_{cc}**

Le courant de court circuit est le courant le plus important que l'on puisse obtenir avec une cellule solaire, augmente généralement avec l'intensité d'illumination. I_{cc} est la valeur du courant lorsque la tension $V=0$.

- **Tension à circuit-ouvert V_{co} [ABL 06]**

La tension mesurée lorsqu'aucun courant ne circule dans le dispositif PV .Elle dépend du type de cellule solaire et de l'éclairement et du type des matériaux de la couche active.

- **Facteur de forme**

Le facteur de forme en Anglais {Fill Factor} d'une cellule solaire dépend d'un ensemble de paramètres, il est défini comme le rapport d'une puissance maximale à la puissance calculée en multipliant la tension de circuit-ouvert par le courant de court-circuit. Le facteur de forme détermine la qualité électrique de la cellule ; il est obtenu par l'équation suivante :

$$FF = \frac{P_m}{I_{cc} \times V_{co}} = \frac{I_m \times V_m}{I_{cc} \times V_{co}} \quad (I.1)$$

- **Le rendement de la cellule**

Le rendement d'une cellule solaire est défini comme le rapport de la puissance maximale fournie par la cellule P_m à la puissance lumineuse d'incident.

$$\eta = \frac{P_m}{S \times E} \quad (I.2)$$

On a :

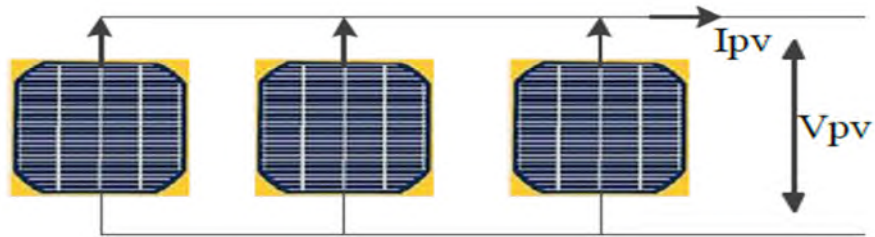
S : surface de la cellule en m^2 .

E: l'ensoleillement en W/m^2 .

I.1.4.Association des cellules photovoltaïques [SAL 11]

- **En Parallèle**

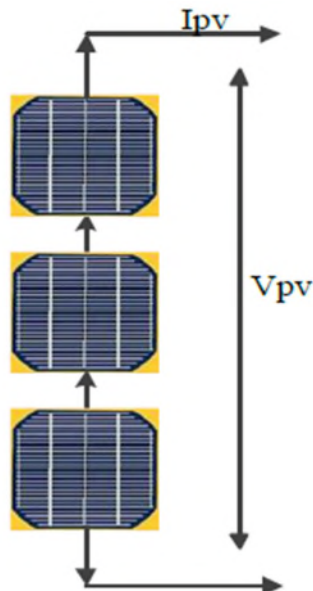
Dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée.



Figure(I.3) : Schéma de cellules associées en parallèle.

- **En Série**

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la Caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné.



Figure(I.4) : Schéma de cellules photovoltaïques associées en série

I.2. Le module photovoltaïque

Rappelons tout d'abord qu'un module photovoltaïque est un convertisseur d'énergie lumineuse en électricité. Le module photovoltaïque est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elle en série, afin d'élever la tension d'utilisation, et en parallèle, dans le but d'augmenter l'intensité d'utilisation. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers l'environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. [AIT 07]

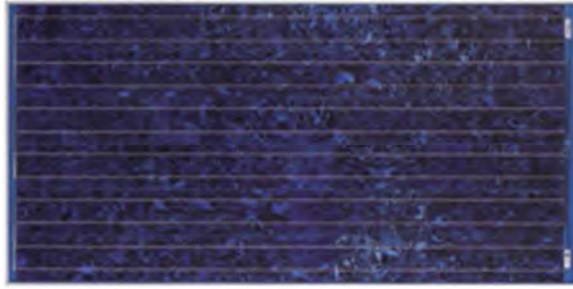


Figure (I.5): Module photovoltaïque.

I.2.1. Orientation et inclinaison d'un module photovoltaïque

La position du soleil vis-à-vis des modules photovoltaïques influe directement sur leur production énergétique. Leur placement est très important à fin de profiter au maximum de leurs possibilités.

On appelle l'orientation le point cardinal vers lequel est tournée la face active du panneau (Sud, Nord, Sud-ouest....). Quant à l'inclinaison elle indique l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal, elle se compte donc en degrés. [LAB 06]

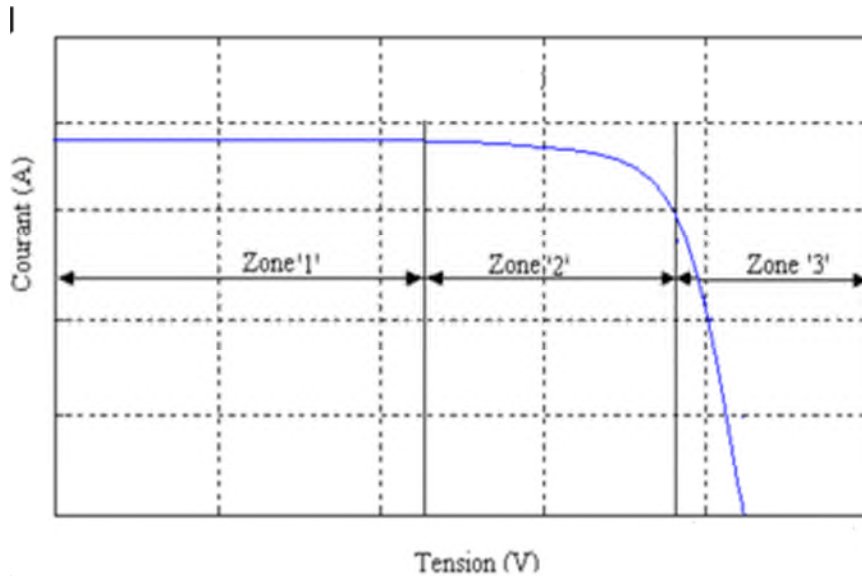
L'orientation idéale d'un module photovoltaïque est : vers l'équateur, ce qui donne :

- Orientation vers le sud dans l'hémisphère Nord ;
- Orientation vers le nord dans l'hémisphère sud.

On déduit de ce fait que l'inclinaison idéale est égale à la latitude du lieu +10 ° (pour une orientation sud). [LAB 06]

I.2.2. Caractéristique courant-tension

La figure ci-dessous représente la courbe courant tension d'un panneau photovoltaïque typique dans les conditions constantes d'irradiation et de température :



Figure(I.6) :Les différentes zones de la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque.

Il est difficile de donner un caractère source de courant ou de tension à un panneau photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique courant- tension.

- **La zone (1)** : où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- **La zone (2)** : correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé. [BEN 12]
- **La zone (3)**: qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

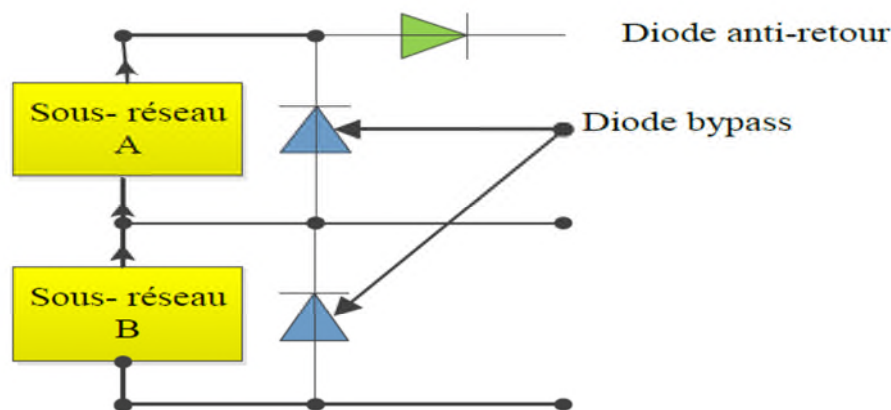
I.3.Le générateur photovoltaïque [SAL 11]

Un générateur photovoltaïque est l'association de plusieurs modules qui se constituent de plusieurs cellules photovoltaïques, connectées en série/parallèle. Si les cellules se connectent en série, les tensions de chaque cellule s'additionnent, augmentant la tension totale du générateur. D'une autre part, si les cellules se connectent en parallèle, c'est l'ampérage qui augmentera.

I.4. Protection classique d'un générateur photovoltaïque

Les générateurs photovoltaïques sont destinés à produire de l'énergie électrique durant plusieurs années, alors nous devons assurer la protection électrique de l'installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant différentes pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage.

Pour cela, deux types de protections sont classiquement utilisées dans les installations actuelles. [SAL 11]



Figure(I.7) : Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour.[SAL 11]

- Diode anti- retour afin d'établir une protection en cas de connexion de module PV en parallèle pour éviter les courants négatifs. Ou bien quand une charge en connexion joue le rôle du générateur en basculant du récepteur.
- La protection lors de la mise en série des modules PV par Les diodes by-pas permettant ainsi de ne pas perdre la totalité de la chaîne et éviter les points chauds.

I.5. Rendement d'une chaîne de conversion photovoltaïque

Selon l'application, l'énergie électrique photovoltaïque est soit utilisée telle quelle par une charge, soit stockée temporairement ou bien même injectée directement à un réseau électrique. Pour les installations solaires pouvant fournir de l'énergie à un réseau électrique plus puissant ou bien à des sites isolés, la chaîne de conversion de l'énergie photovoltaïque est aujourd'hui généralement munie d'un étage de conversion de puissance, associé à une commande MPPT et adapté à la nature de la charge. Ainsi, la présence de convertisseurs de

type DC/AC favorisera la réinjection de l'énergie sur le réseau tandis que celle du convertisseur DC/DC permettra de charger correctement les éléments de stockage. [Cab 08]

Nous rappelons les définitions des différents rendements et des conditions de mesures de ces derniers. Ainsi, le rendement global de la chaîne de conversion qui en résulte reflète bien l'ensemble des sources de pertes réparties sur l'ensemble de la chaîne PV : [GUI 08]

La puissance reçue par un panneau de surface S (m^2) est donc égale à $(E*S)$.

Avec :

E : L'irradiation E (W/m^2) est définie comme la quantité d'énergie électromagnétique solaire incidente sur une surface par unité de temps et de surface.

S : La surface S représente la surface du panneau correspondant à la partie active et susceptible de pouvoir effectuer la conversion photovoltaïque et non la surface totale occupée par le panneau solaire.

Nous prendrons comme définition du rendement traduisant la capacité maximale d'un GPV ainsi que sa qualité de la conversion photons-électrons d'un panneau solaire noté η_{pv} , le rendement défini selon l'équation (I.2):

La puissance délivrée par le GPV notée P_{PV} est plus ou moins éloignée du potentiel productible noté P_m en fonction de l'étage d'adaptation utilisé pour réaliser la conversion et le transfert énergétique (onduleur, convertisseur DC-DC, connexion directe...).

La définition d'un nouveau rendement traduisant les pertes énergétiques est alors nécessaire. Il correspond à la capacité de l'étage d'adaptation à exploiter sa puissance maximale disponible aux bornes du panneau photovoltaïque. Il est obtenu en divisant la puissance disponible aux bornes du GPV par la puissance maximale potentiellement dé livrable par ce même GPV.

Pour être précis, ce rendement est le fruit de mesures des puissances effectuées sur un intervalle de temps très court ($<1s$). Il sera donc représentatif d'un instant donné, de conditions météorologiques précises et de modes de fonctionnement donnés.

$$\eta_{mpp} = \frac{P_{pv}}{P_m} \quad (I.3)$$

Pour transférer la puissance électrique produite, le mode de transfert utilisé peut présenter plus ou moins un taux de pertes lié à sa constitution. Nous définissons pour qualifier ces étages de conversion électrique-électrique et de transfert, le rendement de conversion d'un

étage d'adaptation. Là aussi, ce type de rendement dépend du temps et des conditions de fonctionnement, et il est selon l'équation suivante :

$$\eta_{\text{conv}} = \frac{P_{\text{out}}}{P_{\text{pv}}} \quad (\text{I.4})$$

Le rendement global de la chaîne de conversion photovoltaïque peut donc être défini comme le produit des trois rendements précédemment définis sur le même intervalle de temps.

$$\eta_{\text{tot}} = \frac{P_m}{E \times S} \times \frac{P_{\text{pv}}}{P_m} \times \frac{P_{\text{out}}}{P_{\text{pv}}} \quad (\text{I.5})$$

I.6. Les différents systèmes de conversion photovoltaïque

Le soleil fournit une énergie lumineuse grandiose à la Terre. Mais le problème réside dans le fait que la forme sous laquelle nous recevons l'énergie n'est pas nécessairement celle sous laquelle cette énergie est utilisée. Donc actuellement, différentes architectures photovoltaïque sont proposées et permettent la valorisation de la production énergétique d'origine photovoltaïque. Dans notre cas nous intéresserons aux architectures de conversion DC/DC ainsi que DC/AC, qui nous permettront d'apporter des solutions innovantes concernant les rendements de la chaîne de conversion et ainsi améliorer et abaisser leurs coûts. Alors on doit faire appel à deux différents systèmes de conversion.

Le convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement entre le champ PV et la charge.

- **Le convertisseur continu-continu [BEN 12]**

Ce type de convertisseur est situé généralement entre le panneau photovoltaïque et la charge et est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal. Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95%.

- **Le convertisseur continu- alternatif**

Ce dispositif se situe généralement entre le convertisseur DC /DC et la charge il est destiné à convertir le courant /continu en courant alternatif. La formation de l'ordre de sortie peut être assurée par deux dispositifs :

- **Rotatif** : c'est un moteur à courant continu couplé à un alternateur, son rendement varie entre 50% et 60% pour 1kW jusqu'à atteindre 90% pour 50kW.

Ses avantages sont : simplicité, onde sinusoïdale, bonne fiabilité.

Ses inconvénients sont : Le prix, faible rendement (surtout pour les faibles puissances).

- **Statique** : on le désigne sous le nom d'onduleur. C'est un dispositif utilisant des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charges, des pertes à vide considérables surtout pour des faibles puissances. Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en PWM (pulse width modulation) qui permettent d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale.

I.7. Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques

- **Avantages**

1. Le soleil est une source d'énergie propre et renouvelable, qui ne produit ni le gaz ni de déchet toxique par son utilisation.
2. Le processus photovoltaïque est complètement à semi-conducteurs et d'un seul bloc. Il n'y a aucune pièce mobile et aucun matériau n'est consommé ou émis.
3. Pas de pollution, ni émissions ou odeurs discernables.
4. Ils peuvent être des systèmes autonomes qui actionnent sûrement sans surveillance pendant de longues périodes.
5. Grande fiabilité.
6. Ils peuvent être combinés avec d'autres sources d'énergies pour augmenter la fiabilité du système.
7. Ils n'exigent aucun raccordement à une source d'énergie ou à un approvisionnement en carburant existant.

- **Inconvénients**

1. La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
2. Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-17 %.
3. Tributaire des conditions météorologiques.
4. Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.

Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

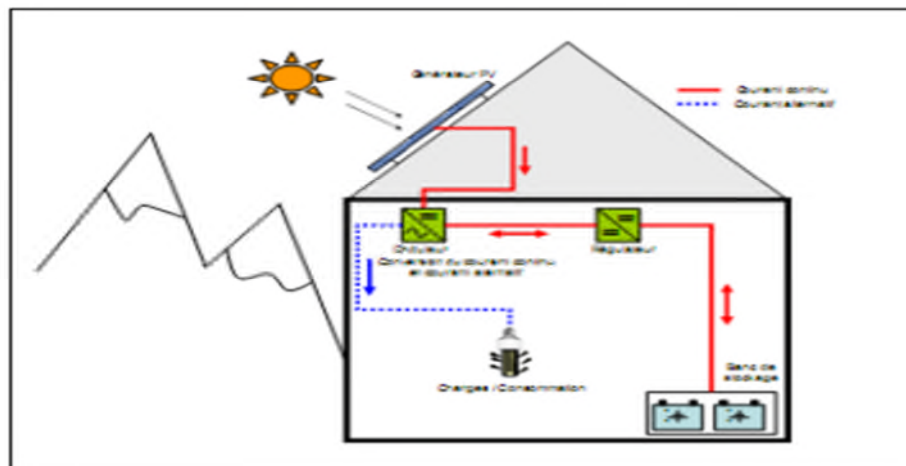
I.8. Les différentes connexions des systèmes photovoltaïques

Selon la manière dont l'énergie est utilisée, il existe trois différents types de Systèmes PV :

- Systèmes autonomes.
- Systèmes hybrides.
- Systèmes raccordés au réseau.

I.8.1. Les systèmes autonomes [BEN 12]

Selon le besoin, les systèmes autonomes alimentent un ou plusieurs consommateurs situés dans des zones isolées du réseau électrique. La Figure (I.13) ci-dessous représente l'exemple d'un système PV autonome raccordé à un système de stockage pour répondre aux besoins des consommateurs à chaque instant et à chaque moment.



Figure(I.8) : Structure d'un système PV autonome. [BEN 12]

I.8.2. Les systèmes Hybrides

Les systèmes photovoltaïques hybrides intègrent un générateur photovoltaïque et un autre générateur : éolien, groupe électrogène, système hydroélectrique et même parfois le réseau public d'électricité.

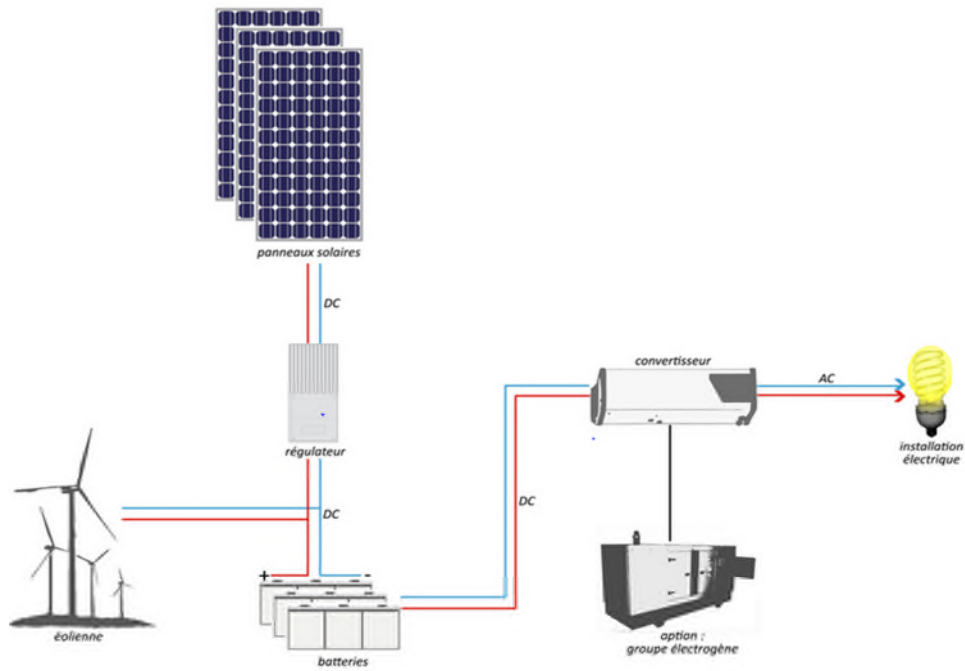


Figure (I.9) : Structure d'un système hybride.

I.8.3. Les systèmes raccordés au réseau

Un système photovoltaïque connecté au réseau, est un système raccordé directement au réseau électrique à l'aide de convertisseurs. Ce type de système offre beaucoup de facilités pour le (producteur/consommateur) puisque c'est le réseau qui se charge du maintien de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. La Figure (I.15) représente un système PV connecté au réseau électrique :

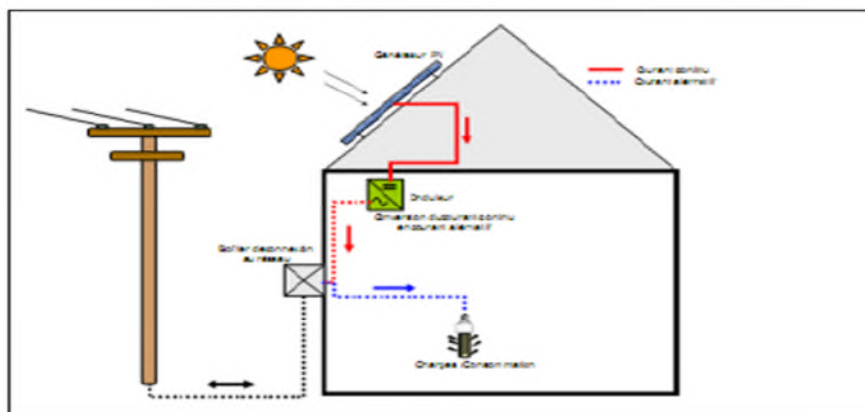


Figure (I.10) : Structure d'un système photovoltaïque connecté au réseau. [BEN 12]

Dans notre travail nous nous sommes intéressées aux systèmes raccordés au réseau électrique pour les avantages suivants : C'est le réseau qui s'occupe du maintien de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité.

