

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE LARBI BEN M'HIDI OUM EL BOUAGHI
FACULTE DES SCIENCES ET SCIENCES APPLIQUES
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



THESE PRESENTE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPÔLME DE
DOCTORAT LMD
Option : Génie électrique

THÈME
**Conception d'un onduleur solaire avec MPPT
intégré**

Présenté par : Amrani Mohamed Nader

Dirigé par : Dib Abderrahmane

Soutenu le devant le jury:

Mouetsi Souheil	Maitre de Conférences A	Université d'Oum El Bouaghi	Président
Dib Abderrahmane	Professeur	Université d'Oum El Bouaghi	Rapporteur
Lamamra Kheireddine	Maitre de Conférences A	Université d'Oum el Bouaghi	Examineur
Feraga Chames-Eddine	Maitre de Conférences A	Université de Guelma	Examineur
Meridjet M. Salah	Maitre de Conférences A	Université d'Annaba	Examineur
Mendaci Soufiane	Maitre de conférences A	Université de Guelma	Examineur

ANNÉE UNIVERSITAIRE : 2018/2019

Remerciement

D'abord et avant tout, je voudrais remercier ‘‘ALLAH ‘‘ le tout-puissant créateur des cieux et de la terre pour me donner la force, la patience et la volonté d'arriver à la fin de cette thèse doctorat.

Je tiens à exprimer ma profonde estime et mes sincères remerciements à mon encadreur **Dib Abderrahmane**, Professeur en Électrotechnique à l'université d'Oum Bouaghi - Larbi Ben M'hidi, pour la confiance qu'il m'a donnée en acceptant la direction scientifique de mes travaux concernant cette thèse. Je lui suis reconnaissant de m'avoir aidé, guidé et conseillé tout au long de ce travail. Sa grande compétence, expérience, ses richesses intellectuelles, scientifique et sa clairvoyance m'ont beaucoup appris.

J'adresse mes plus sincères remerciements à Monsieur **Mouetsi Souheil**, Maitre de Conférence A à l'université d'Oum el Bouaghi - Larbi Ben M'hidi, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant la présidence du jury de cette thèse.

J'adresse mes vifs remerciements aux membres de jury : Mr, **Lamamra Kheireddine**, Mr, **Feraga Chames-Eddine**, Mr, **Meridjate Salah**, Mr, **Mendaci Sofiane** pour avoir accepté d'évaluer ce travail et de participer à mon jury.

J'aimerais aussi remercier mes parents, ma soeur et ma femme qui m'ont apporté un grand soutien et encouragements tout au long de mes études.

Enfin, je remerciais mes collègues et les membres du laboratoire LGEA de Oum El Bouaghi, spécialement **Sami, Ali, Walid, Chikha et Zakaria**, mes amis **Fethi, Hocine, Sabir et Khaled** et mes collègues de promotion ainsi que les ingénieurs et les techniciens des laboratoires pédagogiques du département de Génie électrique.

**Liste des
Symboles et
des Acronymes**

Liste des Symboles

$I_L(A)$: La photo courant.

$I_{pv}(A)$: Le courant généré par la photopile.

$V_{pv}(V)$: La tension aux bornes de la cellule.

$V_T(V)$: La tension thermique de la cellule.

$R_s(\Omega)$: La résistance série.

$R_p(\Omega)$: La résistance shunt.

N_p : Nombre des cellules en parallèles.

N_s ; Nombre des cellules en séries.

$I_o(A)$: Le courant de saturation.

q : La charge de l'électron.

A : Le facteur de qualité de la cellule.

K : La constante de Boltzmane.

$I_{sc,n}$ et $V_{oc,n}$: Sont les valeurs de référence de courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert au conditions de fonctionnement standard.

I_{sc} : Courant de court-circuit.

V_{oc} : La tension de circuit ouvert.

I_{MPP} : Le courant de point de puissance maximale.

V_{MPP} : La tension de point de puissance maximale.

P_{MPP} : La puissance maximale.

K_I, K_V : Des constantes dépendent de la cellule solaire.

G^* : Le rayonnement solaire de référence.

T^* : Température de référence.

T_c : Température.

T : La période de commutation.

f : La fréquence de commutation.

D : Rapport cyclique.

L_1 : Inductance du hacheur

C_1 Capacité du hacheur

L : Inductance du hacheur.

C : Conductance du hacheur.

V_{xo} : La tension entre la phase x et le point milieu o.

V_α et V_β : sont les projections du vecteur \vec{v} dans le système fixe (α, β) .

(I-V) : La caractéristique tension-courante du GPV.

(P-V) : La caractéristique tension-puissance du GPV.

(α - β) : Repère stationnaire.

P^* , q^* : Référence de la puissance active et réactive.

ΔP , Δq : Variation de la puissance active et réactive.

D_1 , D_2 et D_3 : Les diodes de boost quadratique.

P : Puissance active.

q : Puissance réactive.

e_a , e_b , e_c : Tensions simples du réseau.

v_a , v_b , v_c : Les vecteurs de commande de l'onduleur.

i_a , i_b , i_c : Courants débités par le réseau.

V_{dc} , I_{dc} : Tension et courant du bus continu.

i_α , i_β : Composantes du vecteur courant dans le repère stationnaire.

S : L'interrupteur de hacheur

S_a , S_b , S_c : Signaux de commande des interrupteurs de puissance de l'onduleur.