1. Absence de batteries, on ne stocke plus l'énergie on l'injecte directement dans le réseau local ou national.
2. Toute l'énergie est récupérée.

I.9. Système photovoltaïques connectés au réseau électrique

Dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau Figure (I.11), l'un des objectifs que doit réaliser l'onduleur connecté au réseau, est le contrôle du courant issu du champ des modules photovoltaïques et de la puissance injectée au réseau suivant les normes en vigueur. De ce fait, les spécifications standards servant à la conception d'un onduleur connecté, concerneront la puissance nominale, la tension nominale du réseau, la tension maximale du DC-bus, le contrôle de l'onduleur etc.

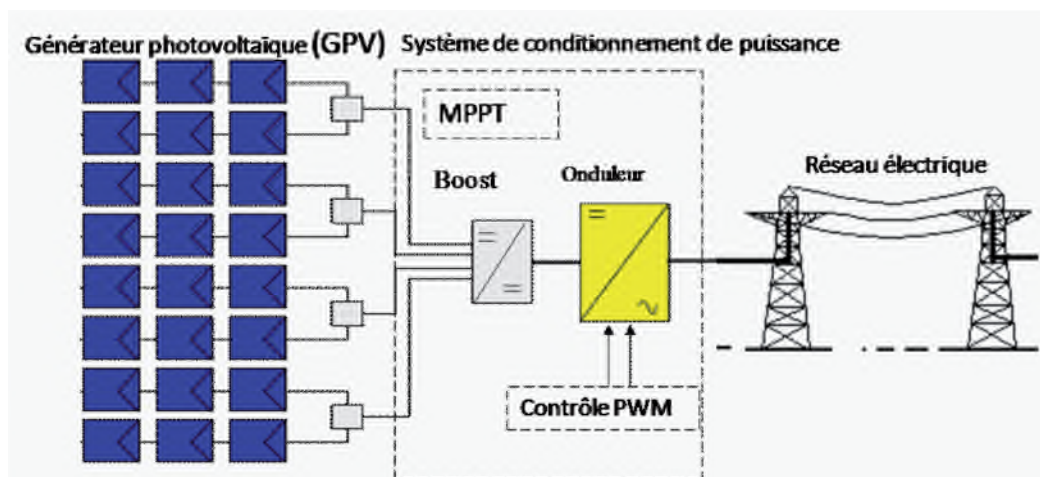


Figure (I.11) : Système photovoltaïque connecté au réseau électrique.

I.9.1. Topologies des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique

A fin de se connecter au réseau électrique, deux solutions s'offrent à nous : la connexion via un étage d'adaptation (DC/AC), ou bien par le biais de deux étages (DC/DC et DC/AC).

I.9.1.1. La connexion via un étage d'adaptation (DC/AC)

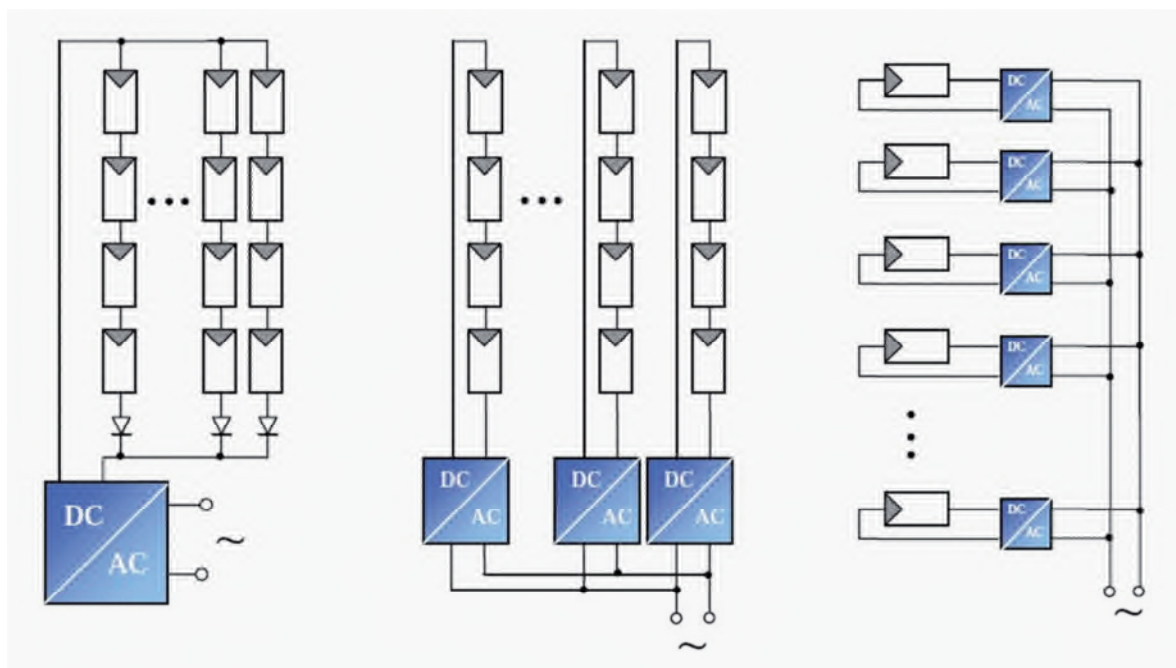
Il existe différentes topologies de gestion de ces systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Néanmoins, toutes ces approches reposent sur un générateur photovoltaïque

raccordé au réseau par le biais d'onduleurs qui transfèrent vers le réseau l'énergie solaire électrique. Les progrès réalisés dans le développement des onduleurs dédiés au photovoltaïque ont permis de faire évoluer grandement ces systèmes de gestion.

Les onduleurs ne se limitent plus seulement à transformer la puissance continue (DC) générée par les panneaux solaires en puissance alternative sous forme d'une tension sinusoïdale de fréquence souhaitée (par ex. 230 V/400V – 50Hz), mais ils exploitent également la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque en le forçant à fonctionner à son point de puissance maximal.

De plus, ils assurent une surveillance fiable du réseau pour protéger ce dernier contre les pannes et interrompre, l'alimentation en cas de problèmes survenant, soit du réseau, soit de l'installation.

Actuellement, il existe principalement trois architectures d'onduleurs donnant de bonnes solutions techniques : l'onduleur central, les onduleurs strings et les onduleurs intégrés aux panneaux. (Figure I.17). [BEL cours]



a) Onduleur central

b) onduleur string

c) onduleur intégré au PV

Figure(I.12) : Topologies des systèmes photovoltaïques connectés à un réseau électrique

- **L'onduleur central**

Dans le cas d'onduleur central, les divers panneaux solaires pour une grande installation (>10KW) sont montés en rangées pour former une chaîne (String en anglais), elle-même couplée en parallèle avec des diodes anti-retours à plusieurs autres (I.12-a) Le générateur photovoltaïque de forte puissance ainsi structuré est relié du côté DC à un seul onduleur.

Cet onduleur central présente une grande efficacité énergétique à des coûts réduits. Sa fonction principale est de créer une tension alternative à partir d'une tension continue la plus compatible avec le réseau et d'examiner en permanence la présence ou non du réseau pour autoriser l'injection du courant. [BEL cours]

- **Les onduleurs strings**

De même que pour l'onduleur central, le champ PV est, ici aussi constitué de strings (chaînes). Chaque string est toutefois relié à un onduleur (Figure I.12-b). Cette technologie réduit considérablement le risque de problèmes d'adaptation ainsi que les pertes dues aux effets d'ombrage, tout en éliminant celles occasionnées par les diodes anti-retour et un câblage prolongé vers le générateur DC. Ces propriétés techniques avantageuses accroissent la fiabilité de l'installation ainsi que sa production énergétique. Mais il faut prendre en compte l'augmentation du nombre d'onduleurs de moyenne puissance disposant de rendement compris entre 92% et 96% nécessaires pour calculer le surcoût d'une telle architecture par rapport à la précédente. [BEL cours]

- **Les onduleurs intégrés aux panneaux PV**

Chaque panneau dispose ici de son propre onduleur (Figure I.12-c), ce qui permet théoriquement d'éviter toutes pertes liées à la différence de puissance entre chaque module quelle que soit l'origine du défaut. Le rendement des onduleurs intégrés aux panneaux reste cependant en deçà de celui de l'onduleur string à cause de la grande différence des tensions entre les GPV et la charge. De plus, les onduleurs intégrés aux panneaux induisent des coûts de câblage supplémentaires du côté AC, étant donné que chaque panneau de l'installation doit être relié au réseau 230 V. Le nombre nettement supérieur d'onduleurs intégrés aux panneaux nécessaires dans cette architecture entraîne un travail de couplage nettement plus conséquent.

Ce concept ne s'applique donc généralement qu'aux installations PV d'une puissance modeste allant de 50 W à 400 W. [BEL cours]

I.9.1.2. La connexion via deux étages (DC/DC et DC/AC)

Les convertisseurs de puissance hacheur et onduleur sont implantés pour ces raisons :

- Forcer le générateur photovoltaïque à fonctionner au point de puissance maximale.
- Produire le courant de sortie sinusoïdale et en phase avec la tension du réseau.
- Conversion de puissance avec un rendement η élevé.

I.10. Optimisation de l'énergie photovoltaïque

De nombreuses recherches sur les commandes MPPT ont été effectuées afin de trouver un système optimal permettant une recherche de PPM selon l'évolution de puissance fournie par le générateur photovoltaïque. A partir de l'évaluation ou de la mesure de la puissance fournie par le générateur, ces commandes utilisent le rapport cyclique du convertisseur de puissance pour appliquer une action de contrôle adéquate sur l'étage et pour suivre l'évolution au cours du temps du PPM [PET 09]. un grand nombre de ces commandes ont l'avantage d'être précises et d'avoir une grande rapidité de réaction mais souffrent encore d'un manque d'optimisation de leurs algorithmes parfois trop complexe et consommant alors trop d'énergie. [GER 02]

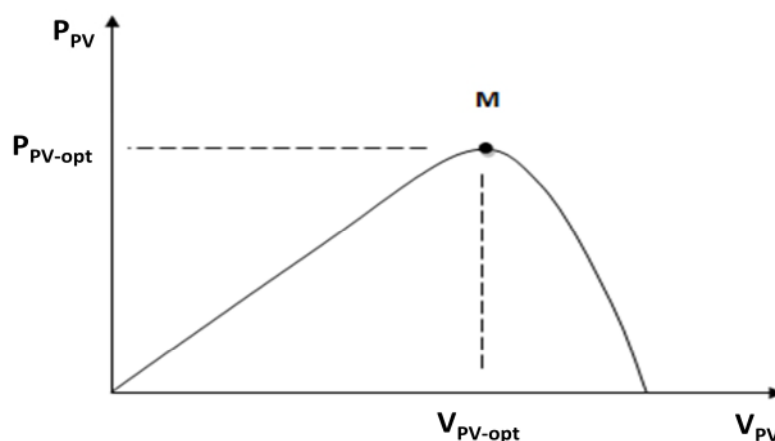


Figure (I.13) : Caractéristique du point de puissance maximale PPM.

Conclusion

La conversion photovoltaïque rencontre depuis quelques années une évolution profonde associée à l'intérêt croissant pour l'énergie photovoltaïque. Nous avons présenté dans ce chapitre les différentes notions qui entrent dans l'énergie solaire et la constitution d'un système photovoltaïque et nous avons aussi exploré le principe de la conversion photovoltaïque et les technologies utilisées ainsi que les différents systèmes de connexion photovoltaïques et principalement les systèmes connectés au réseau qui feront l'objet de notre travail. Dans les prochains chapitres nous présenterons, la modélisation des différentes parties constituant notre système, l'optimisation par un algorithme MPPT pour le fonctionnement au point de puissance maximale et en dernier le control du système coté réseau.

Chapitre II

Modélisation d'un système photovoltaïque

Introduction

Après avoir étudié et citer les différents composants du système photovoltaïque, ainsi que l'influence des paramètres de ses composants sur le système PV, nous procédons à la modélisation de notre système.

La modélisation nécessite un ensemble d'équations caractérisant tous les éléments du système étudié. On doit connaître alors les critères d'entrées (donnée de base) c'est-à-dire les données météorologiques au site, les données relatives aux utilisateurs, et les données relatives aux équipements.

Dans ce chapitre nous représenterons d'abord le modèle d'un générateur photovoltaïque, des convertisseurs du filtre (RL) ainsi que le réseau. L'objectif de cette étude consiste à modéliser la cellule photovoltaïque ainsi que les convertisseurs statiques constituant notre système.

II.1. Modélisation du panneau photovoltaïque

Il existe plusieurs modèles mathématiques du panneau photovoltaïque, dans ce chapitre on va présenter quelques uns.

II.1.1. Model idéal [KEC 12]

Le panneau photovoltaïque peut être représenté par le circuit électrique équivalent donné par la figure (II.1) il se compose d'un générateur de courant et d'une diode parallèle.

Le courant I_{pv} généré par la cellule s'écrit alors.

Après la loi des nœuds on obtient alors :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (II.1)$$

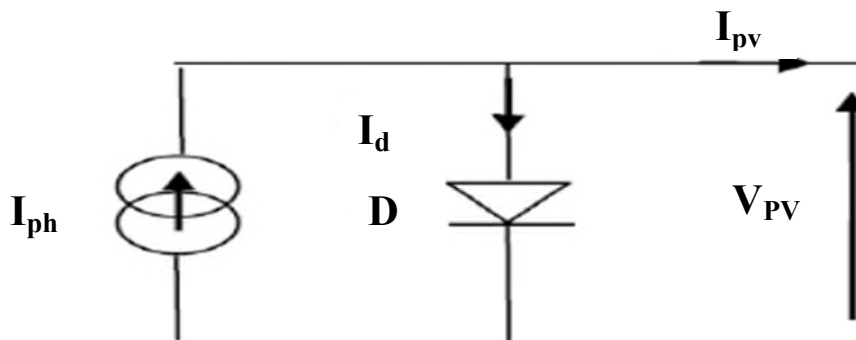


Figure (II.1) : Schéma électrique idéal d'un module photovoltaïque.

Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la diode est égale à :

$$V_{pv} = V_d \quad (II.2)$$

V_d : La tension aux bornes de la diode.

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation :

$$I_d = I_0 \times [e^{\frac{q \times V_{pv}}{AKT}} - 1] \quad (II.3)$$

I_0 : Courant de saturation de la diode, qui est exprime comme suit :

$$I_0 = I_0(T_1) \times \left(\frac{T}{T_1}\right)^{\frac{3}{n}} \times e^{-q \times E_g / A \times k \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_1}\right)} \quad (II.4)$$

ET :

$$I_0(t_1) = \frac{I_{sc}(T_1)}{e^{\frac{q \times v_{oc}(T_1)}{A \times k \times T_1}} - 1} \quad (II.5)$$

Avec:

E_g : Tension de seuil de la diode (1.12 eV).

I_{sc} : Courant de court circuit.

V_{oc} : Tension de circuit ouvert.

q : Charge électrique qui est égale à 1.6×10^{-19} C.

K : Constante de Boltzmann ($K = 1.3854 \times 10^{-23}$ J/K).

A : Facteur de qualité de la diode.

(KT/q) : Représente le potentiel thermique.

T_1 : Température à l'instant T_1 .

T_2 : Température à l'instant T_2 .

I_{ph} : Courant photonique de la diode qui est donné par la relation suivante :

Avec :

$$I_{ph} = I_{ph}(T_1) \times [1 + k_0 \times (T - T_1)] \quad (II.6)$$

Avec :

$$K_0 = \frac{I_{sc}(T_2)I_{sc} - I_{sc}(T_1)}{T_2 - T_1} \quad (II.7)$$

D'après les relations (II.1) et (II.3) on obtient :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \times [e^{\frac{q \times V_{pv}}{AKT}} - 1] \quad (II.8)$$

Ce qui implique :

$$I_{pv} = I_{ph}(T_1) \times [1 + K_0 \times (T - T_1)] - I_0 \times \left[\frac{q \times (V_{pv})}{AKT} - 1 \right] \quad (\text{II.9})$$

II.1.2. Modèle d'un panneau à une diode avec résistance shunt [SAL 11]

Le schéma équivalent du module photovoltaïque réel tient compte d'effets résistifs ce schéma équivalent est constitué d'une diode (D), une source de courant (I_{ph}) caractérisant le photo-courant, une résistance série (R_s) représentant les pertes par effet Joule, et une résistance shunte (R_{sh}) caractérisant un courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière qui est généralement très supérieure à (R_s).

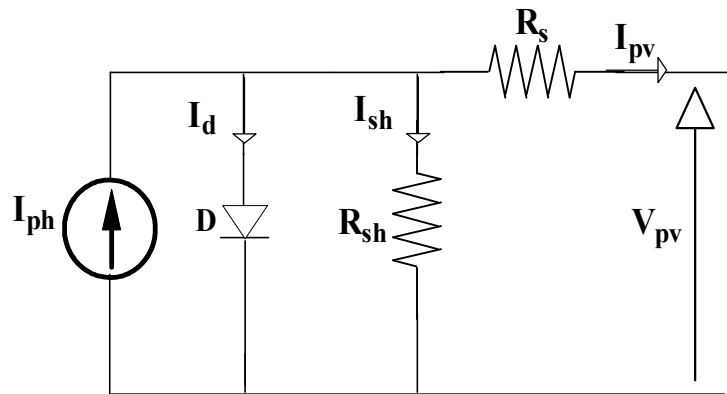


Figure (II.2) : Schéma photovoltaïque d'un module à une diode.

Le courant de sortie du module photovoltaïque se met sous la forme mathématique suivante [OUA 11] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{II.10})$$

Avec I_{ph} , I_d , I_{sh} et I_{pv} sont respectivement le courant photonique, le courant de la diode, courant de résistance shunt et le courant de fonctionnement ou (courant délivrer par le module), qui dépendent du rayonnement solaire et de la température des cellules.

Le courant I_{ph} est directement dépendant du rayonnement solaire E et de la température de la cellule T_j , est donné par la relation suivante :

$$I_{ph} = P_1 \times E_1 [1 + P_2 \cdot (E - E_{ref}) + P_3 (T_j - T_{ref})] \quad (\text{II.11})$$

La température de la cellule peut être calculée à partir de la température ambiante et celle d'irradiation comme suit :

$$T_j = T_a + E \left(\frac{NOCT-20}{800} \right) \quad (II.12)$$

Avec :

NOCT : Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire.

T_a : Température ambiante.

Et Le courant de la diode est donné par :

$$I_d = I_{sat} \left[\exp \left(\frac{q \times (V + R \times I_{ph})}{A \cdot n_s \cdot K \cdot T_j} \right) - 1 \right] \quad (II.13)$$

Avec :

I_{sat} : Courant de saturation.

K : Constante de Boltzmann ($K=1.3854 \cdot 10^{-23}$ J/K).

A : Facteur de qualité de la diode.

I_{ph} : Courant photonique de la diode.

q: Charge de l'électron $e=1.6 \cdot 10^{-19}$ coulomb.

T_j : Température de la cellule en (Kelvin).

n_s : Nombre de cellule en série dans un module.

I_{sat} Courant de saturation, il est fortement dépendant de la température, il est donné par la relation suivante :

$$I_{sat} = P_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp \left(- \frac{E_g}{K \cdot T_j} \right) \quad (II.14)$$

Le courant de la résistance shunt est calculé par :

$$I_{sh} = \frac{(V_{pv} + R_s \cdot I_{pv})}{R_{sh}} \quad (II.15)$$

Le courant du module est calculé par (II.13) (II.15) :

$$I_{pv} = I_{ph}(E, T) - I_d(V, I_{pv}, T_j) - I_{sh}(V) \quad (II.16)$$

$$I_{pv} = P_1 \cdot E \cdot \left[1 + P_2 \cdot (E - E_{ref}) + P_3 \cdot (T_j - T_{ref}) \right] - P_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp \left(- \frac{E_g}{K T_j} \right) \cdot \left[\exp \left(\frac{q(V_{pv} + R_s \cdot I_{pv})}{A K T_j} \right) - 1 \right] - \frac{(V_{pv} + R_s \cdot I_{pv})}{R_{sh}} \quad (II.17)$$

Avec :

A : facteur d'idéalité de la jonction.

E_{ref} : Irradiation ou ensoleillement de référence 1000 W/m^2

T_{ref} : Température de référence $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

II.1.3. Modèle à deux diodes (à deux exponentielles) [KEC 12]

Le module photovoltaïque est représenté par le circuit électrique suivant (figure, II.3), qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, deux diodes pour la polarisation de la cellule, une résistance shunt et une résistance série.