L_r : L'inductance de la bobine de couplage

r : La résistance série de la bobine de couplage

T_s : Période d'échantillonnage.

i_L : Courant de l'inductance du hacheur Boost

i_o : Courant de sortie du hacheur.

V_o : Tension de sortie du hacheur.

P_o : Puissance de sortie du hacheur.

dD : La variation du rapport cyclique

E : L'erreur

dE : Le changement de l'erreur

V_{a0} , V_{b0} et V_{c0} : Les trois tensions phases-point milieu

V_{ab} , V_{bc} et V_{ca} : Les tensions composées entre phases

Liste des Acronymes

GPV :Générateur photovoltaïque.

PV :Photovoltaïque.

MPPT : Maximum power point tracking (En anglais).

PPM :Point de Puissance Maximale.

IncCon :Incrémental Conductance.

P&O :Perturbe et observe.

AC :Courant alternative (en anglais AlternatingCurrent).

DC :Courant continu (en anglais Direct Current).

CS :Convertisseur Statique.

DPC :Direct power controller (En anglais).

P-DPC:Predictive Direct power controller (En anglais).

MPC :Model Predictive Control (En anglais).

MLI :Modulation de largeur d'impulsion.

PWM :Pulse Width Modulation(En anglais).

VSC :Voltage Source Converter(En anglais).

PI :Régulateur Proportionnel intégral.

DC/AC :Conversion continue alternative.

Table des

Matières

Table des matières

Table des matières	
Liste des Tableaux	
Listes des figures	
Introduction générale	
1. Généralité.....	1
2. Problématique	3
3. Objective de la thèse.....	3
4. Le sommaire de la thèse.....	4
Chapitre 1: Généralité sur les systèmes photovoltaïques	
1.1. Introduction	5
1.2. Système PV.....	5
1.2.1. Les systèmes autonomes.....	5
1.2.2. Système PV a injection réseau.....	5
1.2.3. Systèmes Hybrides.....	6
1.3. Topologie des systèmes PV.....	6
1.3.1. Structures avec isolation galvanique.....	6
1.3.2. Structures non isolées	7
1.4. Différentes topologies d'un système PV raccordé au réseau électrique non isolée	8
1.4.1. Système à seul étage de puissance.....	8
1.4.1.1. Onduleur centrale.....	8
1.4.1.2. Onduleurs string « Rangé »	9
1.4.1.3. Onduleurs Modulaires.....	10
1.4.2. Système à double étage de puissance.....	10
1.4.2.1. Hacheur et onduleur centralisé.....	11
1.4.2.2. Hacheur modulaire parallèle.....	11
1.5. Conditions d'interconnexion	13
1.5.1 Synchronisation des phases.....	13
1.5.2 Fréquence du réseau électrique.....	13
1.5.3 Amplitude de la tension	13
1.6. Types d'installations existantes pour l'injection de la production solaire au réseau	14

1.6.1. Installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production.....	14
1.6.2. Installation PV raccordée au réseau avec injection totale de l'énergie produite.....	14
1.6.3. Installation PV raccordée au réseau sans injection.....	14
1.7. Influence des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution.....	14
1.7.1. Sur le plan de tension.....	14
1.7.2. Injection d'harmoniques de courant.....	14
1.7.3. Injection de courant continu au réseau.....	15
1.7.4. Déséquilibre entre phases.....	15
1.8. Etat de l'art sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau.....	15
1.9. Conclusion	18

Chapitre 2 :Modélisation des éléments du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique.

2.1. Introduction.....	19
2.2. Système PV à injection réseau	19
2.3. Générateur PV	19
2.3.1. Cellule solaire	20
2.3.2. Modèle électrique d'une cellule solaire	21
2.4. Convertisseur statique	25
2.4.1. Convertisseur DC-DC.....	25
2.4.2. Convertisseur DC-AC	27
2.5. Réseau électrique.....	32
2.6. Conclusion	33

Chapitre 3 : Optimisation du fonctionnement du générateur photovoltaïque.

3.1. Introduction.....	34
3.2. Contrôleurs MPPT.....	34
3.3. Convertisseur DC-DC	35
3.3.1. Convertisseur Boost.....	35
3.4. Dimensionnement des éléments du hacheur Boost.....	37
3.4.1. Calcule de D.....	38
3.4.2. Calcule de L et C	39

3.5 Impédance d'entrée du convertisseur Boost.....	39
3.6. L'algorithme MPPT	40
3.6.1. Méthodes indirectes (offline).....	41
3.6.2. Méthodes directes (online).....	41
3.6.3 Méthodes basée sur intelligence artificielle.....	41
3.6.4. Autres méthodes.....	42
3.7. L'algorithme P & O	42
3.7.1. Simulation du système PV-Boost.....	44
3.8. Commande MPPT basée sur la logique floue.....	46
3.8.1. Résultats de simulation.....	50
3.9. Interprétation des résultats de la simulation.....	51
3.10. Conclusion.....	51

Chapitre 4 : Commande et simulation d'un système photovoltaïque raccorde au réseau électrique.