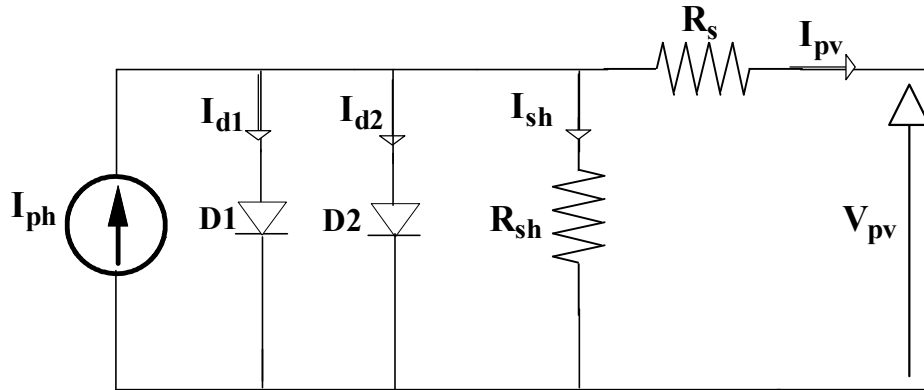


Figure (II.3) : Modèle électrique à deux diodes avec résistance shunt de la cellule PV.

Après la loi des mailles on trouve :

$$I_{pv} = I_{ph} - (I_{d1} + I_{d2}) - I_{sh} \quad (\text{II.18})$$

D'où :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{01} \times \left[e^{q \times \frac{(V_{pv} + R_s \times I_{ph})}{AKT}} - 1 \right] - I_{02} \times \left[e^{q \times \frac{(V_{pv} + R_s \times I_{ph})}{AKT}} - 1 \right] - \left[\frac{V_{pv} + (R_s \times I_{ph})}{R_{sh}} \right] \quad (\text{II.19})$$

I_{01} : Courant de saturation de la diode 1

I_{02} : Courant de saturation de la diode 2.

II.1.4. Modèle à une diode (implicite) [OUA 11]

Un modèle électrique empirique simple, le plus proche du générateur photovoltaïque, est actuellement le plus utilisé en raison de la qualité des résultats obtenus, c'est le modèle à une diode et sans résistance shunt.

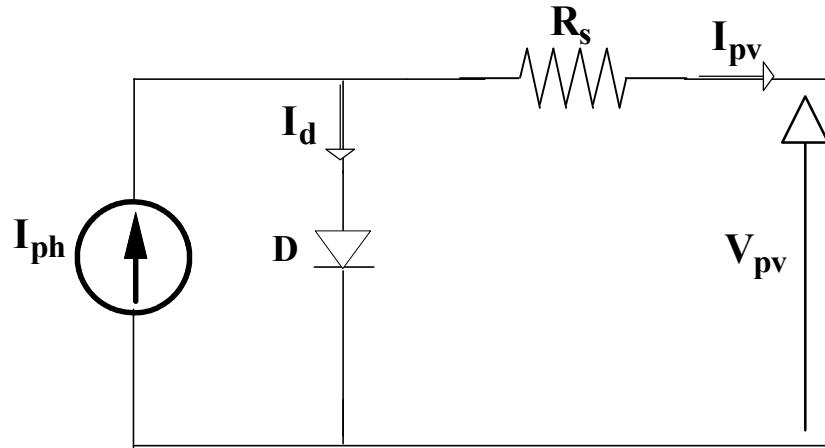


Figure (II.4) : Modèle électrique à une diode sans résistance shunt.

L'expression du courant de la cellule est donnée par les expressions suivantes :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d = I_{sc} \cdot \{ 1 - K_1 \cdot [\exp(K_2 \cdot V_{pv}^m) - 1] \} \quad (II.20)$$

Avec :

I_{ph} : Représente le photon-courant, il dépend de l'ensoleillement et de la température.

I_d : Courant de polarisation de la jonction P-N.

Ou les coefficients K_1, K_2, K_3, K_4 et m sont donnés par :

$$K_1 = 0.01175. \quad (II.21)$$

$$K_2 = \frac{K_4}{V_{oc}^m} \quad (II.22)$$

$$K_3 = \left[\ln \left[\frac{I_{sc}(1+K_1) - I_{mpp}}{K_1 I_{sc}} \right] \right] \quad (II.23)$$

$$K_4 = \ln \left[\frac{(1+K_1)}{K_1} \right] \quad (II.24)$$

$$m = \frac{\ln \frac{K_3}{K_4}}{\ln \left(\frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \right)} \quad (II.25)$$

Ou :

I_{mpp} : Courant au point de puissance maximale appelé aussi courant optimum (I_{opt}).

V_{mpp} : Tension au point de puissance maximale ou tension optimale (V_{opt}).

I_{sc} : Courant en circuit ouvert.

V_{co} : Tension en circuit ouvert.

On applique l'équation (II.20) que pour un niveau d'insolation E et de température particuliers ($E= 1000 \text{ W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$), Relatifs aux conditions standards de fonctionnement, ces derniers influent sur les paramètres qui varient selon les équations suivantes :

$$\Delta T_c = T_c - T_{stc} \quad (\text{II.26})$$

$$\Delta I_{pv} = \alpha_{sc} \left(\frac{E}{E_{stc}} \right) \cdot \Delta T_c + \left[\left(\frac{E}{E_{stc}} \right) - 1 \right] \cdot I_{stc} \quad (\text{II.27})$$

$$\Delta V_{pv} = -\beta_{oc} \cdot \Delta T_c - R_s \cdot \Delta I_{pv} \quad (\text{II.28})$$

Avec :

E et E_{stc} : Représente respectivement, le niveau d'insolation dans les conditions standards de fonctionnement et des conditions quelconques.

ΔE : Représente la variation de l'ensoleillement.

T_{stc} et T_c : représente respectivement, la température dans les conditions standards de fonctionnement et dans les conditions quelconques.

ΔT_c : Désigne la variation de la température.

ΔI_{pv} : Désigne la variation du courant par rapport à l'insolation et à la température.

ΔV : Désigne la variation de la tension par rapport à l'ensoleillement et à la température.

α_{cs} : Définit en tant que coefficient de courant de changement de la température [$A/^\circ C$].

β_{oc} : Définit en tant que coefficient de tension de changement de la température [$V/^\circ C$].

Nous obtiendrons alors les nouvelles valeurs du courant ainsi que de la tension photovoltaïque qui seront représentées par les équations suivantes :

$$I_{PV \text{ nouv}} = I_{stc} + \Delta I_{pv} \quad (\text{II.29})$$

$$V_{PV \text{ nouv}} = V_{stc} + \Delta V_{pv} \quad (\text{II.30})$$

Dans notre cas on a choisit le modèle d'un module photovoltaïque à une diode (modèle implicite) qui est représenté ci-dessus.

II.2. Résultats de simulation dans les conditions standards

Le schéma de simulation réalisé sous Matlab est représenté par la figure qui suit :

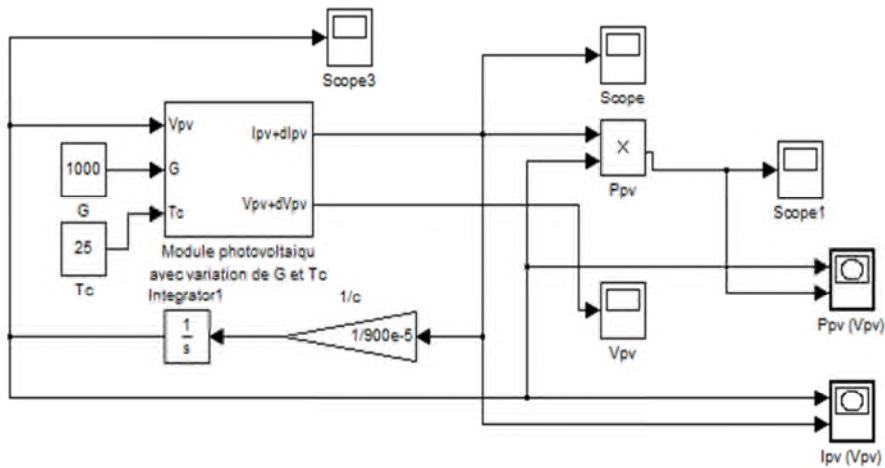


Figure (II. 5) : Schéma bloc du module photovoltaïque.

II.2.1: Caractéristique I(V) et P(V) du module aux conditions STC (25°C , 1000W/m²)

Les figures (II.6) et (II.7) Nous donnent sous (matlab/simulink), les caractéristiques $I=f(V)$, $P=f(V)$ du module photovoltaïque dans les conditions standards $E=1000W/m^2$ et $T=25°C$.

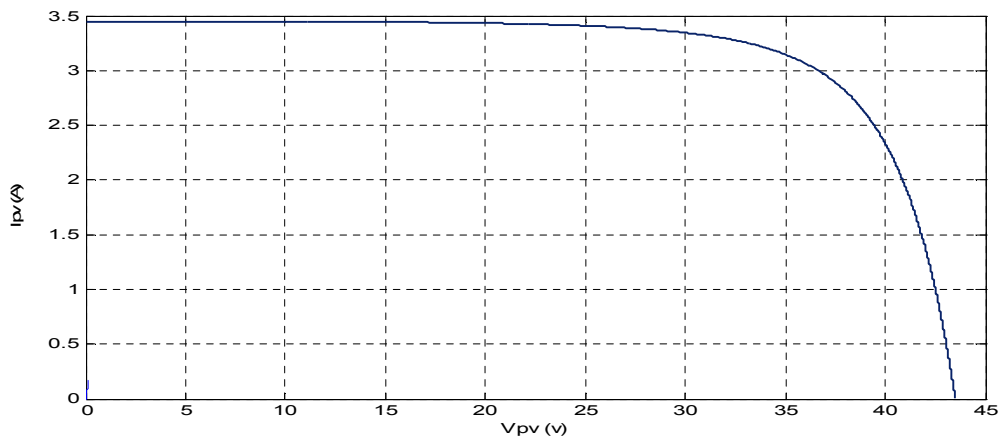


Figure (II.6) : Caractéristique $I=f(V)$ du module photovoltaïque.

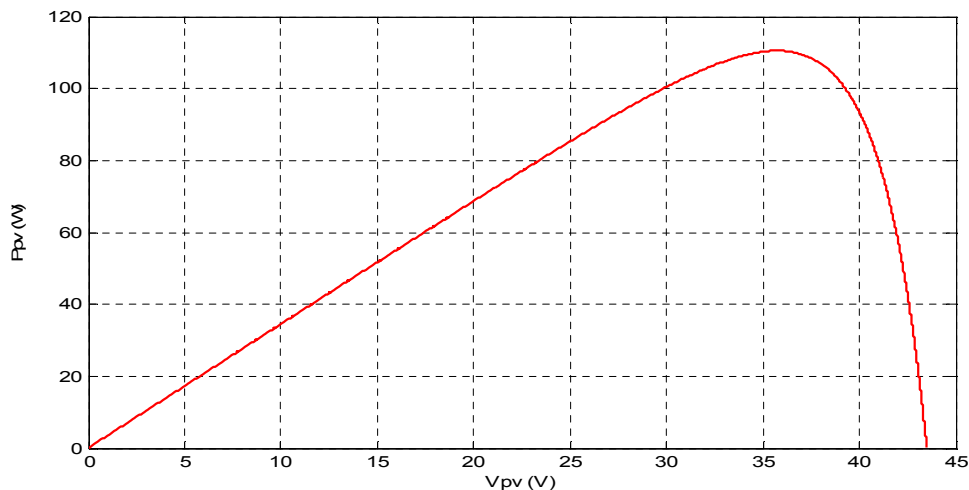


Figure (II. 7) : Caractéristique $P=f(V)$ du module photovoltaïque.

On remarque que dans un premier temps la tension augmente, le courant quant à lui reste stable. Dans un second temps, le courant baisse légèrement et la tension augmente peu (nous sommes dans la zone du point de puissance maximal PPM) dans un troisième temps, le courant baisse fortement et la tension augmente très peu.

II.2.2. Influence de la température et de l'éclairement

II.2.2.1. Influence de l'éclairement

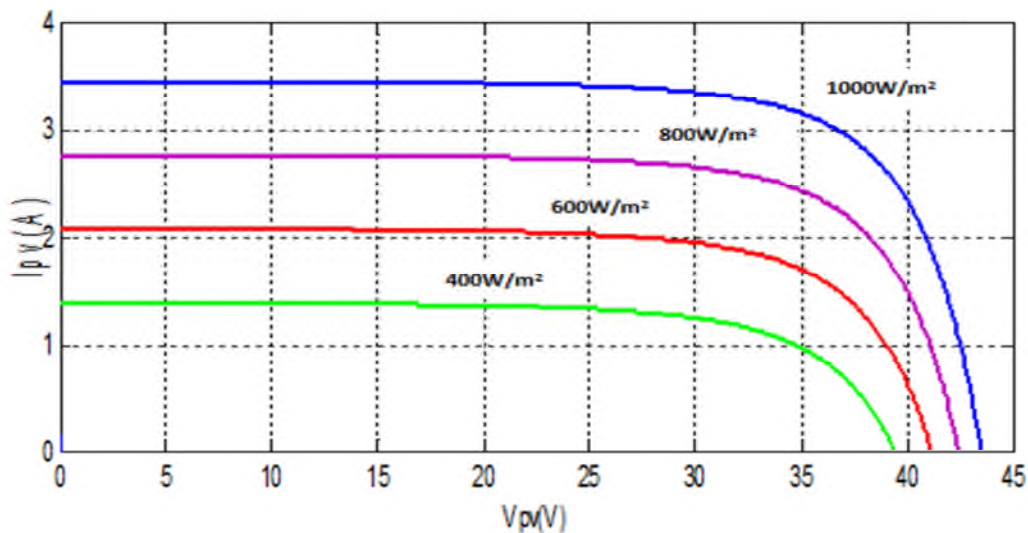


Figure (II.8) : Effet de l'éclairement sur la caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$

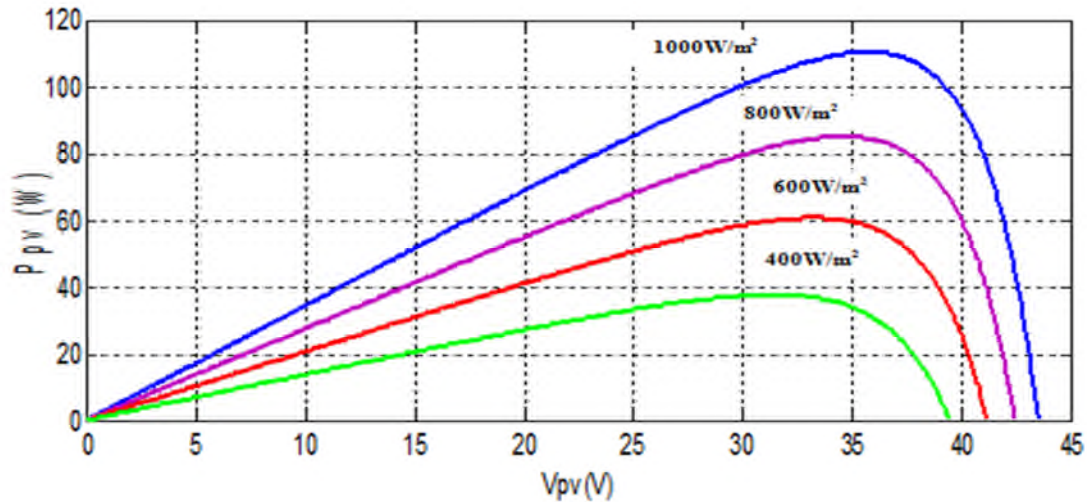
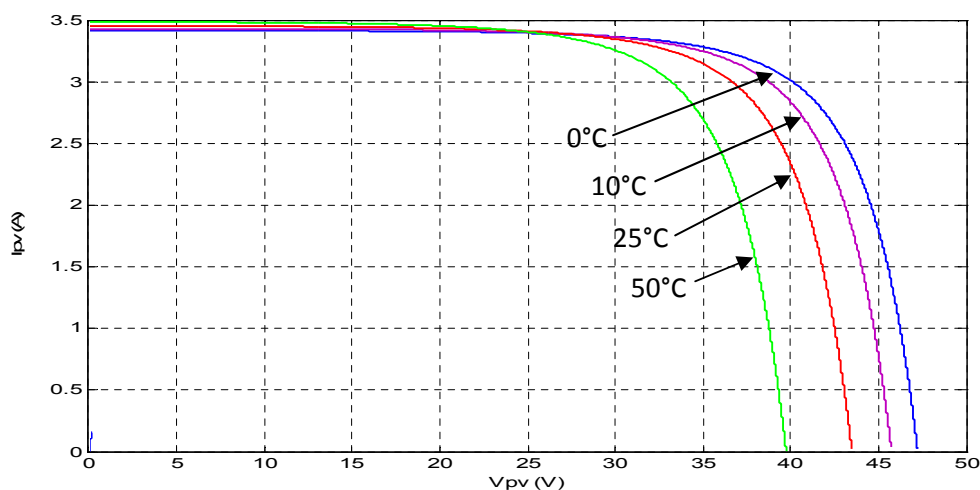


Figure (II. 9) : Effet de l'éclairement sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$.

On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement, par contre la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement.

II.2.2.2 : Influence de la température

En faisant varier la température de 25°C jusqu'à 50°C , la caractéristique ($I_{pv}=f(V_{pv})$) est donnée par les figures (I.10). On remarque que la tension en circuit ouvert baisse assez légèrement avec l'augmentation de la température. Par contre cette dernière a une influence négligeable sur le courant de court-circuit.



Figure(II.10) : Effet de la température sur la caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$

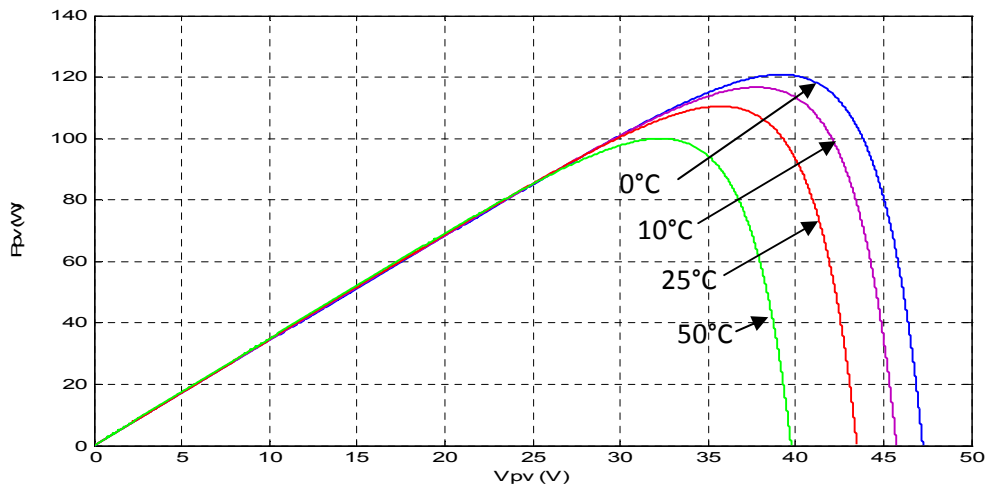


Figure (II.11) : Effet de la température sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$.

A partir des deux figures (II.9) ainsi que (II.11), on peut observer que la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ change considérablement avec la variation du niveau d'ensoleillement ; alors que le changement est assez négligeable lors de la variation de la température. Ceci s'explique par le fait que le courant varie considérablement avec la variation de l'irradiation ; alors que la tension varie peu. Par contre, cette dernière varie beaucoup, quand la température varie.

II.3.Électronique de puissance et la conversion électrique [MEC 13]

L'énergie électrique est surtout distribuée sous forme de tensions alternatives sinusoïdales ou continues. L'électronique de puissance permet de modifier la présentation de l'énergie électrique pour l'adapter aux différents besoins. L'électronique de puissance utilise des convertisseurs statiques Ces derniers seront modélisés comme suit :

II.3.1.Les hacheurs

Hacheur ou convertisseur continu-continu (DC /DC), il permet de régler le transfert d'énergie d'une source continue vers la charge avec un rendement élevé. Selon la structure, il peut être abaisseur ou élévateur de tension et, dans certaines conditions, renvoyer de l'énergie à l'alimentation.

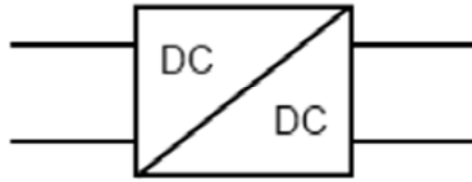


Figure (II.12) : Symbole d'un convertisseur DC-DC

Les deux types les plus utilisés: [BAR 06]

- Hacheur abaisseur (ou buck).
- Hacheur élévateur (ou boost).

II.3.1.1.Hacheur abaisseur (Buck) [MEC 13]

C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de tension continue et la charge de sortie continue de type source de courant. L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage).

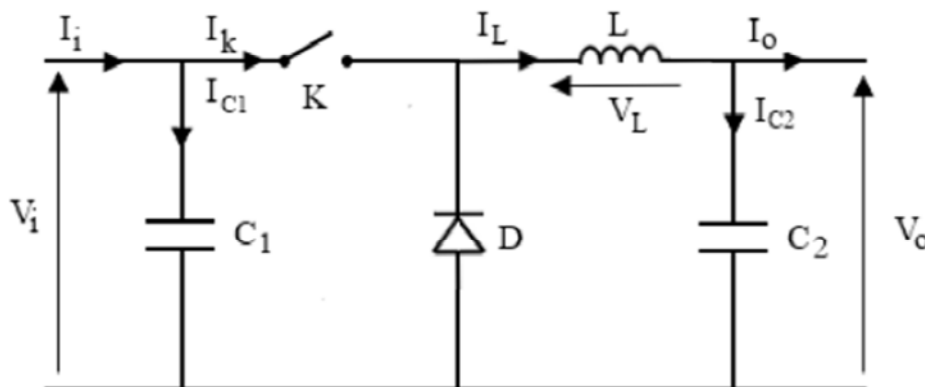


Figure (II.13) : Schéma électrique d'un hacheur buck.

a) Fonctionnement

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , la tension appliquée aux bornes de la diode est V_i . La source V_i fournit de l'énergie à la charge et à l'inductance. Pendant le temps $t \in [\alpha T_e, T_e]$, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. La tension à ses bornes est donc nulle.

$$V_o = \alpha \cdot V_i$$

b) Modèle mathématique équivalent

Pour savoir le comportement réel nous devons faire la représentation du circuit équivalent par les deux états du commutateur et de tirer par la suite le modèle mathématique reliant les variables d'entrée/sortie. La figure (II.14) montre le schéma du circuit équivalent d'un convertisseur dévolteur avec le commutateur fermé, tandis que la figure (II.15) représente le convertisseur dévolteur avec le commutateur ouvert pendant $(1 - \alpha)T_e$.

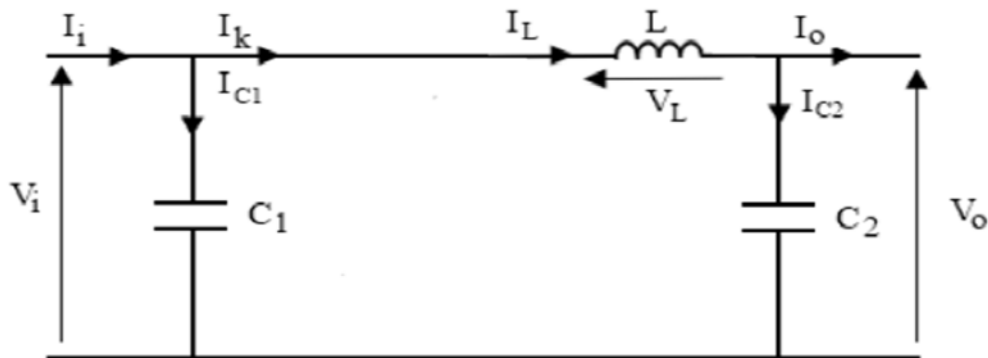


Figure (II.14) : Schéma électrique d'un hacheur buck fermé .

Lorsqu'on applique la loi de Kirchhoff sur le circuit ci-dessus on aura les équations suivantes :

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \tag{II.31}$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = I_L(t) - I_o(t) \tag{II.32}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t) \tag{II.33}$$

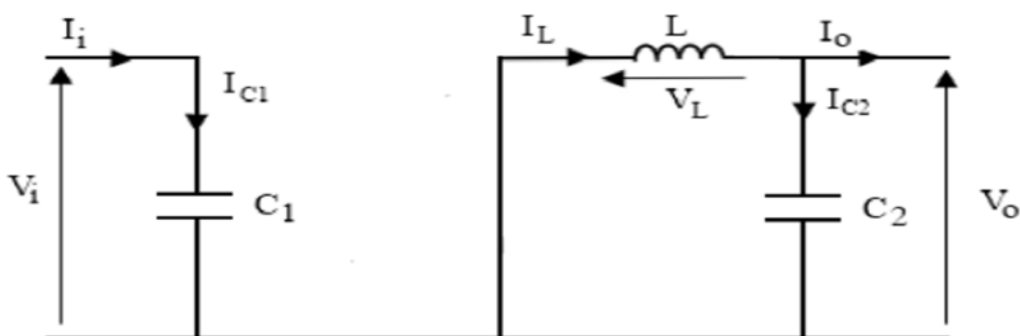


Figure (II. 15) : Schéma électrique d'un hacheur buck ouvert

Les équations suivantes sont déduites de la figure (II.15) :

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) \tag{II.34}$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = I_L - I_0(t) \quad (\text{II.35})$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = -V_0(t) \quad (\text{II.36})$$

II.3.1.2. Hacheur élévateur (Boost)

C'est un convertisseur DC-DC. La source d'entrée est de type courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage).

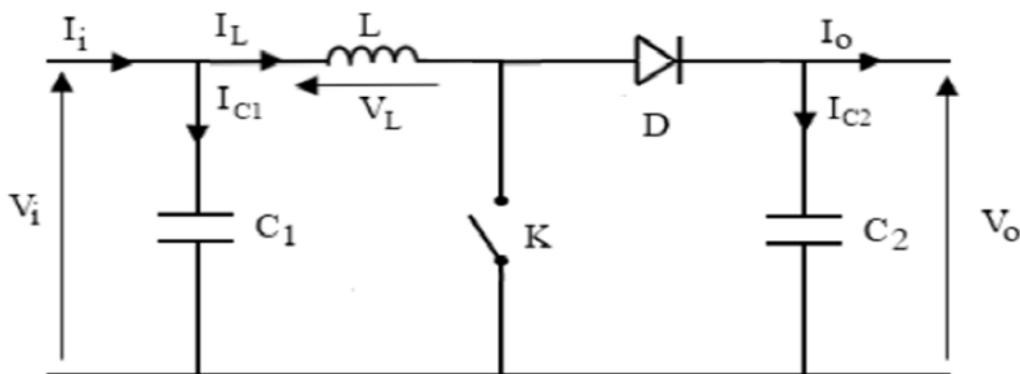


Figure (II.16) : Schéma électrique d'un hacheur boost.

a) Fonctionnement

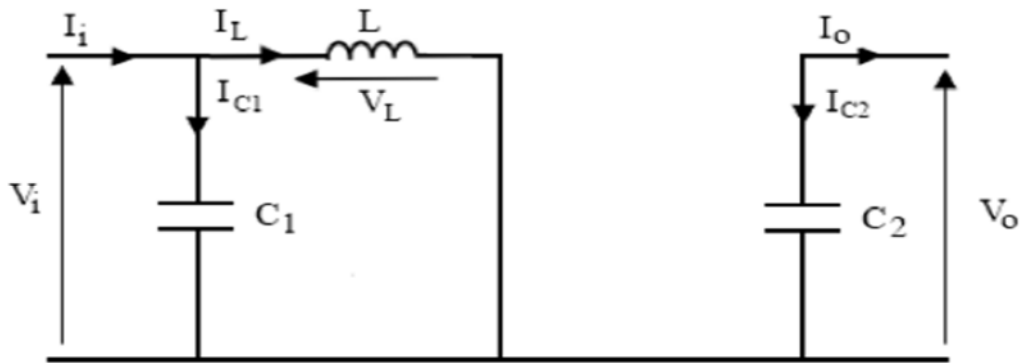
Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , le courant dans l'inductance croît linéairement. La tension aux bornes de K est nulle. Pendant le temps $t \in [\alpha T_e, T_e]$, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. On a alors $V_k = V_0$. En écrivant que la tension aux bornes de l'inductance est nulle, on arrive à :

$$V_0(1 - \alpha) = V_i \quad (\text{II.37})$$

b) Modèle mathématique équivalent

Afin de pouvoir synthétiser les fonctions du hacheur survolteur à l'état d'équilibre, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de

l'interrupteur K. celui de la figure (II.17), présente le circuit équivalent du boost lorsque K est fermé c.-à-d. entre $[0, \alpha T_e]$.



Figure(II.17) : Schéma électrique d'un hacheur boost fermé

Comme pour le circuit Buck, l'application des lois de Kirchhoff sur les circuits équivalents des deux phases de fonctionnement donne :

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \tag{II.38}$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -I_o(t) \tag{II.39}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) \tag{II.40}$$

À l'état ouvert de l'interrupteur K, le circuit équivalent au fonctionnement du Boost est le suivant:

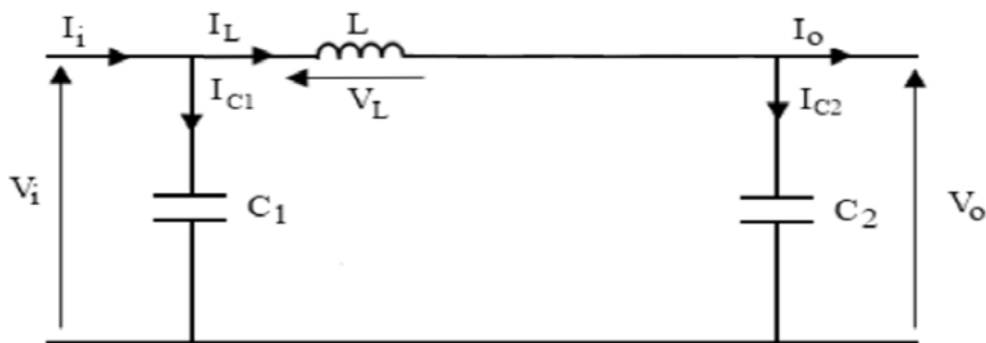


Figure (II.18) : Schéma électrique d'un hacheur boost ouvert.

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \tag{II.41}$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = I_L(t) - I_o(t) \tag{II.42}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t) \tag{II.43}$$

II.4. Modélisation du convertisseur DC/AC (Onduleur)

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant produit par le générateur solaire, en courant alternatif monophasé ou triphasé. [LOU 09]

Le schéma de symbole d'onduleur monophasé et triphasé est donné dans la figure ci-dessous :

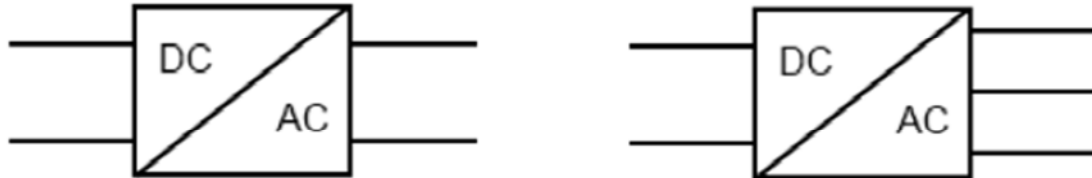


Figure (II.19) : Symboles du convertisseur DC-AC monophasé et triphasé

[MEC et HAM 13].

Dans notre cas on choisit l'onduleur triphasé, Les tensions composées V_{ab}, V_{bc}, V_{ca} sont obtenues à partir de ces relations : [LOU09]

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{ao} + V_{ob} = V_{ao} - V_{bo} \\ V_{bc} = V_{bo} + V_{oc} = V_{bo} - V_{co} \\ V_{ca} = V_{co} + V_{oa} = V_{co} - V_{ao} \end{cases} \quad (\text{II.44})$$

Avec : V_{ao}, V_{bo}, V_{co} sont les tensions à l'entrée de l'onduleur (continues). On a pris le point « O » comme référence pour ces dernières tensions. Les trois tensions à l'entrée continue sont données par les relations qui suivent : [LOU09]

$$\begin{cases} V_{ao} = V_{an} + V_{no} \\ V_{bo} = V_{bn} + V_{no} \\ V_{co} = V_{cn} + V_{no} \end{cases} \quad (\text{II.45})$$

Avec : V_{an}, V_{bn}, V_{cn} sont les tensions de phase de la charge, ou de sortie de l'onduleur et V_{no} est la tension du neutre de la charge par rapport au point « O ». [LOU09]

On a supposé que la charge est équilibrée c.à.d.

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \quad (\text{II.46})$$

En remplaçant (II.46) dans (II.45) on aura :

$$V_{no} = \frac{1}{3} \times (V_{ao} + V_{bo} + V_{co}) \quad (\text{II.47})$$

Puis en remplaçant (II.47) dans (II.44) on aura :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{1}{3} \times (2V_{ao} - V_{bo} - V_{co}) \\ V_{bn} = \frac{1}{3} \times (2V_{bo} - V_{ao} - V_{co}) \\ V_{cn} = \frac{1}{3} \times (2V_{co} - V_{ao} - V_{bo}) \end{cases} \quad (\text{II.48})$$

Si on suppose que :

$$\begin{cases} V_{ao} = V_{dc} \cdot S_a \\ V_{bo} = V_{dc} \cdot S_b \\ V_{co} = V_{dc} \cdot S_c \end{cases} \quad (\text{II.49})$$

S_i est l'état de l'interrupteur K_i tel que :

$S_i = 1$ si K_i fermé.

$S_i = 0$ si K_i ouvert.

Donc :

$$\begin{bmatrix} V_{ar} \\ V_{br} \\ V_{cr} \end{bmatrix} = \frac{V_{DC}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix}$$

Le courant modulé par l'onduleur est donné par : [LOU09]

$$I_{ond} = S_a \cdot i_a + S_b \cdot i_b + S_c \cdot i_c \quad (\text{II.50})$$

II.5. Modélisation du filtre RL associé au convertisseur

La liaison au réseau électrique est réalisée via un filtre d'entrée du premier ordre RL, ayant pour objectifs de respecter l'alternance des sources et d'empêcher les composantes dues aux commutations de se propager sur le réseau. [ABD 11]

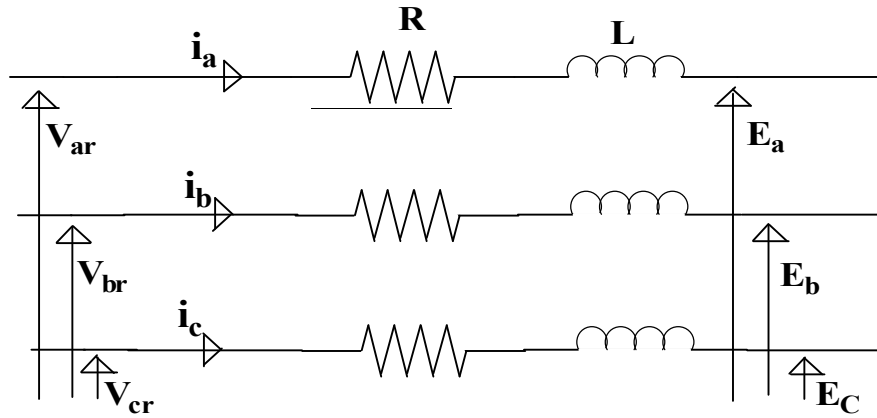


Figure (II. 20) : Représentation du filtre RL.

L'application de la loi des mailles pour chaque phase au point de raccordement du filtre donne les équations qui lient les tensions modulées par le convertisseur et les courants transitant le filtre :

$$\begin{cases} V_{ar} = R_f + L_f \cdot \frac{di_{ar}}{dt} + E_a \\ V_{br} = R_f + L_f \cdot \frac{di_{br}}{dt} + E_b \\ V_{cr} = R_f + L_f \cdot \frac{di_{cr}}{dt} + E_c \end{cases} \quad \text{D'où :} \quad (II.51)$$

$$\begin{cases} I_{ar} = \frac{1}{R_f + L_f \cdot P} (V_{ar} - E_a) \\ I_{br} = \frac{1}{R_f + L_f \cdot P} (V_{br} - E_b) \\ I_{cr} = \frac{1}{R_f + L_f \cdot P} (V_{cr} - E_c) \end{cases} \quad (II.52)$$

II.6. Modélisation du réseau électrique [ABB 11]

Les charges sont des éléments consommateurs d'énergie électrique dans un système. La consommation de cette puissance électrique dépend des caractéristiques de la charge. Une modélisation correcte de ces caractéristiques est indispensable pour représenter finement le comportement de la charge connecté à l'onduleur de tension. Qui peut être une charge R ou un réseau basse tension à travers un filtre.

Notre réseau électrique peut être modélisé par les équations suivantes : [OUA 11]

$$\left\{ \begin{array}{l} E_a(t) = E\sqrt{2} \sin wt. \\ E_b(t) = E\sqrt{2} \sin\left(wt - \frac{2\pi}{3}\right) \\ E_c(t) = E\sqrt{2} \sin\left(wt - \frac{4\pi}{3}\right) \end{array} \right. \quad (\text{II.53})$$

II.7. Poursuite du point de puissance maximal (PPM) [SAL 11]

Par définition, une commande MPPT (maximum power point tracking) associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un générateur PV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quels que soient les conditions météorologiques, la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum (V_{mpp}, I_{mpp}). Par la suite on va présenter quelques méthodes dans le prochain chapitre.

Conclusion

La modélisation de chaque composant du système photovoltaïque complet a été élaborée à partir de modèles de la littérature (champ PV, convertisseurs, et MPPT) ; cette modélisation est une étape essentielle qui nous permet d'introduire un certain nombre de modèles puis d'évaluer la caractéristique de chaque élément de l'installation ainsi que les paramètres constitutants. Dans un système énergétique photovoltaïque, on désire toujours travailler au voisinage du point de puissance maximale MPP, afin de minimiser au maximum les pertes en énergie produite.

Chapitre III

*Contrôle du système photovoltaïque
connecté au réseau*

Introduction

Le branchement d'une charge à un générateur photovoltaïque est le mode de couplage le plus utilisé et le plus simple qui soit. Le point de fonctionnement dans ce cas se situe à l'intersection de la droite de la charge et de la caractéristique I-V du générateur. Ce point ne peut pas coïncider avec le point de puissance maximale, il s'ensuit une perte de puissance maximale du système. Ce problème peut être résolu soit par le changement de configuration du générateur photovoltaïque, soit par l'adjonction d'un dispositif de recherche de point de puissance maximale placé entre le générateur et la charge pour assurer l'adaptation d'impédance. L'exploitation optimale de l'énergie électrique disponible aux bornes du générateur photovoltaïque peut contribuer à la réduction du coût global du système. Il existe plusieurs techniques pour satisfaire ce but.

Dans ce chapitre nous allons citer les différentes méthodes de poursuite du point de puissance maximale et on terminera par la méthode qui est choisie dans notre travail parmi les précédentes et qui est celle de la 'Perturbation Observation' (P&O: Perturb-and-Observe) et on terminera par le contrôle de la structure choisie.

III.1.Suivi de la puissance maximal du générateur photovoltaïque

La poursuite du point de puissance maximale (MPPT) (The maximum power point tracker) est une partie très essentielle dans les systèmes photovoltaïques, et très nécessaire pour extraire le maximum de puissance du module PV. Il existe de nombreuses techniques afin d'atteindre le point de puissance maximale et cela dans différentes conditions météorologiques.

Le module photovoltaïque est un générateur de puissance finie pouvant fonctionner selon toute combinaison de courant et de tension, la meilleure combinaison s'appelle le point de puissance maximale (PPM) qui donne une puissance maximale pour un éclairement et une température donnée. La tension et le courant correspondants sont appelés tension optimale et courant optimum.une connexion directe ne permet pas de faire fonctionner le module à sa tension optimale (puissance maximal) cependant, Il est possible d'insérer un convertisseur DC/DC d'adaptation, appelé extracteur du point de puissance maximale (maximum power point tracker(MPPT)), entre la source photovoltaïque et la charge qui permettra alors la recherche du (MPP). [BEL 09](voir figure III.1).

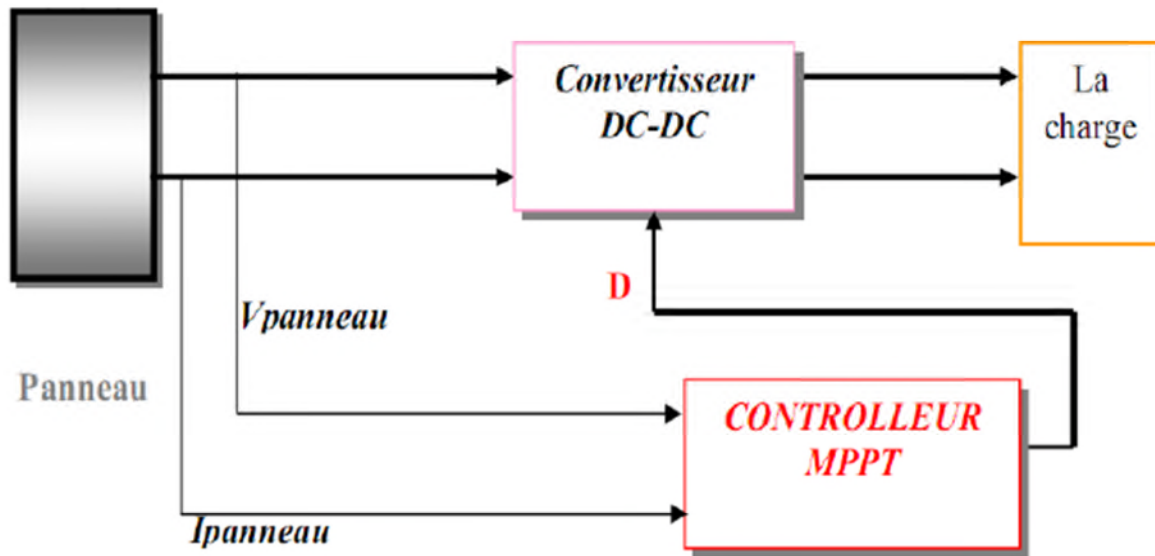


Figure (III.1) : chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur DC/DC. [SAH 12]

Au cours des années, plusieurs algorithmes (MPPT) ont été développés et largement adaptés afin de déterminer le point de puissance maximum.