1.1. Introduction	53
4.2. Description du système	53
4.2.1. Principe de fonctionnement	54
4.3. Commande directe de puissance prédictive	55
4.3.1. Modèle prédictif des puissances actives et réactives de l'onduleur triphasé	56
4.3.2. Prédiction des références des puissances instantanées	58
4.3.3. Méthode de sélection du vecteur de commande.....	59
4.4. Convertisseur Boost quadratique	61
4.4.1. Principe de fonctionnement.....	61
4.4.2. Commande MPPT du Boost quadratique.....	62
4.5. Résultats de simulation.....	63
4.5.1. Performances statiques du système.....	64
4.5.2. Performances dynamique du système.....	66
4.6. Conclusion.....	68
Conclusion Générale.....	69

Liste des

Figures et des

Tableaux

Liste des figures

Chapitre 1 : Généralité sur les systèmes photovoltaïques.

Figure 1.1. Système PV avec isolation galvanique par transformateur BF.....	7
Figure 1.2. Système PV avec isolation galvanique par transformateur HF.....	7
Figure 1.3. Structure non isolée double étage de puissance non isolée	7
Figure 1.4. Structure non isolée double étage de puissance	7
Figure 1.5 Topologie « Onduleur Central ».....	8
Figure 1.6. Topologie Onduleurs string « Rangé ».....	9
Figure 1.7. Topologie « Onduleurs Module ».....	10
Figure 1.8. Topologie « Hacheur et onduleur centralisé ».....	11
Figure 1.9. Topologie « Hacheur Ranger ».....	11

Chapitre 2 :Modélisation des éléments du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique.

Figure 2.1. Système PV raccordé au réseau électrique à double étage de puissance ...	19
Figure 2.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	20
Figure 2.3. Circuit équivalent d'une cellule solaire	22
Figure 2.4. Caractéristiques électriques $I = f(V)$	23
Figure 2.5. Caractéristiques électriques $P = f(V)$	23
Figure 2.6. Influence de l'ensoleillement sur la courbe (P-V) et (I-V).....	24
Figure 2.7 Influence de la température sur la courbe (P-V) et (I-V).....	24
Figure 2.8. Schéma d'un convertisseur Boost.....	25
Figure 2.9. Schéma d'un convertisseur Buk	26
Figure 2.10. Schéma d'un convertisseur Buk-Boost	26
Figure 2.11. Schéma structurale de l'onduleur triphasé deux niveaux	28
Figure 2.12. Les huit configurations d'interrupteur d'un onduleur deux niveaux de tension	30
Figure 2.13. Diagramme vectoriel de l'onduleur à deux niveaux	31
Figure 2.14. Système de tension triphasé équilibré	32
Figure 2.15. Schéma de réseau électrique	33

Chapitre 3 : Optimisation du fonctionnement du générateur photovoltaïque.

Figure 3.1. Système photovoltaïque avec contrôleur MPPT.....	34
---	----

Figure 3.2. Schéma de base d'un convertisseur Boost.....	36
Figure 3.3. Forme d'onde du convertisseur Boost.....	36
Figure 3.4 Caractéristiques électriques du panneau Suntech 80 Watt.....	38
Figure 3.5. Schéma équivalent de circuit d'impédance.....	40
Figure 3.6. Classification des différentes méthodes de poursuite du PPM	41
Figure 3.7. Classification des différentes méthodes de poursuite du PPM	43
Figure 3.8. Algorithme type de la méthode P&O.....	43
Figure 3.9. Profil de variation de l'éclairement.	45
Figure 3.10. Résultats de simulation.	45
Figure 3.11. Structure de base du contrôleur floue.....	46
Figure 3.12. Schéma d'un GPV commandé par la logique floue..	47
Figure 3.13. . Les fonctions d'appartenance des variables d'entrées et la sortie....	49
Figure 3.14. Résultats de simulation.....	50

Chapitre 4 :Commande et simulation d'un système photovoltaïque raccorde au réseau électrique.

Figure 4.1. Schéma de contrôle d'un onduleur solaire à injection réseau.....	54
Figure 4.2. Modèle prédictive de l'onduleur triphasée.....	55
Figure 4.3. Principe d'estimation de $P^*(k+1)$	59
Figure 4.4. Principe de calcul de $\Delta P^*(k)$	60
Figure 4.5. Schéma d'un convertisseur Boost quadratique.....	61
Figure 4.6. Tension du bus continue.	64
Figure 4.7. Tension du réseau électrique.....	64
Figure 4. 8. Courant du réseau électrique.....	65
Figure 4. 9. Puissance active et réactive du réseau électrique.....	65
Figure 4. 10. Taux totale des harmoniques	65
Figure 4.11. Tension du bus continue	66
Figure 4.12. Tension du réseau électrique.....	67
Figure 4.13. Courant du réseau électrique.....	67
Figure 4.14. Puissance active et réactive du réseau électrique.....	67

Liste des Tableaux

Chapitre 1: Généralité sur les systèmes photovoltaïques.

Tableau 1.1 : Comparaison entre les différentes topologies d'un système PV raccordé au réseau électrique non isolées.....	12
--	----

Chapitre 2 :Modélisation des éléments du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique.

Tableau. 2.1. Classification des convertisseurs statiques.	26
--	----

Tableau 2.2. Etats de l'onduleur et les coordonnées du vecteur dans le plan (α, β)	31
--	----

Chapitre 3 : Optimisation du fonctionnement du générateur photovoltaïque.