III.1.1. Méthode de courbe d'ajustage (Curve-fitting method) [BEL 09]

La caractéristique non linéaire du générateur photovoltaïque peut être modélisée en utilisant des équations mathématiques ou des approximations numériques. Cependant, leur résolution est très difficile par des commandes numériques conventionnelles. Par conséquent, leurs applications ne semblent pas appropriées pour obtenir le MPP. Néanmoins, d'autres approches basées sur ce modèle sont employées. L'équation (III.1) représente la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ d'un générateur photovoltaïque, où a, b, c et d sont des coefficients déterminés par le prélèvement des valeurs de la tension photovoltaïque V_{pv} , du courant I_{pv} , et de la puissance P_{pv} . La tension optimale qui correspond à la puissance maximale est obtenue par l'équation (III.2).

$$P_{pv} = a \cdot V_{pv}^3 + b \cdot V_{pv}^2 + c \cdot V_{pv} + d$$

(III.1)

$$V_{opt} = \frac{-b\sqrt{b^2-3ac}}{3a} \quad (III.2)$$

Les variations des conditions climatiques désavantagent beaucoup cette méthode vu que les approximations numériques ne seront plus valides.

III.1.2.Méthode de la table de consultation (look-up table) [BEL 09]

Dans cette méthode, les valeurs mesurées de la tension et du courant photovoltaïque sont comparées à ceux stockés dans le système de commande, qui correspond à ceux dans les équations optimale de fonctionnement, sous des conditions climatiques réelles. Cet algorithme nécessite une grande capacité de mémoire pour le stockage des données et l'exécution doit être ajustée en fonction du panneau photovoltaïque utilisé, en plus, il est difficile d'enregistrer et de stocker toutes les conditions possibles du fonctionnement du système.

III.1.3.Méthode de tension en circuit ouvert du générateur photovoltaïque (Open-circuit voltage photovoltaic generator method) [KEC 12]

Cette méthode est basée sur la tension du générateur PV au point de puissance maximale qui est approximativement proportionnelle à sa tension à circuit ouvert V_{oc} . La constante proportionnelle k_1 , dépend de la technologie des cellules photovoltaïques, du facteur de forme et des conditions météorologiques.

$$K_1 = \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \quad (III.3)$$

La tension de circuit ouvert du générateur PV est mesurée en arrêtant le système, cette opération s'effectue à une certaine fréquence, et la tension de fonctionnement est ajustée sur le point de puissance maximale. Bien que cette méthode soit apparemment simple, il est difficile de choisir une valeur optimale de k_1 . Cette méthode souffre donc d'inexactitude mais présente l'avantage d'être simple et à bas prix. Aussi, l'interruption de service à la limite des systèmes avec stockage où la déconnexion des panneaux est « transparente » pour l'utilisateur.

III.1.4.Méthode de courant de court circuit du générateur PV (Short circuit current photovoltaic generator method) [KEC 12]

Cette méthode est similaire à la précédente et qui est basée sur la proportionnalité existante entre le courant de court-circuit et le courant au point de puissance maximale :

$$K_2 = \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \quad (III.4)$$

Cette méthode présente les mêmes avantages et inconvénients que ceux de la méthode de la tension de circuit ouvert

III.1.5.Méthode de la conductance incrémentielle [MEC 13]

La méthode par incrémentation de conductance se résulte en dérivant la puissance du panneau photovoltaïque par rapport à la tension et en mettant le résultat égal à zéro. Ceci peut être décrit par les équations suivantes :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (III.5)$$

$$\frac{1}{V_{pv}} \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{1}{V_{pv}} \quad (III.6)$$

On définit la conductance de la source $\frac{1}{V_{pv}}$ et incrémentation de la conductance $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$.

Puisque la tension V_{pv} du panneau est toujours positive, le point de puissance maximale MPP est alors atteint si la conductance de la source égale l'incrément de la conductance de la source avec un signe moins, et qu'elle est à gauche de ce point lorsque la conductance est supérieure il incrémente la conductance et vice-versa, comme suit:

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \text{ si } \frac{1}{V_{pv}} > -\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (III.7)$$

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \text{ si } \frac{1}{V_{pv}} = -\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (III.8)$$

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0 \text{ si } \frac{1}{V_{pv}} < -\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (III.9)$$

III.1.6.Méthode de perturbation observation (P&O) [OUA et KER 11]

Le principe de la commande MPPT de type P&O consiste à perturber la tension V_{pv} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte ainsi, comme l'illustre la figure (III.2), On peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$, il est alors facile de

situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande appropriée. En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM.

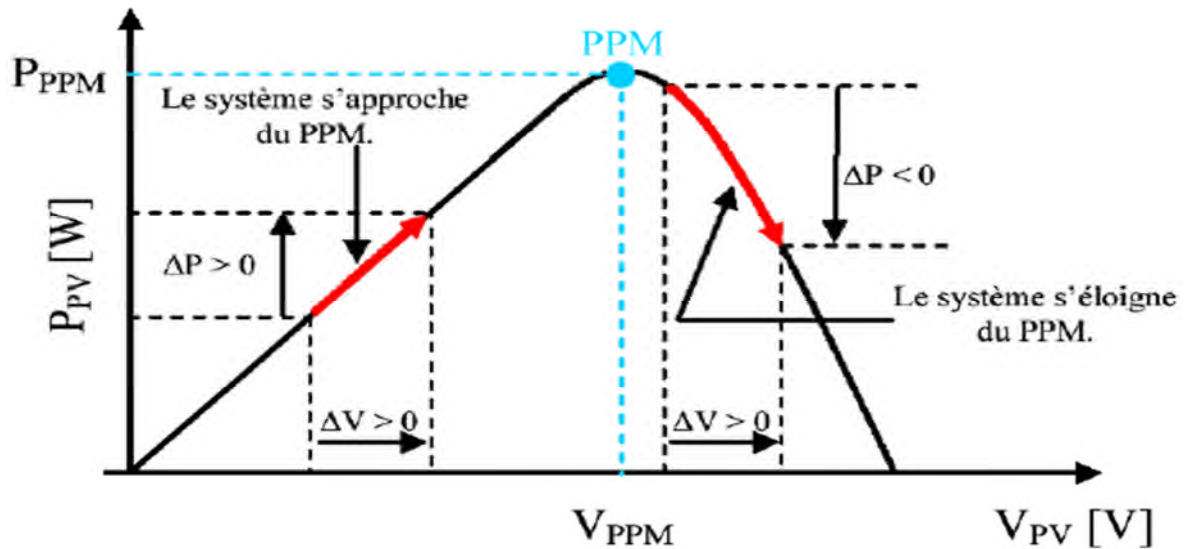


Figure (III. 2) : Caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ d'un panneau solaire.

La figure (III.3) représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension.

III.1.6.1. Algorithme de perturbation et observation

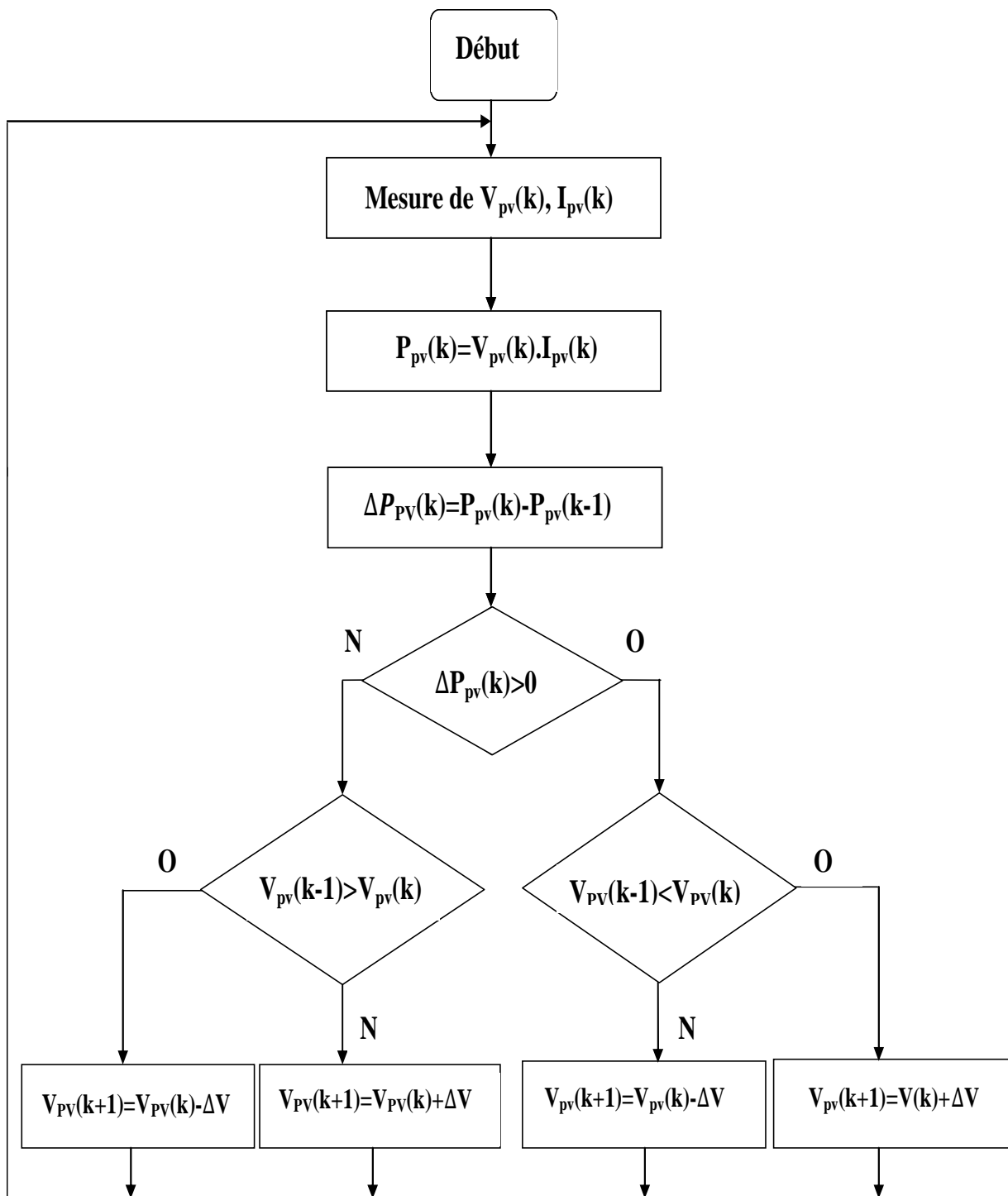


Figure (III.3) : Organigramme de l'algorithme perturbation et observation.

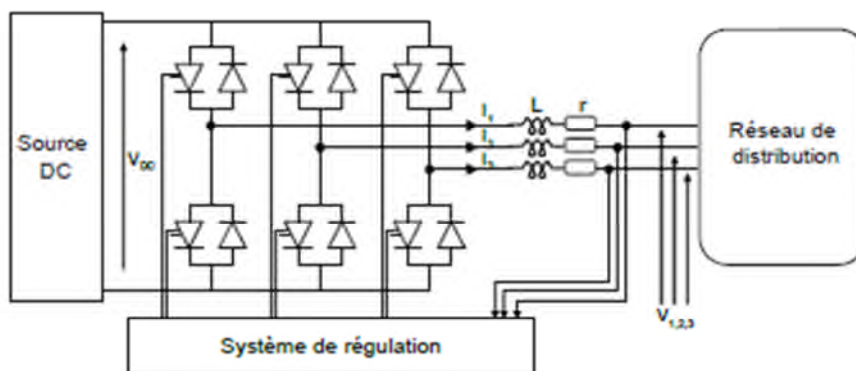
III.2. Contrôle de la liaison Onduleur-réseau électrique

L'interface de la liaison au réseau est constituée d'un bus continu, d'un convertisseur triphasé et d'un filtre d'entrée de nature (RL). Cette interface permettra de fonctionner comme une source de courant liée au réseau électrique.

L'objectif du convertisseur est d'assurer le bon fonctionnement des convertisseurs en régulant la tension du bus continu à une valeur suffisamment élevée. Le contrôle de cette tension se fait en jouant sur la puissance active transmise au réseau.

III.2.1 Présentation de la structure du système côté Onduleur- réseau

La figure ci- dessous représente la structure de l'onduleur triphasé connecté au réseau électrique :



Figure(III.4) : Schéma de structure d'un onduleur de tension triphasé connecté au réseau.

[MEC 13]

III.2.2. Etude de la partie contrôle de la structure proposée

III.2.3. Onduleur de tension [ABB 11]

La figure (III.4) présente un onduleur triphasé à structure de tension. Il se compose de trois bras d'interrupteurs de courant, commandés à la fermeture et à l'ouverture, réalisés à partir d'un transistor (GTO ou IGBT). Le stockage de l'énergie du côté continu se fait par l'intermédiaire d'un condensateur C_{dc} de tension V_{dc} . Le filtre de sortie est un filtre passif habituellement du premier ordre (R,L) employé pour connecter l'onduleur de tension au réseau.

En pratique, la commande des deux semi-conducteurs d'un même bras se fait de manière complémentaire : la conduction de l'un entraîne le blocage de l'autre.

Afin d'éviter un court circuit à cause du délai de blocage des interrupteurs, il faut insérer sur un même bras, un temps d'attente, également appelé temps mort, entre la commande de blocage d'un interrupteur et la commande d'amorçage de l'autre. Avec l'hypothèse de commutation instantanée. Par conséquent, le condensateur ne risque aucun court circuit.

III.2.3.1. Différentes commandes de l'onduleur [OUA et KER 11]

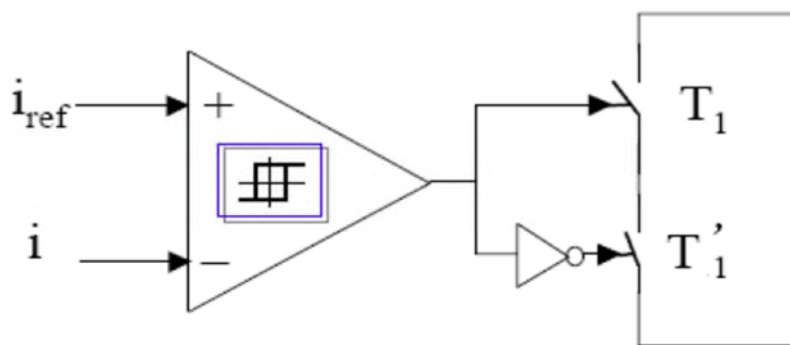
Deux stratégies de commande de l'onduleur de tension sont principalement mises en œuvre : la commande par MLI et la commande par hystérésis. La commande par hystérésis, elle peut être à bande fixe, à bande variable ou bien encore dite « modulée ». Dans notre travail, nous présenterons les modes de commande suivants :

- Hystérésis conventionnelle.
- Hystérésis modulée.

III.2.3.2. Contrôle des courants par hystérésis classique [ABB 11]

Le principe du contrôle des courants par hystérésis consiste à maintenir chacun des courants générés dans une bande enveloppant les courants de référence. Chaque violation de cette bande donne un ordre de commutation.

La différence entre le courant de référence et celui mesuré est appliquée à l'entrée d'un comparateur à hystérésis dont la sortie fournit directement l'ordre de commande des interrupteurs du bras correspondant de l'onduleur. La figure ci-dessous présente le schéma de contrôle.



Figure(III.5) : contrôle du courant par hystérésis classique. [ABB 11]

La simplicité de la mise en œuvre de cette stratégie est son avantage, tandis que la fréquence de commutation variable peut être son inconvénient. Celui-ci-peut être remédié par une version de contrôle par hystérésis avec une fréquence de commutation fixe (hystérésis modulée).

III.2.3.3. Contrôle des courants par hystérésis modulée

La commande par hystérésis modulée a pour objectif de résoudre l'inconvénient majeur de la commande par hystérésis conventionnelle en fixant la fréquence de commutation des semi conducteurs. Cette commande consiste à ajouter aux signaux (i_a^* , i_b^* , i_c^*) un signal triangulaire i_{tr} , de fréquence f_{tr} et d'amplitude A_{tr} . La fréquence f_{tr} doit être choisie égale à la fréquence de commutation que l'on souhaite imposer aux composants de puissance. Le signal ainsi obtenu attaque alors l'entrée d'un régulateur à hystérésis de largeur de bande $2B_h$ dont la sortie permet de commander les interrupteurs de puissance. Le schéma de cette commande est décrit à la figure suivante : [OUA et KER 11]

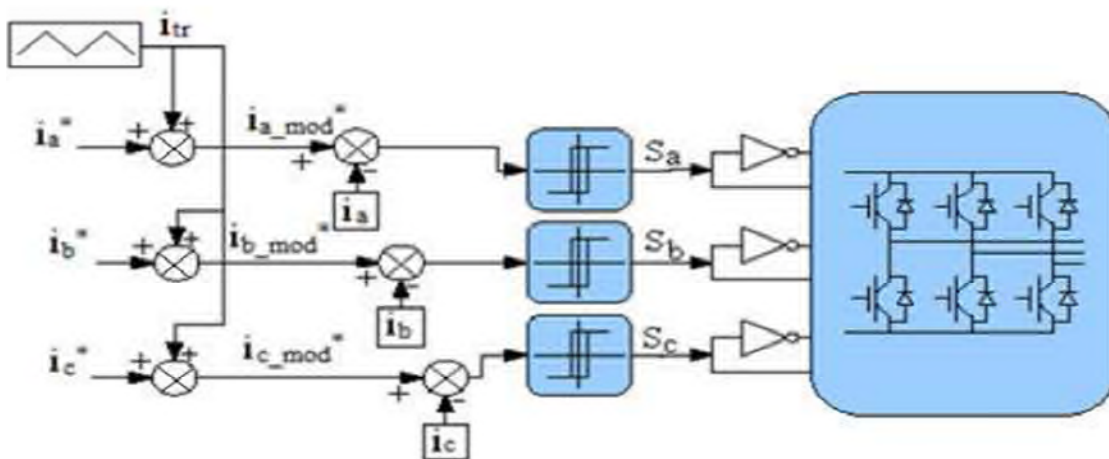


Figure (III. 6): Contrôle des courants de l'onduleur par hystérésis modulée. [OUA et KER 11]

Dans le cas du contrôle par hystérésis modulée, il est important de dimensionner correctement les valeurs des deux paramètres déterminants, à savoir A_{tr} du signal triangulaire et B_h . Si ces paramètres ne sont pas correctement déterminés, la fréquence de commutation des interrupteurs de puissance sera soit supérieure, soit inférieure, à la fréquence souhaitée.

En effet, afin de fixer la fréquence de commutation en régime permanent, il ne doit exister que deux intersections entre le courant réel et la bande hystérésis pendant chaque période T : la première avec la limite inférieure du contrôleur d'hystérésis et la deuxième avec

sa limite supérieure. Si cette condition est respectée, on aura ainsi une fréquence de commutation des interrupteurs constante et égale à celle du signal triangulaire.

On peut calculer A_{tr} , B_h à partir des deux cas extrêmes de vitesses de changement du courant :

$$\left(\frac{di}{dt}\right)_{\max} \text{ et } \left(\frac{di}{dt}\right)_{\min} \quad (\text{III.10})$$

Dans le cas où la vitesse de changement du courant est maximale et pour que la fréquence de commutation soit égale à celle du signal triangulaire, nous obtenons la condition suivante :

$$\left(\frac{di}{dt}\right)_{\max} < \frac{2 \cdot (A_{tr} + B_h)}{\frac{T}{2}} = \frac{4(A_{tr} + B_h)}{T} \quad (\text{III.11})$$

Dans le cas où la vitesse de changement du courant est minimale, pour avoir toujours une commutation par période T , la condition suivante doit être satisfaite :

$$\left(\frac{di}{dt}\right)_{\min} > \frac{2B_h}{T} \quad (\text{III.12})$$

Afin d'avoir au moins une intersection entre le courant réel et les limites supérieures ou inférieures de l'hystérésis dans chaque demi période, la condition suivante est nécessaire :

$$B_h < A_{th} .$$

III.3. Contrôle de la tension du bus continu V_{dc} [SAH 12]

Le contrôle du bus continu est une procédure indispensable. L'observation des fluctuations de la tension aux bornes des condensateurs donne des indications sur l'évolution des échanges d'énergie entre ces derniers et le réseau.

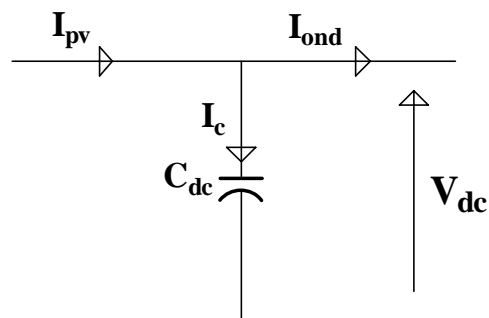


Figure (III.7) : Représentation du bus continu.

Chaque convertisseur exerce son influence sur ce circuit, par le courant qu'il donne ou qu'il prend au condensateur. L'évolution temporelle de la tension à ses bornes est obtenue à partir de l'intégration du courant capacitif :

$$I_c = I_{PV} - I_{Ond} \quad (III.13)$$

Et :

$$V_{dc} = \frac{1}{C_{dc}} \int (I_{pv} - I_{ond}) \cdot dt \quad (III.14)$$

La régulation de la tension du bus continu est assurée par une gestion des échanges de puissances entre la sortie du convertisseur côté panneau photovoltaïque et l'entrée du convertisseur côté réseau. En ajustant la puissance transitée par ce dernier, il est possible de contrôler la puissance emmagasinée dans le condensateur et donc de régler la tension du bus continu. La boucle de régulation mise en œuvre est montrée sur la figure qui suit :

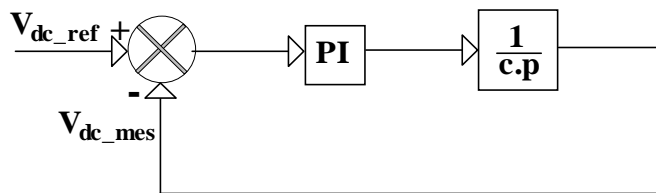


Figure (III.8) : Boucle de régulation de la tension du bus continu.

III.4. Contrôle des puissances active et réactive (P et Q) [MES 12]

Le but de ce type de commande est d'imposer les valeurs de puissance active et réactive injectées au réseau. Le circuit de contrôle en agissant sur la commande hystérésis des courants, doit imposer la valeur instantanée du courant débité par l'onduleur de telle sorte que le courant fourni par le réseau soit sinusoïdal et en phase avec la tension simple correspondante. Ce contrôle est représenté sur le schéma synoptique qui suit et son principe est présenté sur la figure suivante:

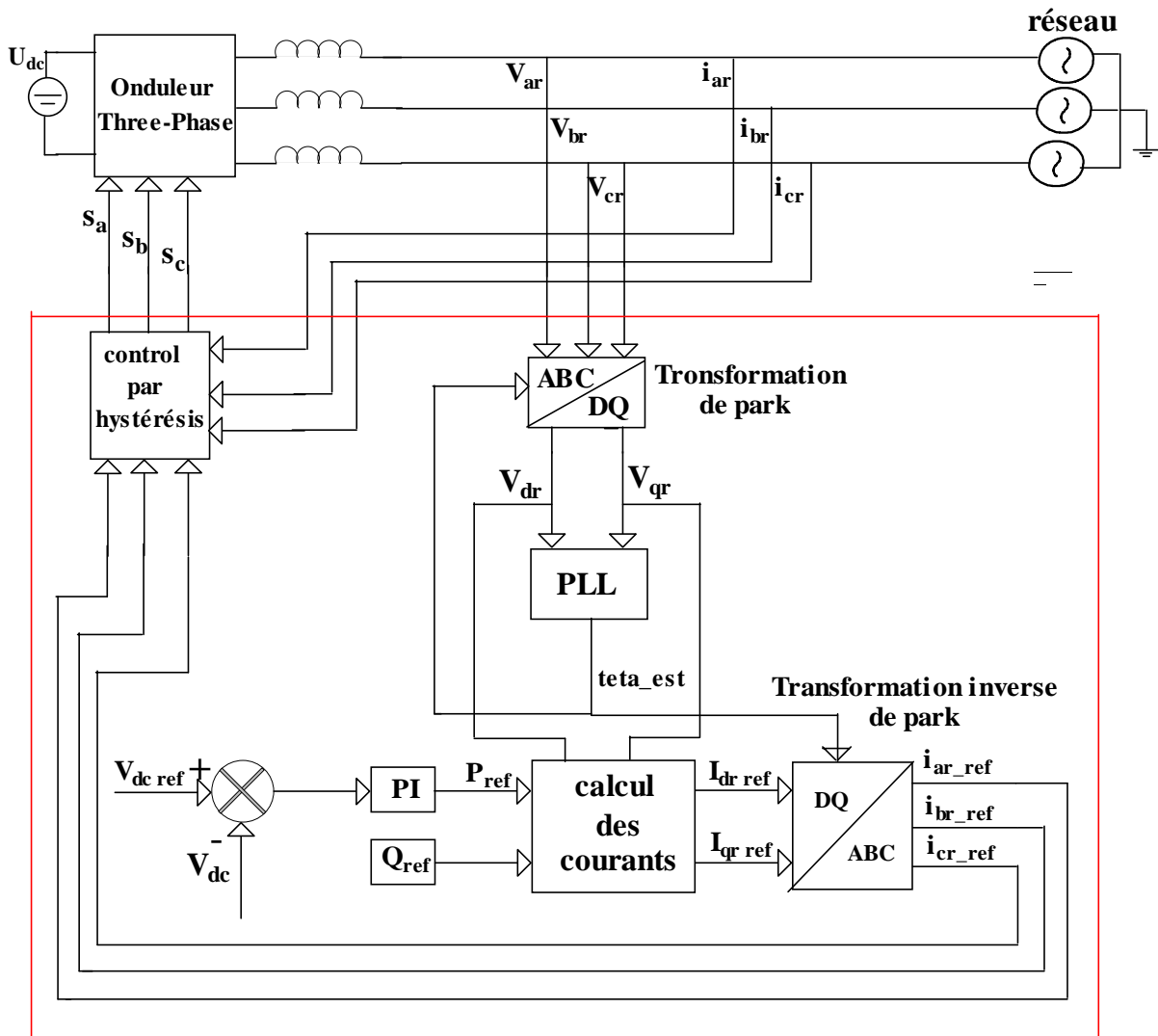


Figure (III.9) : Schéma synoptique de la connexion de l'onduleur au réseau électrique.

Les différentes simplifications réalisées après analyse du système nous ont permis de conclure que les courants de consignes en sortie du contrôle amont seront injectés au point de connexion de la production PV. Ces courants sont calculés grâce aux références de puissances et à la mesure de la tension au point de connexion ; ceux-ci vont être calculés dans le référentiel de Park selon les équations qui suivront :

$$P_{ref} = (V_{dr} \cdot I_{dr_ref} + V_{qr} \cdot I_{qr_ref}) \tag{III.15}$$

$$Q_{ref} = (V_{qr} I_{dr_ref} - V_{dr} \cdot I_{qr_ref}) \tag{III.16}$$

On déduit :

$$I_{dr_ref} = \frac{(P_{ref}.V_{dr}+Q_{ref}.V_{qr})}{(V_{dr}^2+V_{qr}^2)} \quad (III.17)$$

$$I_{qr_ref} = \frac{(P_{ref}.V_{qr}-Q_{ref}.V_{dr})}{(V_{dr}^2+V_{qr}^2)} \quad (III.18)$$

Où:

P_{ref} et Q_{ref} : sont les puissances de référence de la production PV.

V_{dr} et V_{qr} : sont les composantes directes et quadratiques de la tension, mesurées au point de connexion de la production PV, dans le référentiel de Park.

I_{dr_ref} et I_{qr_ref} : sont les composantes directes et quadratiques du courant produit de référence par la production PV sur le réseau auquel elle est connectée. Ces courants dépendent donc des puissances de références ainsi que de la tension mesurée au point de connexion de la production.

Cette tension mesurée est transformée dans le référentiel de Park avant le calcul des courants. Une boucle à verrouillage de phase ou PLL (Phase Locked Loop) est utilisée pour synchroniser la transformation de Park sur la pulsation de la tension mesurée sur le réseau.

III.5. Etude de la synchronisation du convertisseur sur le réseau [ABB 11]

Afin de connecter des sources au réseau électrique, il faut synchroniser la tension du générateur de production avec celle du réseau, c'est pourquoi l'information de phase et de fréquence de la tension du réseau est nécessaire.

III.5.1. PLL triphasée dans le domaine de Park

Le principe de base de la PLL triphasée consiste à appliquer une transformation inverse de Park sur les tensions triphasées du réseau. La composante d'axe q générée par cette transformation est asservie à zéro par action sur l'angle du repère de Park (θ_{est}). En régime établi l'angle (θ_{est}) est égale à l'angle (θ_r) du réseau.

Le principe de la PLL dans le domaine de Park est donné sur la figure suivante :

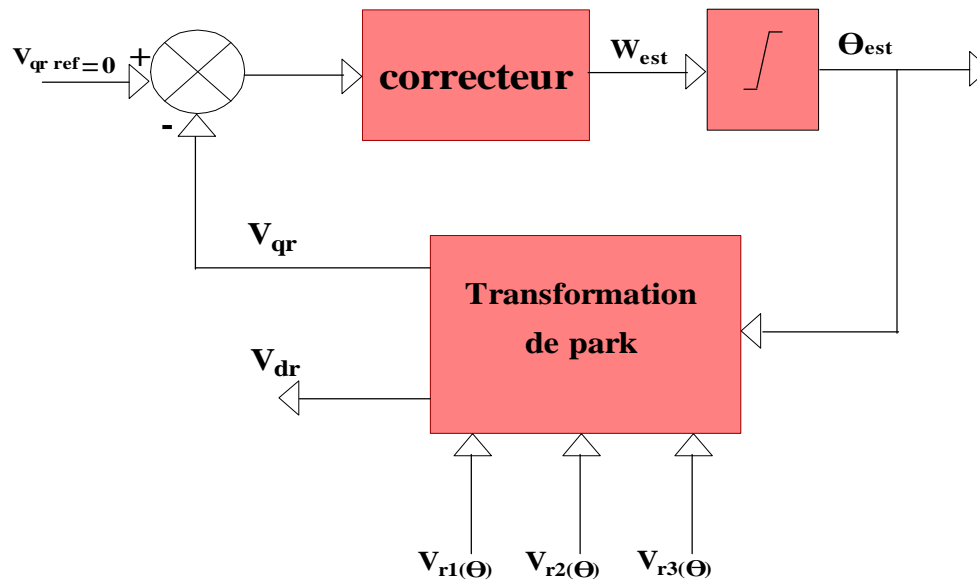


Figure (III.10): Principe de la PLL. [ABB 11]

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons pu citer puis expliquer brièvement les différentes méthodes de la recherche du point de puissance maximal (MPPT) et on va étudier la méthode de Perturbation Observation « P&O »,

Nous avons constaté que l'algorithme P&O est mieux utilisé du fait de son efficacité de rapprocher le point de fonctionnement du générateur PV le plus près possible du PPM et de sa simplicité d'implantation. Cependant elle présente quelques problèmes liés aux oscillations autour du PPM.

On s'est chargé aussi du contrôle de notre système PV connecté au réseau, ce qui nous permet ainsi d'avoir un bon contrôle de la puissance injectée au réseau.

Chapitre VI

Simulation du système

Introduction

Dans le chapitre II nous avons fait une modélisation des différents modèles de panneaux photovoltaïques. Nous allons réaliser maintenant dans ce chapitre une simulation du système choisi complet, ainsi que de la méthode de poursuite du point de puissance maximal (P&O) choisis sous Matlab/ Simulink.

La figure (IV.1) présente le schéma global du système photovoltaïque connecté au réseau :

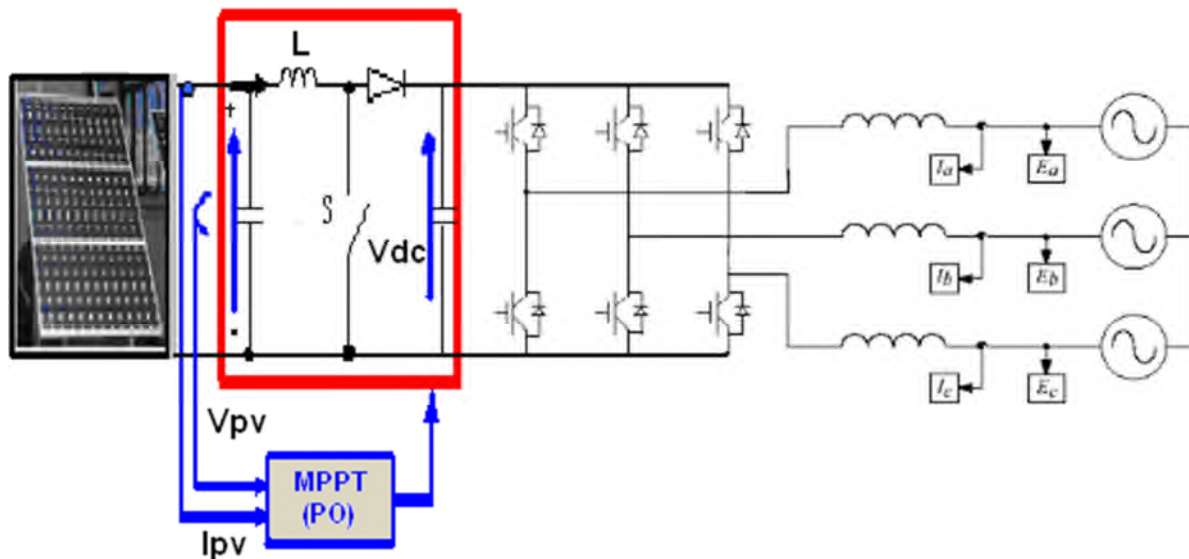


Figure (IV.1) : Schéma global du système photovoltaïque connecté au réseau électrique.

IV.1.Simulation numérique

Différentes simulations sont effectuées pour évaluer les performances du système. Les différentes parties du système (panneaux photovoltaïques, convertisseur DC/DC, convertisseur DC/AC, filtre et réseau) sont modélisées par des blocs séparés puis reliés entre eux d'une manière cohérente. Le point de puissance maximale est suivi par la méthode choisie Perturbation et Observation (P&O).

IV.2.Résultat de simulation numérique

Nous avons simulé notre système PV avec 90 panneaux en utilisant MATLAB/Simulink. Le générateur photovoltaïque est constitué de ($N_s=3$) panneaux en série et ($N_p=30$) panneaux en parallèle, ce qui correspond à une puissance au point de puissance maximum $P_{mpp} = 9900W$. Les panneaux sont de type SIEMENS SM 110-24, leurs

paramètres dans les conditions standards de fonctionnement (un éclairage de 1000W/m^2 et une température de 25°C) sont présentés dans le tableau de l'annexe.

IV.2.1.Simulation à ensoleillement variable et température constante

Dans le but d'étudier les performances du système, en fonctionnement à puissance maximale avec la méthode PO, on a appliqué un ensoleillement variable tel qu'il est donné en figure (IV.2) à une température fixée à 25°C .

L'allure de la puissance maximale extraite du générateur photovoltaïque est montrée dans la figure (IV.3). La tension optimale correspondante, obtenue à partir de l'algorithme PO est représentée sur la figure (IV.4) La figure (IV.5) représente l'allure du courant photovoltaïque $I_{pv}(t)$. Il se développe suivant les variations de l'ensoleillement.

La caractéristique du générateur photovoltaïque $P_{pv}(V_{pv})$ au point PPM est représentée avec les caractéristiques théoriques pour les variations du niveau de l'irradiation, figures (IV.6).

La diminution de l'irradiation implique une diminution de la puissance photovoltaïque produite. Donc le point de puissance maximale se déplace pour rejoindre le nouveau point maximum correspondant à cette irradiation. L'algorithme PO détermine continuellement la tension optimale qui donne la puissance maximale.

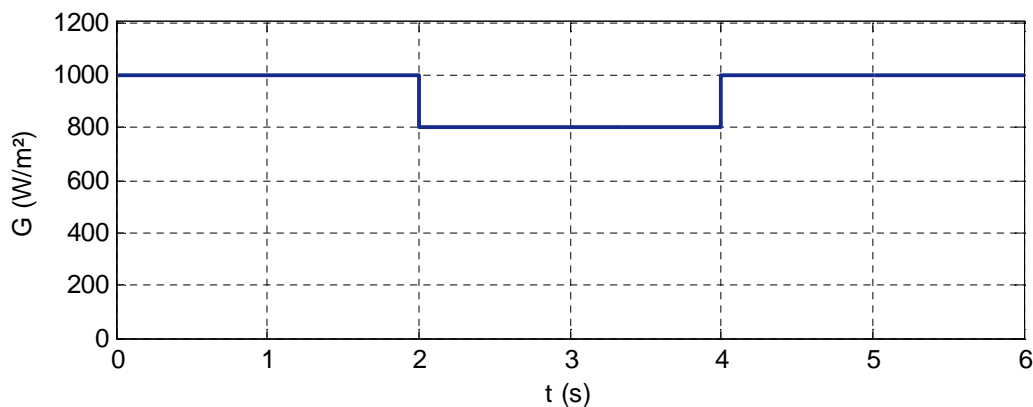
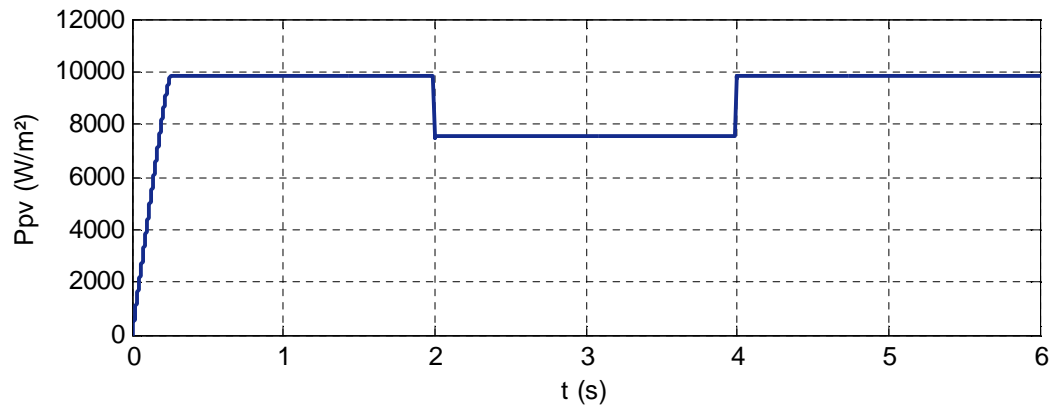
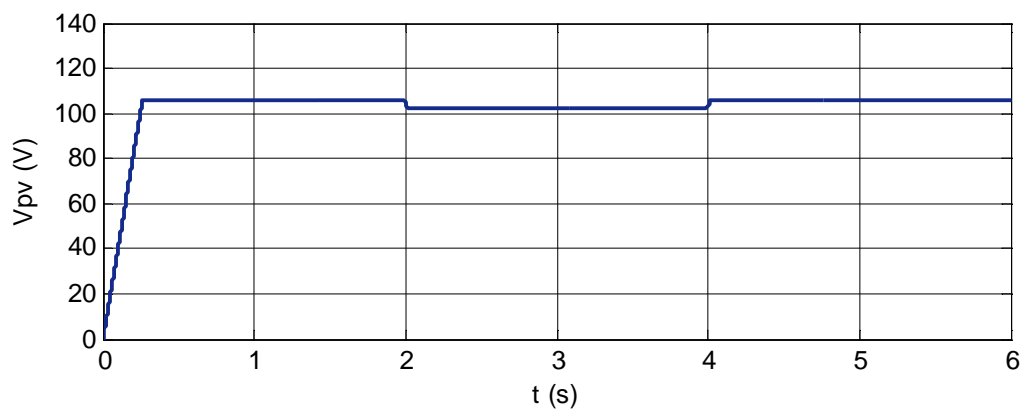
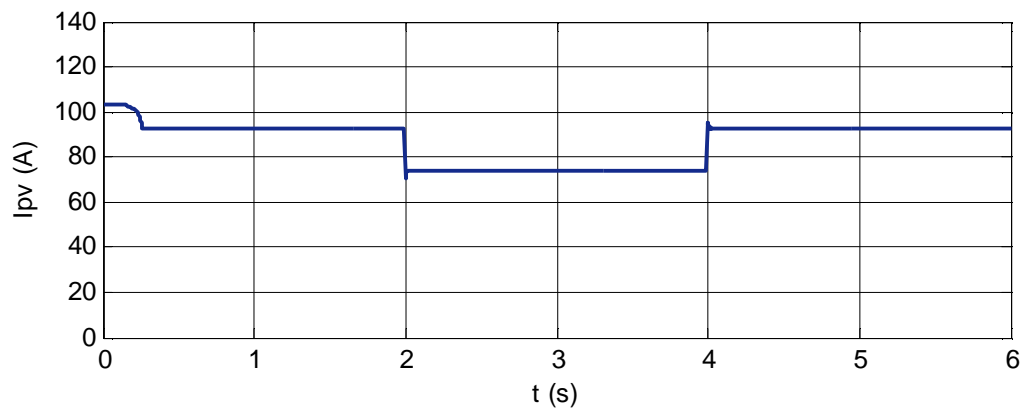


Figure (IV.2) : Variation de l'éclairement.