Tableau 3.1. Les paramètres du panneau Suntech 80Watt.....	37
---	----

Tableau 3.2. Le principe de fonctionnement de l'algorithme P& O.....	42
---	----

Tableau 3.3 Les valeurs de convertisseur Boost.....	44
--	----

Tableau 3.4. Les règles floues.....	49
--	----

Tableau 3.5. Comparaison des techniques MPPT.....	51
--	----

Chapitre 4 :Commande et simulation d'un système photovoltaïque raccorde au réseau électrique.

Tableau 4.1. Les états de commutation de l'onduleur triphasée.....	61
---	----

Tableau 4. 2. Données de notre système.....	63
--	----

Introduction

Générale

Introduction générale

1. Généralité

La consommation mondiale de l'énergie électrique a été augmentée rapidement en raison de la croissance de la population et les évolutions de l'industrie. Cette augmentation nécessite des ressources primaires pour augmenter la production des énergies. La production de l'électricité est estimée par 17.3 milliards kilowatts-heurs en 2005 et 24.4 milliards kilowatts-heurs en 2010 c.-à-d. une augmentation de 41%. Une étude récente prédit que la production d'électricité du monde devrait dépasser 33 milliards kilowatts-heurs en 2030 [1,2]. Actuellement, une part importante de l'électricité est produite à partir de ressources fossiles, tel que le pétrole, le charbon et le gaz naturel. Ces ressources ont des effets néfastes sur l'environnement ; elles sont les principales causes du réchauffement de la planète. L'agence internationale de l'énergie, estime que les émissions mondiales de CO₂ dues à la production d'électricité s'élèvent à 11,8 milliards de tonnes de CO₂ et prévoit l'augmentation des émissions de 35% en 2020 [1,3]. De plus, les réserves de combustibles fossiles sont en diminution et l'instabilité du prix du pétrole constituent deux préoccupations majeures pour les pays industrialisés.

Ces inconvénients encouragent de plus en plus de chercher des solutions qui permettront de limiter le déficit énergétique et les impacts négatifs sur l'environnement. Le soleil, le vent, la biomasse, la mer, etc. sont des ressources naturelles inépuisables et disponibles en quantité illimitée. L'énergie solaire est la source renouvelable la plus prometteuse en raison de sa disponibilité et sa distribution à la surface de la terre. En réalité, l'énergie annuelle atteignant la surface de la terre est plus grande que les autres formes de ressources énergétiques ; l'agence Internationale de l'Energie indique qu'une surface de 145.000km² (soit 4% de la surface des déserts arides) de panneaux photovoltaïques peut satisfaire les besoins énergétiques du monde entier [4].

La situation géographique de l'Algérie bénéficie des conditions favorables de l'utilisation de l'énergie solaire. En plus, l'Algérie qui a signé et ratifié le protocole de Kyôto pour a placé le développement des énergies renouvelables parmi les axes prioritaires de la recherche scientifique en Algérie ; article 7 de la loi 15-21 du 30 décembre 2015 portant loi d'orientation sur la recherche scientifique et du développement technologique.

La conversion de l'énergie solaire photovoltaïque en électricité s'effectue par le biais de cellules photovoltaïques fabriquées à base de semi-conducteurs. Le phénomène de conversion, appelée effet photovoltaïque, a été découverte par E. Becquerel en 1839. Le générateur photovoltaïque ou panneau photovoltaïque (PV) est l'association de plusieurs cellules photovoltaïques (PV) en série/parallèle [5]. Néanmoins, la puissance générée dépend de la température, de l'éclairement et de la charge de manière non linéaire. Cette caractéristique donne une courbe de puissance parabole inversée avec un seul point de point de puissance maximale (en anglais "maximum power point" MPP). En effet, pour assurer le transfert d'un maximum de puissance le point de fonctionnement des PV doit être ramené sur le MPP à l'aide d'un dispositif de contrôle et de poursuite automatique appelé MPPT.

Il existe deux types de systèmes solaires, système photovoltaïque sur site isolé et le système photovoltaïque connecté au réseau électrique. Un système PV pour site isolé est un générateur électrique autonome qui emmagasine une partie des énergies dans des batteries pour être utilisée pendant la nuit et le faible ensoleillement. L'utilisation des batteries représente l'élément le plus problématique à cause de sa fiabilité réduite ;elles coutent chères et nécessitent un entretien régulier.

Le système PV raccordé au réseau électrique injecte l'énergie produite au réseau électrique par l'intermédiaire d'un onduleur à injection réseau formé par un ou plusieurs convertisseurs statiques. Le nombre des convertisseurs déterminent l'efficacité, la fiabilité et la complexité globale de contrôle dans ces systèmes.

Dans ce travail, nous considérons le système photovoltaïque raccordé au réseau à deux convertisseurs ou deux étages, le premier est convertisseurs DC-DC Boost et le deuxième est un convertisseur DC-AC isolés galvaniquement par l'intermédiaire d'un transformateur. L'indépendance entre les deux étages rend la tâche de contrôle global plus facile et plus sécuritaire.