Figure (IV.3) : Allure de la puissance photovoltaïque P_{pv} .Figure (IV.4) : Allure de la tension photovoltaïque V_{pv} .Figure (IV.5) : Allure du courant photovoltaïque I_{pv} .

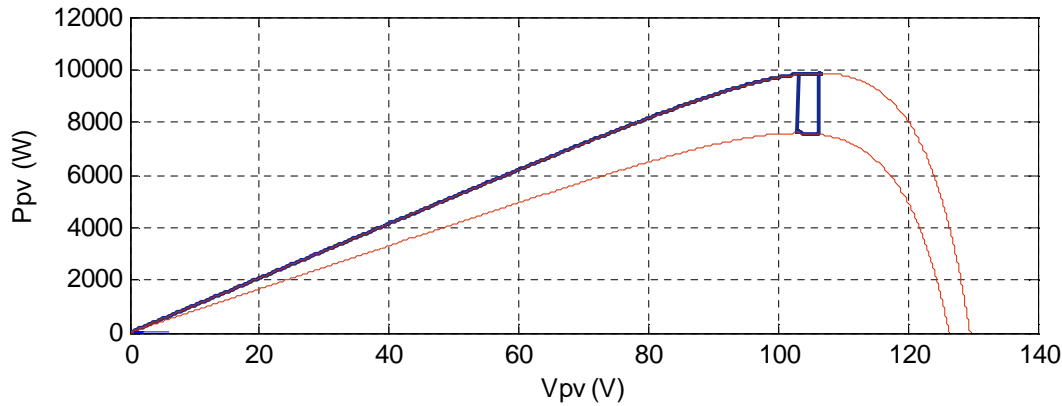


Figure (IV.6) : Allure de la puissance photovoltaïque en fonction de la tension photovoltaïque

$$P_{pv}(V_{pv}).$$

IV.2.2.Simulation à température variable et ensoleillement constant

On a appliqué maintenant une température variable et un ensoleillement constant de 1000W/m^2 tel qu'il est donné en figure (IV.7), pour montrer le fonctionnement au point PPM de l'algorithme PO.

L'allure de la puissance maximale extraite du générateur photovoltaïque est montrée dans la figure (IV.8). La tension optimale correspondante, obtenue à partir de l'algorithme PO est représentée sur la figure (IV.9), on voit bien que la tension augmente avec la diminution de la température et le courant photovoltaïque reste pratiquement inchangé tel qu'il est représenté sur la figure (IV.10).

La caractéristique du générateur photovoltaïque $P_{pv}(V_{pv})$ au point PPM est représentée avec les caractéristiques théoriques pour les variations de température, figure (IV.11). La diminution de la température implique une augmentation de la puissance photovoltaïque produite. Donc le point de puissance maximale se déplace pour rejoindre le nouveau point maximum correspondant à cette température.

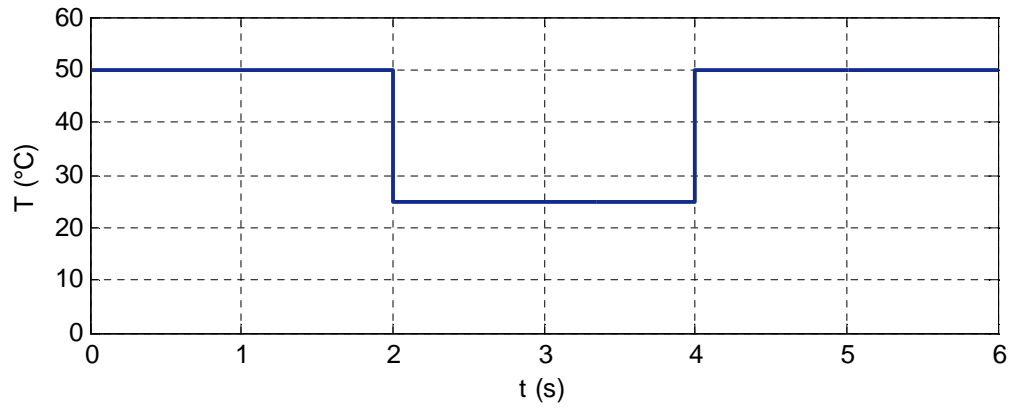


Figure (IV.7) : Variation de la température.

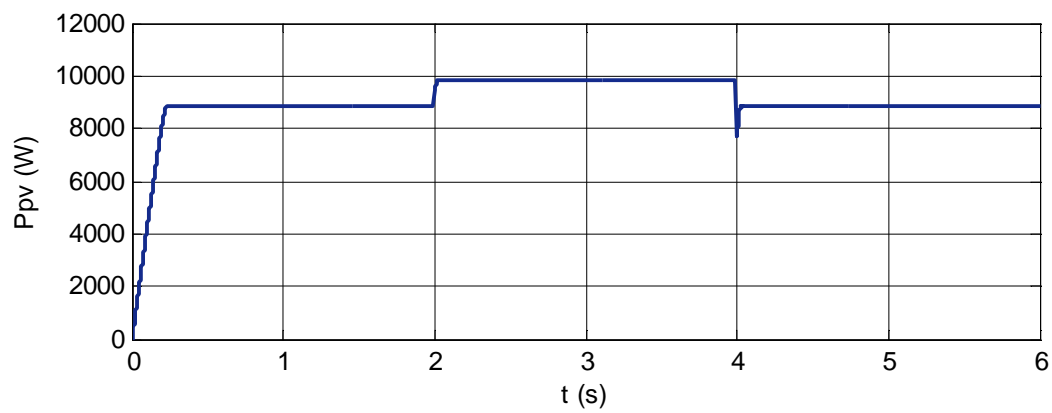


Figure (IV.8) : Allure de la puissance photovoltaïque P_{pv} .

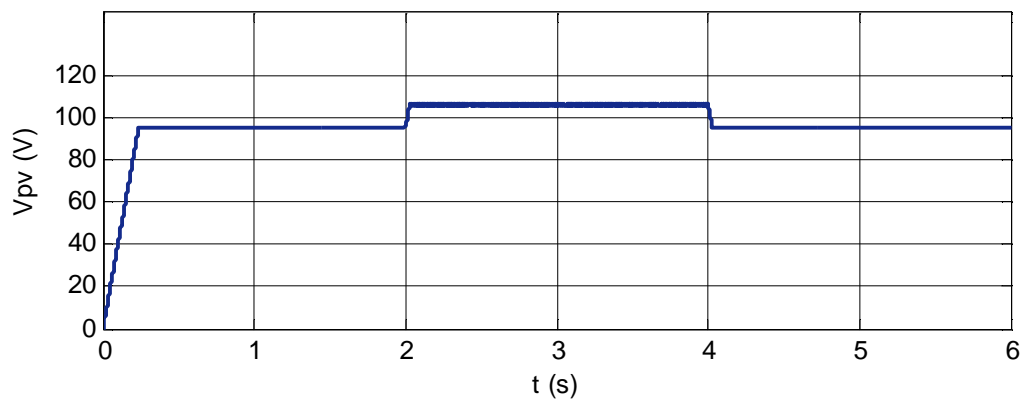
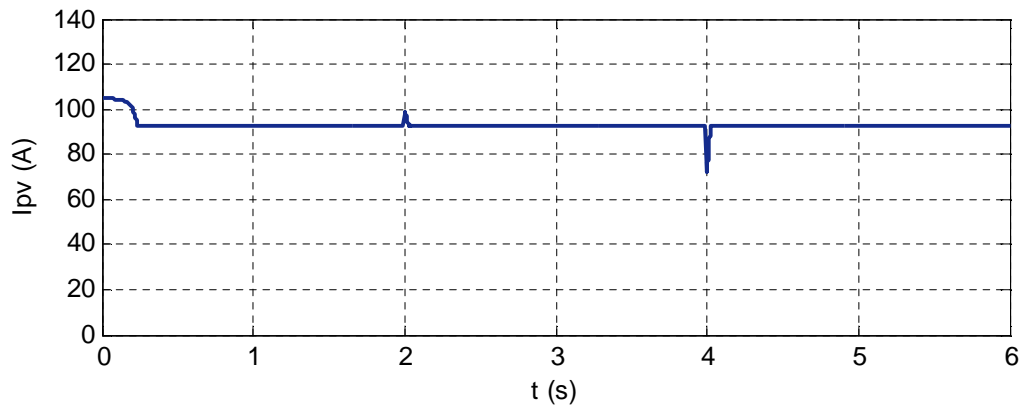
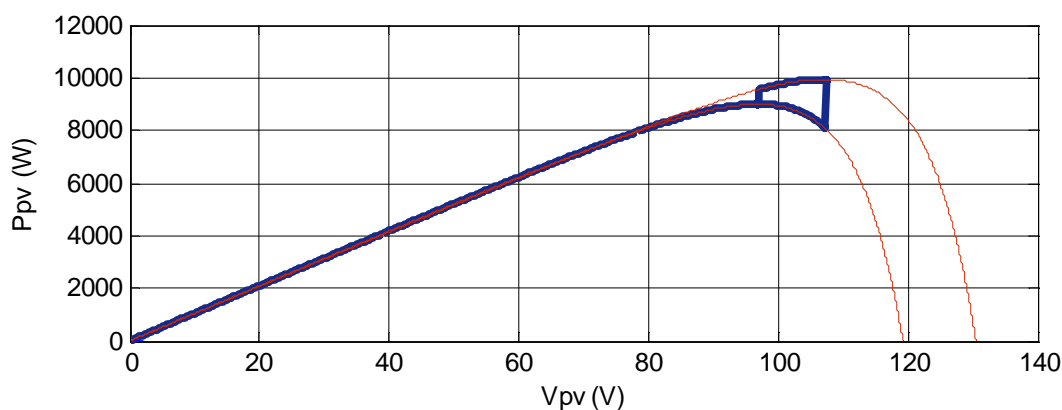


Figure (IV.9) : Allure de la tension photovoltaïque V_{pv} .

Figure (IV.10) : Allure du courant photovoltaïque I_{pv} .Figure (IV.11) : Allure de la puissance photovoltaïque en fonction de la tension photovoltaïque $P_{pv}(V_{pv})$

IV.2.3.Simulation dans les conditions variables d'ensoleillement et de température

Dans le but d'étudier les performances du système photovoltaïque connecté au réseau, en fonctionnement à puissance maximale, durant une certaine période, on va utiliser des profils variables d'ensoleillement et de la température qui sont donnés sur les figures (IV.12 et 13). L'allure de la puissance maximale extraite des panneaux photovoltaïques est montrée sur la figure (IV.15). La tension optimale correspondante V_{pv} obtenue à partir de la commande MPPT de type perturbation et observation est représentée sur la figure (IV.14). La commande PO permet d'extraire le MPP même quand les conditions climatiques changent rapidement. Le courant photovoltaïque I_{pv} se développe suivant les variations de l'ensoleillement (figure (IV.16)).

La tension aux bornes du bus continu est montrée sur la figure(IV.17), elle est bien régulée à sa valeur de référence qui est de 465V même lors de variations des conditions environnementales. La figure (IV.18) représente les allures de la puissance photovoltaïque et de la puissance fournie au réseau. On peut voir que la puissance photovoltaïque produite

correspond à la puissance fournie au réseau. On peut voir, aussi, que la puissance réactive est nulle (figure (IV.19)), ce qui correspond à un fonctionnement à facteur de puissance unitaire. Les courants d'axe direct et en quadrature évolue respectivement suivant l'évolution de la puissance active et de la puissance réactive tel que c'est montré sur les figures (IV.20-21).

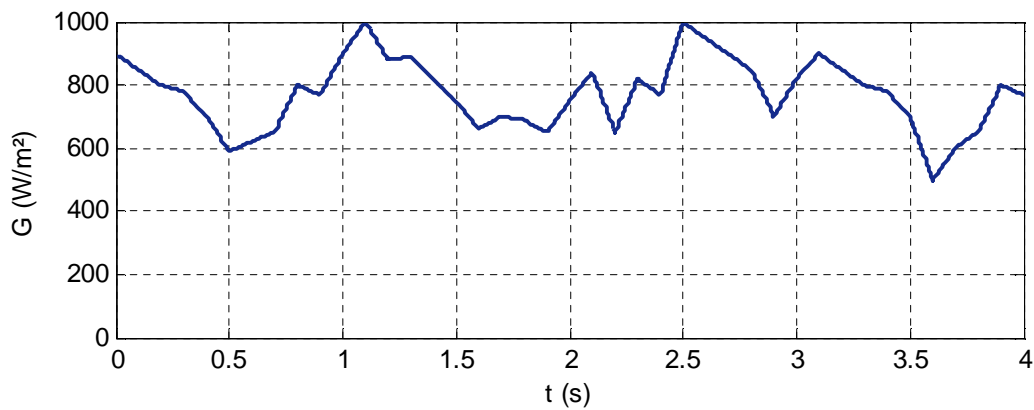


Figure (IV.12) : Ensoleillement variable

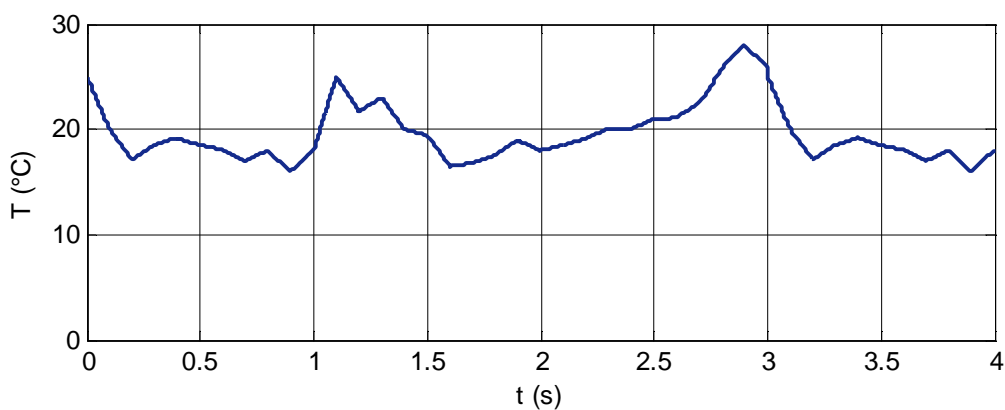


Figure (IV.13) : température variable

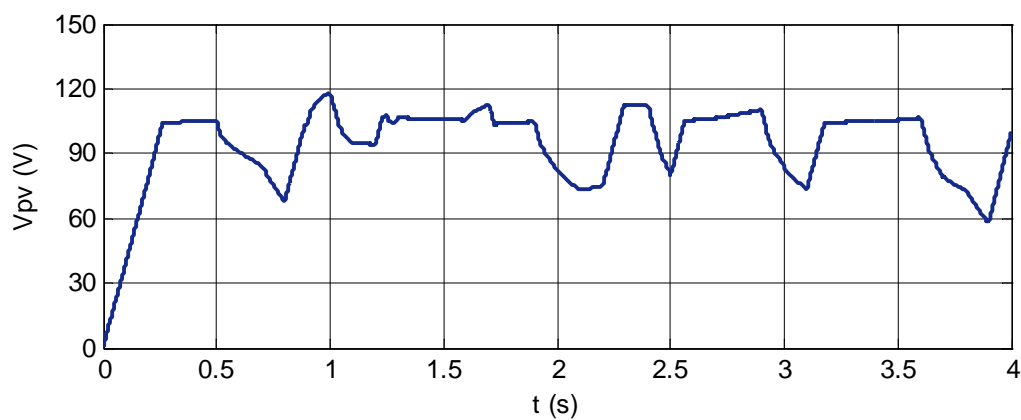


Figure (IV.14) : Allure de la tension photovoltaïque.

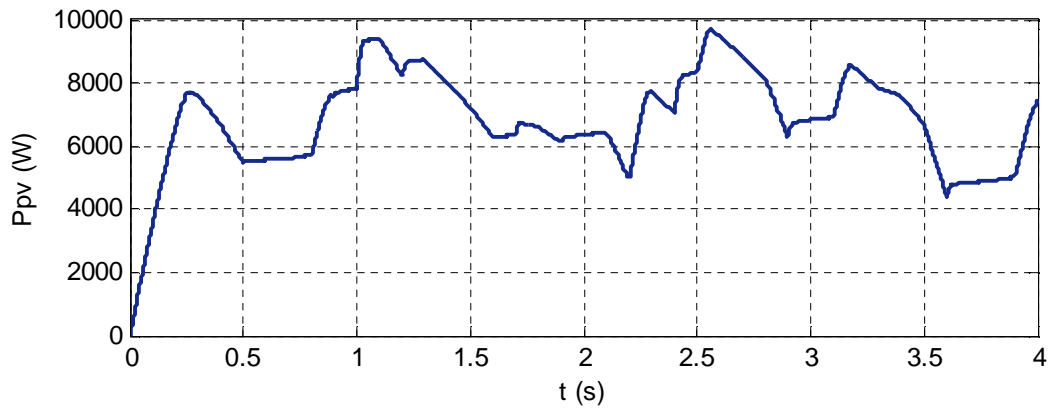


Figure (IV.15) : Allure de la puissance photovoltaïque.

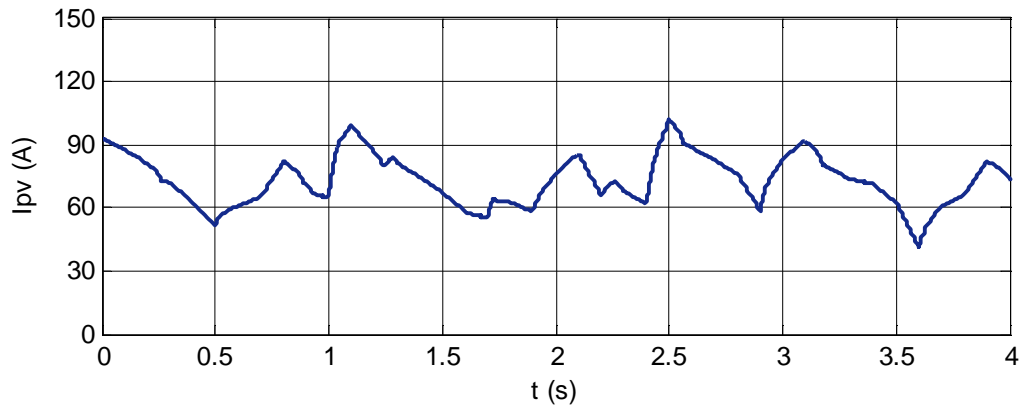


Figure (IV.16) : Allure du courant photovoltaïque.

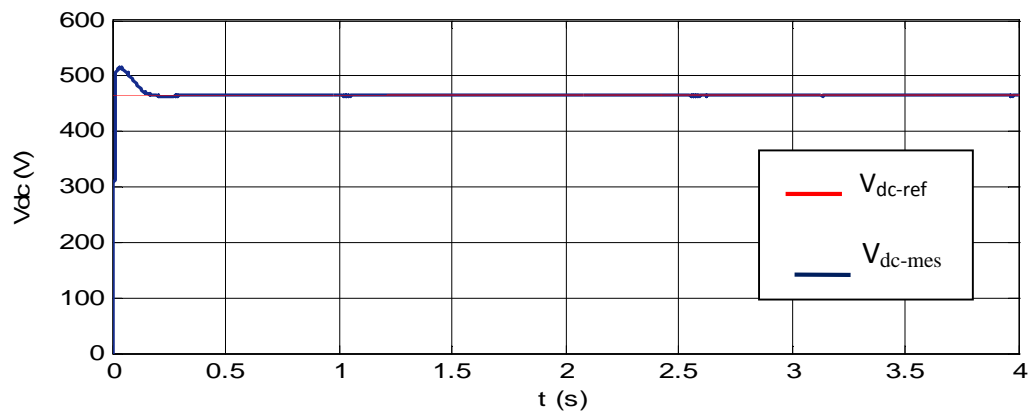


Figure (IV.17) : Allure de la tension du bus continu Vdc.

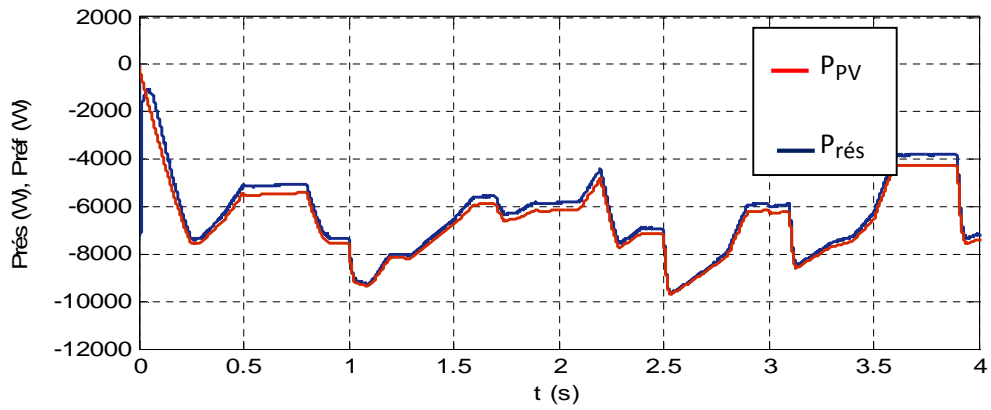


Figure (IV.18) : Allure de la puissance active fournie au réseau.

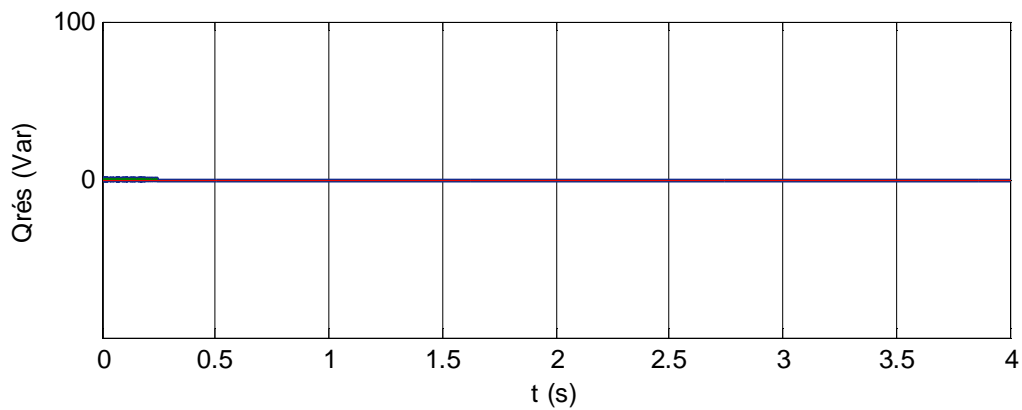


Figure (IV.19) : Allure de la puissance réactive du réseau.

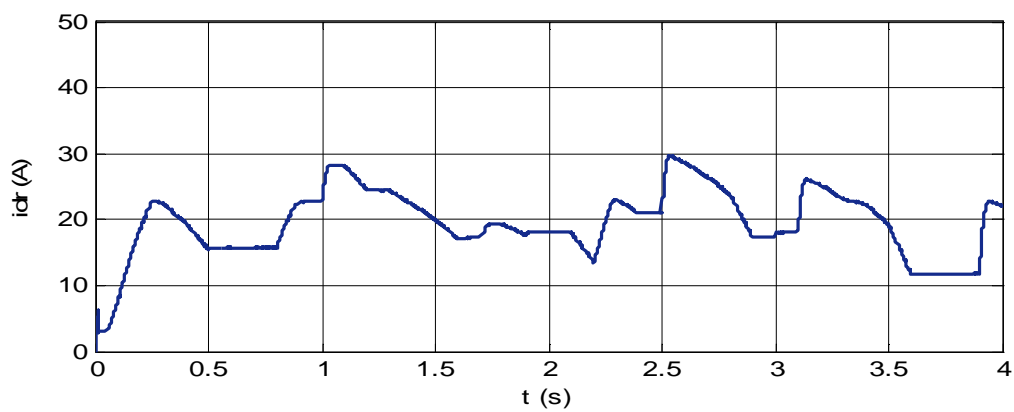


Figure (IV.20) : Allure du courant d'axe direct du réseau.

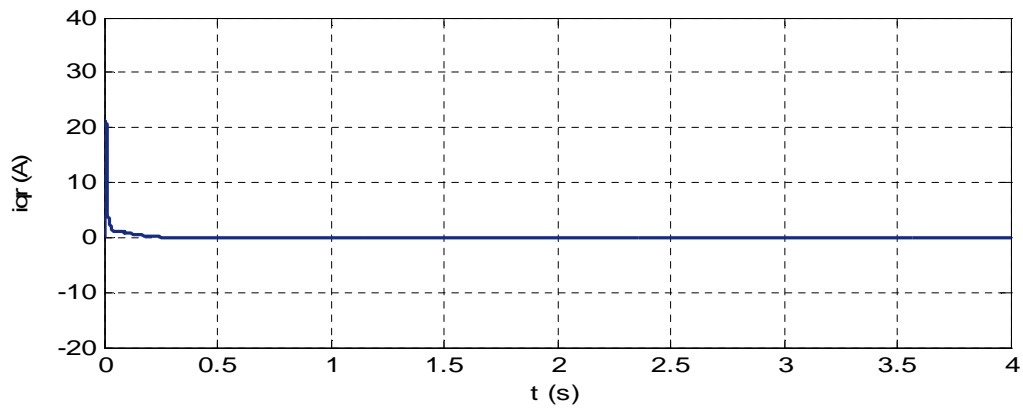


Figure (IV.21) : Allure du courant d'axe en quadrature du réseau.

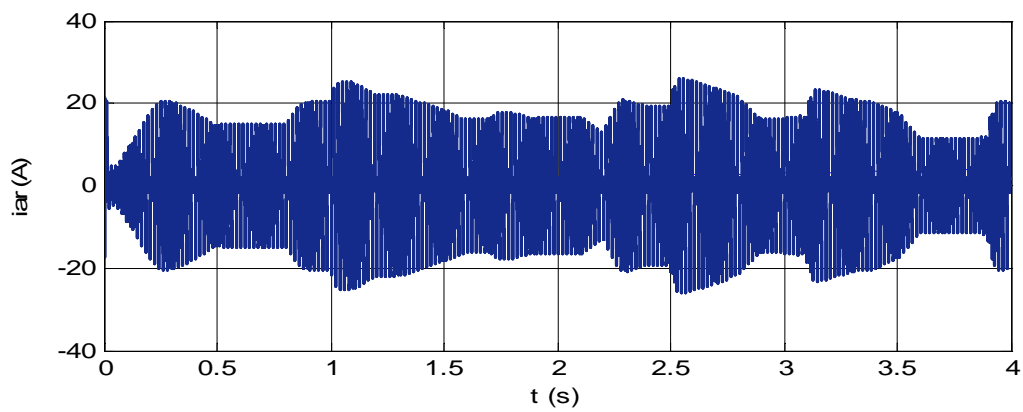


Figure (IV.22) : Allure globale du courant de phase côté réseau.

IV.2.4. Comparaison entre la commande par hystérésis classique et la commande par hystérésis modulée

Pour éliminer les inconvénients de la commande par hystérésis classique, liés à une fréquence de découpage variable et parfois élevée, la méthode de contrôle par hystérésis modulée permet d'imposer la fréquence de hachage des transistors du convertisseur, lors du contrôle du courant.

Les figures (IV.23-26) représentent respectivement l'évolution du courant de la phase (a) (zoom) et de la tension à la sortie de l'onduleur de la première phase pour le contrôle des courants par hystérésis classique et par hystérésis modulé, on remarque bien que leurs forme est sinusoïdale avec une période de (0.01s) une fréquence de découpage constante pour le deuxième type de contrôle.

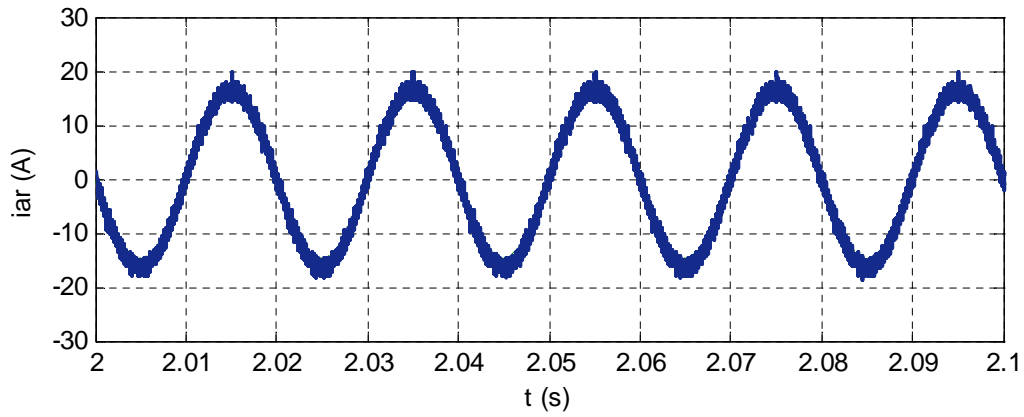


Figure (IV.23) : Allure du courant de phase avec la commande à hystérésis classique.

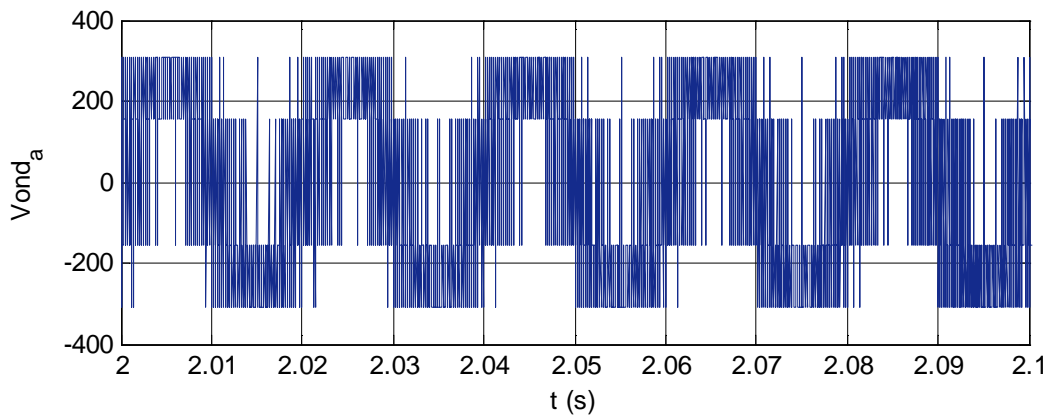


Figure (IV.24) : Allure de la tension V_{ond_a} avec la commande à hystérésis classique.

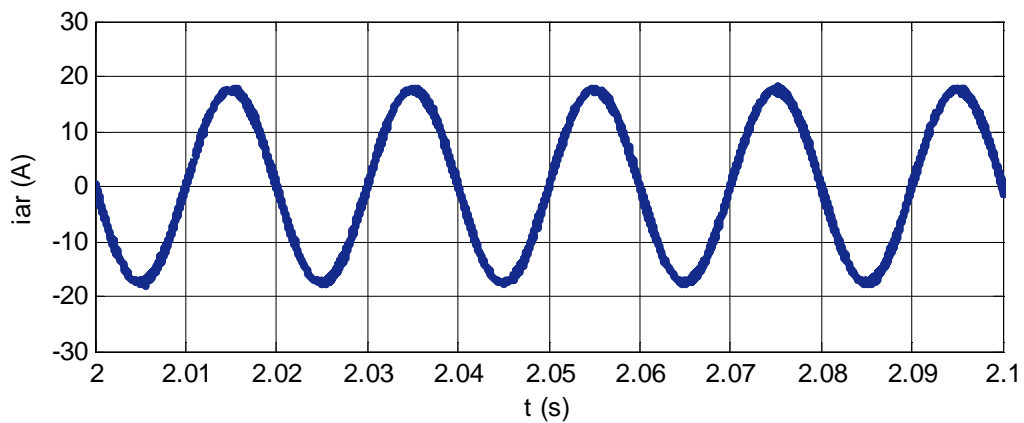


Figure (IV.25) : Allure du courant de phase avec la commande à hystérésis modulé.

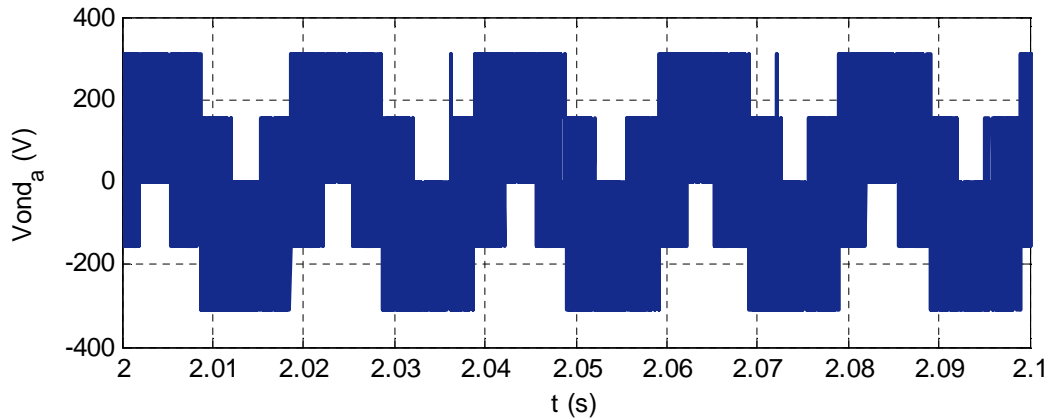


Figure (IV.26) : Allure de la tension $V_{a,ond}$ avec la commande à hystérésis modulé.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons testé par simulation la méthode de poursuite du point de puissance maximale afin de visualiser le comportement de cette dernière sur un système photovoltaïque connecté au réseau. Les résultats de simulation ont prouvés que la méthode perturbation et observation est robuste par rapport aux variations des conditions météorologiques (ensoleillement et température). Les résultats de simulation ont montrés aussi le bon control des puissances active et réactive. Le control des courants est effectué par hystérésis modulé pour imposer une fréquence de découpage constante.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire concerne la modélisation et le contrôle d'un système photovoltaïque connecté à un réseau électrique. Ce dispositif est amené à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de productions et d'un meilleur respect de l'environnement.

Nous avons présenté le comportement électrique du générateur photovoltaïque et ses caractéristiques principales, en tenant compte de la température et de l'ensoleillement. Cela nous permet une estimation précise et rapide de la production d'énergie pour des conditions météorologiques (ensoleillement et température) précises.

Quatre modèles électriques du panneau photovoltaïque ont été présentés au cours de notre étude, comme on a montré aussi l'utilité d'insérer un étage d'adaptation avec une commande MPPT entre le GPV et le réseau afin d'optimiser en permanence la puissance produite.

Les résultats de la simulation ont démontré l'intérêt d'un dispositif de recherche de la puissance maximale. La méthode P&O (perturbation and observation) a été choisie pour implanter un algorithme de poursuite du point de fonctionnement à puissance maximale du panneau PV (MPPT).

Un contrôle de puissances active et réactive a été effectué lors de notre travail. Le but de ce type de commande est d'imposer les valeurs de puissance active et réactive injectées au réseau. L'étude de la synchronisation des courants de références a permis de mettre en évidence l'importance du choix du système qui réalise cette fonction. Habituellement, la synchronisation est faite par l'intermédiaire de la PLL plus au moins évoluée, et nous avons utilisé celle-ci dans notre travail.

Le système photovoltaïque global raccordé au réseau a été simulé dans le dernier chapitre afin de voir le comportement de la puissance en utilisant la méthode de « Perturbation Observation » et on est arrivé à conclure que cette méthode donne des résultats plutôt similaires aux calculs théoriques.

Deux commandes « Hystérésis classique et Hystérésis modulée » ont été utilisées afin de contrôler les courants et d'après les résultats on a conclu que le control par hystérésis modulé a présenté de meilleures performances comparées à l'hystérésis classique.

Comme perspectives il serait intéressant d'associé d'autres sources d'énergies pour former un système hybride pour compenser les périodes d'ensoleillement défavorables.

Références
bibliographiques

Références bibliographique

[ABL 06] :M.ALAIN BILBAO LEARETTA, « Réalisation d'une commande MPPT numérique » rapport de stage fin d'étude, Université Rovira et Virgili, 2006.

[BRI 08] : M .BIRAME « Commande floue d'un convertisseur AC/DC à UPF en cascade avec un convertisseur DC/DC double étage alimentant un système de biberonnage par super capacités d'un véhicule électrique », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université de Batna ,2008.

[BEN 12] : I.BENJAMAA « Modélisation et commande d'un système de stockage photovoltaïque» Mémoire de Magister, Université Abou-Bakr Belkaid –TLEMCCEN, 2012.

[SAL 11] : F.SALAMA « Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique». Mémoire de Magister, Université de Sétif, 2011.

[AIT 07] : S.M. AIT-CHEIKH « Etude, investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques », Thèse de Doctorat d'Etat, Ecole Nationale Polytechnique, 2007.

[AZD 11] : H.AZZEDINE « Modélisation et commande d'un système photovoltaïque», Mémoire de Magister en Automatique Université Badji Mokhtar Annaba, 2011.

[LAB 06] : A.LABOURET, M.VILLOZ, « Energie solaire photovoltaïque », 3^{ème} édition DUNOD, Paris (France), 2006.

[CAB 08] : C.CABAL « Option énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque », Thèse de Doctorat en Génie Electrique, Université de Toulouse, 2008.

[GUI 08] : P.GUIBERT «Energétique et environnement » Master Science de l'Ingénieur Université Pierre et Marie Curie Sorbonne, 2008.

[BAA 12] : A.BAAMARA « Modélisation et contrôle d'un système photovoltaïque utilisant la technique d'espace d'état», Mémoire de Master en Génie Electrique. Université Kasdi Marbah Ouargla ,2012.

[MEC 12] :M.MECHALIKH, C.HAMADA « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau». Mémoire de Master Académique Université Kasdi Marbah, 2013.

[BEL cours] : Mme. BELAID « Cours énergie solaire photovoltaïque UEF 31», Université Abderrahmane Mira de Bejaia ,2015.

[ZID 11] : M.ZIDANE, M. MEZIANI « Etude d'une installation photovoltaïque en vue d'un pompage solaire 6M3/JOUR» Mémoire d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique Université de Bejaia, 2011.

[BOU 07] : D.BOUKHERS, « Optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application au pompage», Mémoire de Magister, Université de Constantine, 2007.

[EST 10] : B.ESTIBALS, « Contribution à l'amélioration des chaînes de conversion photovoltaïques par l'introduction d'architectures distribuées», Diplôme de l'Université Paul Sabatier de Toulouse, 2010.

[GER 02] : O.GERGAUD « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur», Thèse de Doctorat en Electrotechnique, l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2002.

[PET 09] : S.PETIBON « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïque», Thèse de Doctorat en Génie Electrique, Université de Toulouse, 2009.

[KEC 12] : M .KECIRI, N.BENMESSAOUD « Etude et maximisation de puissance d'un système photovoltaïque », Mémoire de Master en Electrotechnique, Université Abderrahmane Mira de Bejaia, 2012.

[OUA 11] : Y.OUADFEL, L. LAMARA « Etude et optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque », Mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique, Université Abderrahmane Mira de Bejaia, 2011.

[BAR 06] : P.BARRADE « Electrotechnique de puissance méthodologie et convertisseurs élémentaire », Press polytechnique et universitaires, 1^{ère} édition, 2006.

[BENS 12] : W. BENSACI « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT », Mémoire de Master en Génie électrique, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2012.

[LOU 09] : A.LOUADAH « Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque », Mémoire de master en électromécanique, Université Abderrahmane Mira de BEJAIA, 2009.

[ABB 11] : L.ABBASEEN « Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou 2011.

[WAL 04]: R.WALLING « Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverters » General Electric Global Research Center Niskayuna, New York, 2004.

[ABD 11]: F.ABDOUNE « Etude et contrôle des aérogénérateurs basés sur les machines asynchrones à rotor bobiné » Mémoire de Magister Electrotechnique, Université Abderrahmane Mira de Bejaia, 2011.

[SAH 12] : A.SAHLI « Filtrage actif et contrôle de puissances : application aux systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau » Mémoire de MAGISTER en Electrotechnique, Université FERHAT ABBAS SETIF, 2012.

[MES 12] : A. MESKANI « Modélisation Et Simulation D'un Système PV Intégré à Un Réseau BT Par La Méthode Du Watt-Var découplé » Laboratoire des Technologies Innovantes (LTI), Université ABDELMALEK ESSAÄDI, (ENSA) Tanger, Maroc, 2012.

Annexe

Les paramètres du module photovoltaïque (I_{sc} , I_{mpp} , V_{oc} , V_{mpp}) sous les conditions standards de fonctionnement STC (une insolation de 1000W/m^2 et une température de 25°C , AM 1.5). Le tableau ci-dessous montre les données d'un panneau solaire de type SIEMENS SM 110-24 qui est utilisé pour la simulation du panneau photovoltaïque.

Paramètres	Valeurs
Puissance maximal du panneau photovoltaïque	110 W
Courant au point de puissance maximal I_{mpp}	3.15 A
Tension au point de puissance maximal V_{mpp}	35 V
Courant de court circuit I_{sc}	3.45 A
Tension en circuit ouvert V_{oc}	43.5 V
Coefficients d'incrémentement du courant I_{sc}	1.4 mA/°C
Coefficients d'incrémentement de la tension V_{oc}	-152mV/°C

Caractéristique électrique du panneau SIEMENS SM110-24

Caractéristiques mécaniques du panneau :

Dimensions extérieures (mm)	1316 *660
Epaisseur (y compris boîte de connexion) (mm)	54
Epaisseur (hors boîte de connexion) (mm)	40
Poids (Kg)	11.5