2. Problématique et objectifs

L'objectif principal de cette thèse est d'améliorer le rendement du système photovoltaïque à injection réseau en maximisant le transfert de la puissance générée vers la charge. En réalité, le comportement non linéaire des panneaux PV et sa dépendance de la température, de l'ensoleillement et de la charge font que la courbe de puissance passe par un point maximal unique appelé MPP. En plus, ce point MPP n'est pas fixe, varie en fonction des variables aléatoires et incontrôlable telles que la température, l'ensoleillement. Cela rend difficile le contrôle par des méthodes linéaires. La technique proposée dans cette thèse pour poursuivre le

point maximale de puissance, repose sur le principe d'adaptation automatique et continue d'impédance de la charge à celle des panneaux PV. La méthodologie consiste à modifier l'impédance équivalente d'entrée de l'onduleur de manière à ce qu'elle soit égale à l'impédance équivalente de sortie des panneaux PV. Ainsi, on maximiserait la puissance de transfert générée par les PV vers la charge, réduire les pertes et par conséquent maximiser le rendement de l'ensemble du système. Ce mode de poursuite du point maximale de puissance constitue l'apport principal de cette thèse. Le problème du choix d'un algorithme MPPT qui donne la meilleure performance de point de vue précision de la poursuite, vitesse de réponse et stabilité représente un aspect important de notre recherche. A cet effet, plusieurs types d'algorithmes, tels que le P&O et contrôle flou sont testés et comparés.

La démarche suivie dans cette thèse est de concevoir une commande adaptative et d'effectuer une simulation d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique triphasé de distribution. Le convertisseur élévateur classique Boost est remplacé par un convertisseur de gain à haute tension qui pourrait travailler avec des valeurs de courants réduits pour réduire les pertes de joule dans les convertisseurs et les câbles. En plus la commande MPPT est appliquée au hacheur du convertisseur Boost pour extraire le maximum de puissance des PV, la commande de puissance directe (DPC) appliquée à l'étage de puissance combinée avec une approche prédictive pour sélectionner les états de commutation optimaux de l'onduleur triphasé dans le but d'améliorer les performances du système globale.

3. Organisation du mémoire

Pour atteindre aux objectifs de cette étude et faciliter la présentation des résultats de simulation obtenus, cette thèse est divisée en quatre chapitres comme suite :

Le premier chapitre donne une vue générale sur les systèmes PV raccordé au réseau électrique, les différentes topologies. En plus les conditions de raccordement et l'influence des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution.

Le deuxième chapitre étudie les différents éléments d'un système PV raccordé au réseau électrique. En début, un rappel sur le principe de fonctionnement du générateur PV et leur caractéristique. Ensuite, le modèle mathématique de l'onduleur triphasé et réseau électrique.

Le troisième chapitre étudie le problème du couplage panneau PV - charge et l'insertion d'un étage d'adaptation pour assurer le transfert de puissance maximale vers la charge. Nous avons présenté la modélisation de convertisseur élévateur vu son importance en tant qu'adaptateur

entre la GPV et la charge, ainsi que la définition de quelque algorithme MPPT existant dans la littérature avec des résultats de simulation.

Dans le quatrième chapitre, nous avons étudié la conception et la simulation d'une nouvelle topologie du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique triphasé à deux étages de puissance. Le convertisseur élévateur classique est remplacé par un convertisseur de gain à haute tension qui pourrait travailler avec des valeurs relativement faibles de rapport cyclique. La commande de puissance directe (DPC) est combinée avec une approche prédictive pour sélectionner les états de commutation optimaux de l'onduleur triphasée dans le but d'améliorer les performances du système.

En conclusion générale, on présente une synthèse des travaux réalisés ainsi que les principaux résultats obtenus, puis les perspectives de ces travaux.

Chapitre 1

Généralité sur les systèmes photovoltaïques

Sommaire

1.1. Introduction	5
1.2. Système PV.....	5
1.3. Topologie des systèmes PV.....	6
1.4. Différentes topologies d'un système PV raccordé au réseau électrique non isolée	8
1.4.1. Système à seul étage de puissance.....	8
1.4.2. Système à double étage de puissance.....	10
1.5. Les conditions d'interconnexion	13
1.6. Les types d'installations existantes pour l'injection de la production solaire au réseau	14
1.7. Influence des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution.....	14
1.8. Etat de l'art sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau.....	15
1.9. Conclusion	18

1.1. Introduction

Dans ce chapitre nous présenterons une étude descriptive générale des systèmes photovoltaïques (PV) raccordés au réseau électrique. Cette application connaissant un très grand engouement actuellement et de nombreuses topologies de champ PV ont été étudiées. Nous comparerons ces différentes topologies en termes de performance, de rendement et de robustesse. Ensuite, nous aborderons, les conditions de connexion du système PV au réseau électrique. Dans la dernière partie, on présente un état de l'art sur un ensemble de techniques pour la commande de tels systèmes.

1.2. Système PV

1.2.1. Systèmes PV autonomes

Les systèmes autonomes sont très répandus chez les consommateurs qui habitent dans des zones isolées sans accès au réseau électrique public tels que les habitations ou agglomérations de campagne ou les systèmes embarqués. L'inconvénient majeur de ces systèmes est qu'ils nécessitent des moyens importants tels que les régulateurs, les onduleurs et les batteries d'accumulateurs pour assurer la continuité de l'alimentation pendant la nuit et convertir le courant continu en courant alternatif pour faire fonctionner les appareils électriques. Plus encore, les batteries possèdent une durée de vie limitée et sont très sensibles aux surcharges et la température. Ces contraintes sont un impact sur le coût de l'achat et de maintenance de ces systèmes.

1.2.2. Système PV a injection réseau

Les systèmes connectés au réseau public sont aujourd'hui très répandus dans les pays industrialisés parce qu'ils permettent au consommateur de produire sa propre énergie et d'injecter l'énergie supplémentaire dans le réseau public. Pendant la nuit lorsque l'énergie des PV s'arrête, le consommateur obtient son électricité du réseau public. Ainsi les consommateurs contribuent à la production et la distribution de l'énergie électrique du réseau public. Ces systèmes injectent l'énergie produite par les panneaux PV dans le réseau électrique grâce à des onduleurs spéciaux appelés onduleurs à injection réseau. Ces onduleurs sont des convertisseurs statiques qui transforment le courant continu des PV en courant alternatif adapté aux normes du réseau public. L'inconvénient de ces convertisseurs statiques est qu'ils emploient des éléments non linéaires qui engendrent des harmoniques qui se superposent au courant du réseau et réduisent la qualité de l'énergie électrique. Par conséquent, ces onduleurs doivent répondre à des cahiers des charges stricts pour respecter les normes relatives à la qualité de l'énergie. Ces conditions font grimper le coût de ces

onduleurs et obliger les compagnies d'électricité à réglementer leur emploi afin de réduire la pollution du réseau public.

On distingue deux types de systèmes PV connectés au réseau :

- les systèmes centralisés sont ceux qui produisent de grande et moyenne puissance et se raccordent au niveau dessous stations du réseau MT et THT.
- les systèmes décentralisés sont ceux qui produisent de faible puissance et se raccordent au niveau du réseau de distribution basse tension.

1.2.3. Systèmes Hybrides

Les systèmes Hybrides sont des systèmes où les panneaux PV sont combinés d'autres sources d'énergie notamment les sources d'énergie éolienne pour améliorer la continuité de l'alimentation de l'énergie et éventuellement réduire la dépendance des batteries d'accumulateur pendant la nuit et lorsque l'ensoleillement est insuffisant. Les systèmes PV hybrides constituent une solution adéquate pour les systèmes autonomes.

1.3. Topologie des systèmes PV

1.3.1. Structures avec isolation galvanique

Du fait que les systèmes PV à injection réseau devraient être raccordés au réseau électrique public, ils doivent répondre à de rigoureux critères de sécurité. La technique la plus couramment employée est l'utilisation de l'isolation galvanique du système PV par rapport au réseau grâce aux transformateurs.

On distingue deux principales topologies des systèmes PV à injection réseau.

- 1- Isolation galvanique par transformateur basse fréquence : dans cette configuration l'isolation est située sur la sortie de l'onduleur sous la forme d'une transformateur basse fréquence, 50Hz [6] comme le montre la figure.1.1.
- 2- Isolation galvanique par transformateur haute fréquence. Dans cette configuration, l'isolation galvanique est située au sein de l'étage de conversion DC/DC sous la forme d'une transformateur haute fréquence (> 1 kHz) comme le montre la figure.1.2.

A noter que l'isolation galvanique HF est plus avantageuse que l'isolation BF. L'isolation HF présentent un rendement plus élevée et un encombrement du transformateur plus réduit.

En revanche, l'inconvénient des transformateurs HF génèrent beaucoup plus de radiation électromagnétique dans l'environnement.

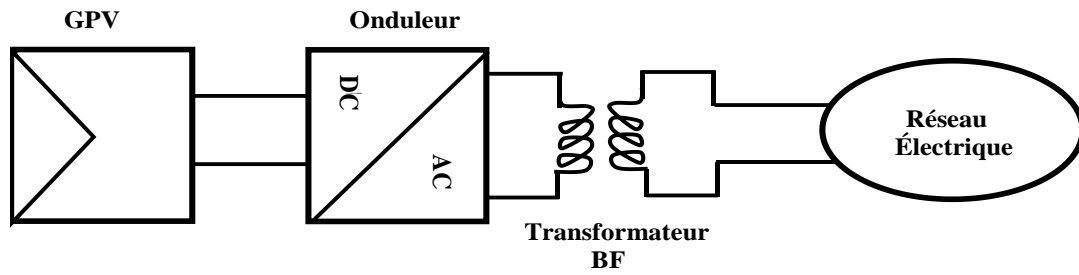


Figure 1.1. Système PV avec isolation galvanique par transformateur BF.

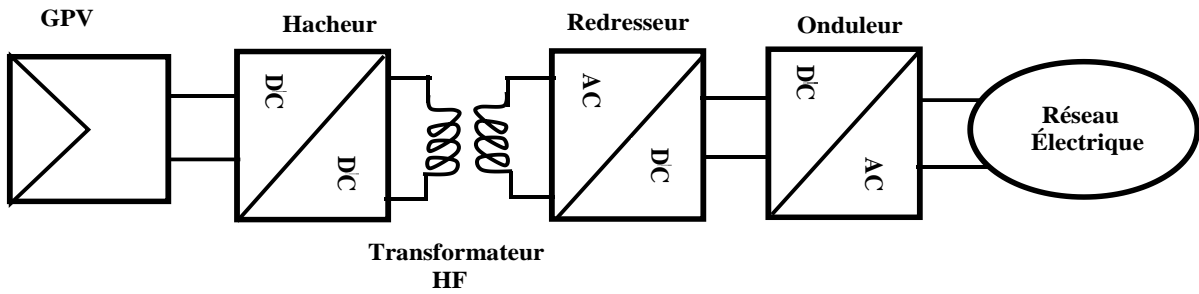


Figure 1.2. Système PV avec isolation galvanique par transformateur HF.

1.3.2. Structures non isolées

Un grand nombre d'études concerne également des structures non isolées. Les systèmes PV raccordés au réseau public sans transformateur sont de plus en plus utilisés dans les dernières années. L'absence du transformateur dans ces systèmes offre un meilleur rendement, un poids et un encombrement plus faible pour un coût plus réduit par comparaison au système à isolation galvanique par transformateur. Ces structures peuvent être divisées en deux architectures : des structures avec double étage de puissance (figure.1.3) et structure avec seul étage de puissance (figure.1.4).

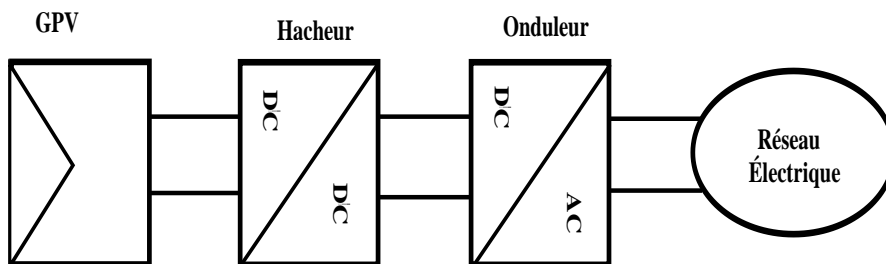


Figure 1.3. Structure non isolée double étage de puissance.

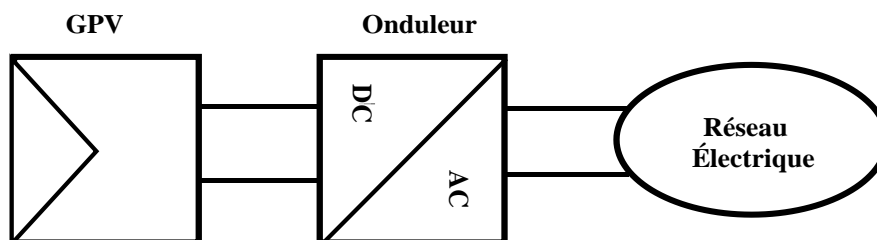


Figure 1.4. Structure non isolée seul étage de puissance.

1.4. Différentes topologies d'un système PV raccordé au réseau électrique non isolées

Le nombre des étages de puissance d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau électrique est très important, car il permettant de connaître, le rendement, fiabilité et complexité de contrôle. En général existé deux configurations qui sont [7] :

Système PV raccordé au réseau électrique avec seul étage de puissance.

Système PV raccordé au réseau électrique à double étage de puissance.

Pour les systèmes a seul étage de puissance, la commande de point de puissance maximale et la commande de tension et le courant de réseau est traité dans un seul étage, par contre le système à double étage ces commandes sont séparées.

Dans la suite nous allons présenter les deux configurations ;

1.4.1. Système à un seul étage de puissance

La conversion se fait en une seule étape, il n'y a pas d'étage d'amplification de la tension. Il faut donc que la tension du champ PV soit suffisante pour que l'onduleur puisse reconstituer la tension du réseau. Dans cette configuration le convertisseur doit assurer toutes les fonctions demandées par une application PV raccordées au réseau (MPPT, anti-îlotage, etc).

Parmi les systèmes a un seul étage on distingue plusieurs topologies : l'onduleur centrale, Onduleurs string et Onduleurs Modulaires.

1.4.1.1. Onduleur central

Cette configuration est constitué d'un seul onduleur réalisant l'interface entre le réseau et le champ photovoltaïque, où des chaînes de modules (ou "string") sont connectées en parallèle, comme présentés sur la figure 1.5.

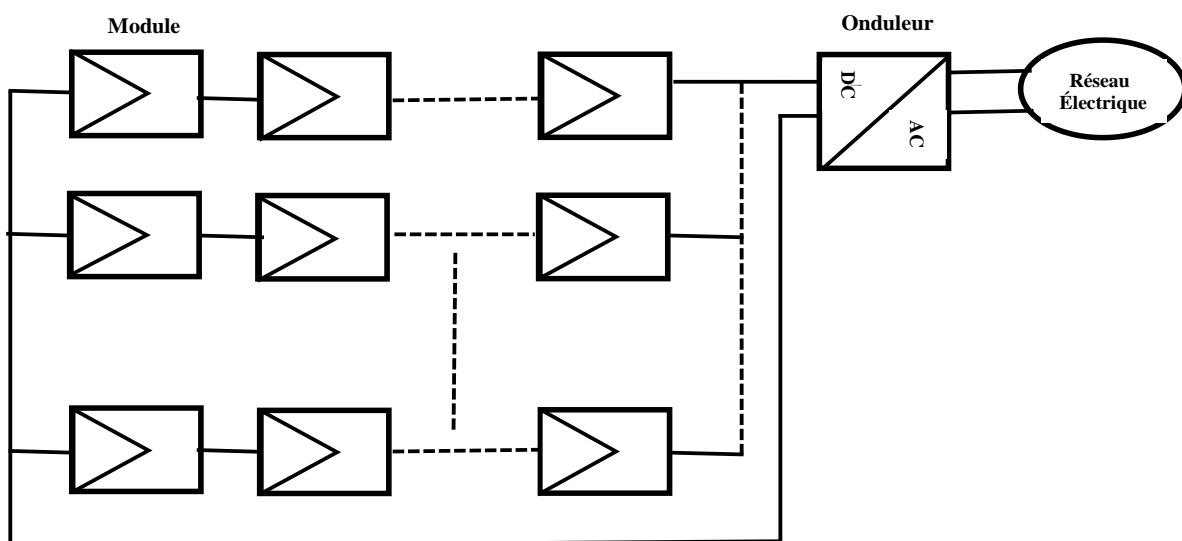


Figure 1.5. Topologie « Onduleur Central ».

Cette topologie est la plus ancienne [6], il est généralement utilisé pour les centrales photovoltaïques de haute puissance qui peuvent aller jusqu'à plusieurs mégawatts (>10 MW) [6]. Le principal avantage de cette topologie est la facilité d'entretien et son faible coût en raison de l'utilisation d'un seul onduleur [6]. En outre, cette topologie a une faible fiabilité, car la défaillance de l'onduleur arrête le fonctionnement du système.

1.4.1.2. Onduleurs string « Rangé »

Cette configuration est apparue en 1995, dans le but de remédier aux inconvénients de la topologie à onduleur centralisé. Cette topologie est basée sur un concept modulaire, où chaque chaîne des modules solaires est connectée à un onduleur puis les onduleurs sont connectés en parallèle au réseau électrique [6], comme, présentés sur la figure 1.6, où chaque chaîne constituée des modules solaires connectés en série peut générer une puissance allant jusqu'à 3 kW [8].

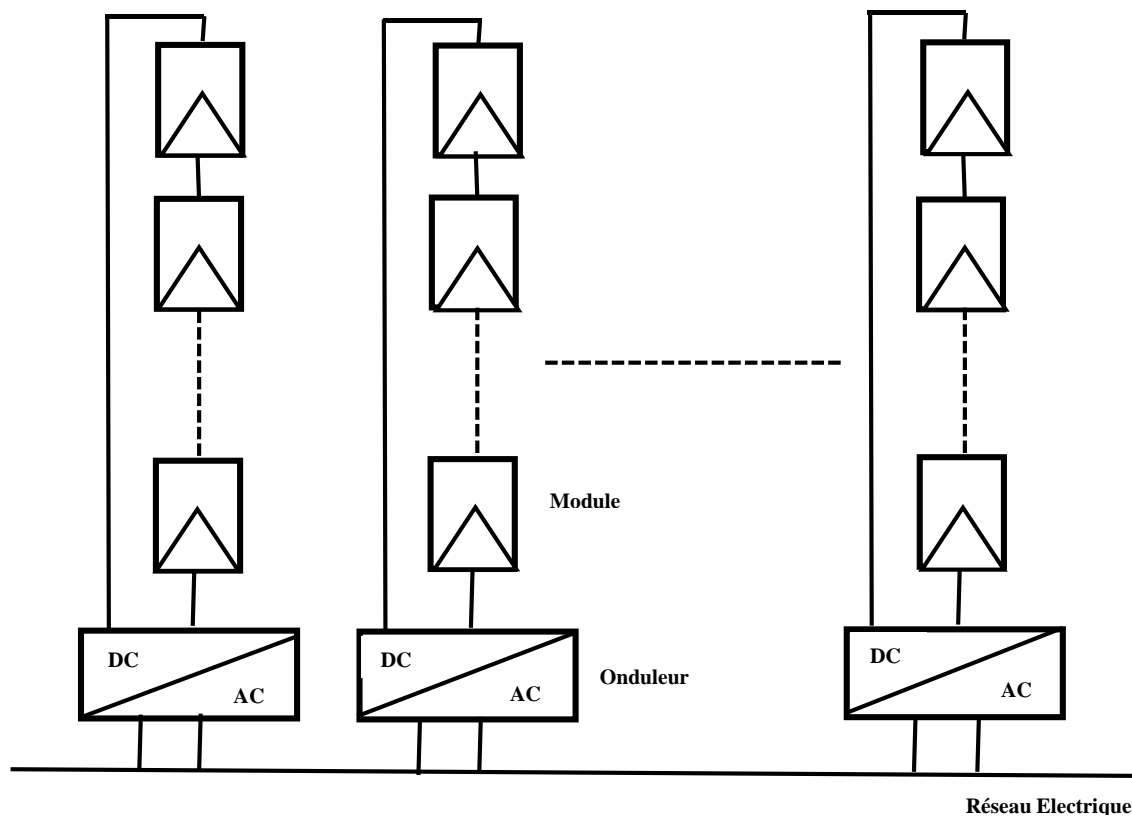


Figure 1.6. Topologie Onduleurs string « Rangé ».

Par conséquent, dans cette configuration la fiabilité du système est augmentée par ce que le système ne dépend pas d'un seul onduleur et les pertes des énergies sont diminuées dans le cas d'irradiation solaire partielle par ce que chaque chaîne peut fonctionner à son propre point de

puissance maximale [9]. Par contre, le coût augmente due à l'augmentation du nombre d'onduleurs.

1.4.1.3. Onduleurs Modulaires

Dans cette configuration chaque module solaire est connecté au réseau par l'intermédiaire de son propre onduleur, comme présentés sur la figure 1.7. Cette topologie utilise généralement pour les applications de faible puissance (jusqu'à 500W).

Le coût du système très élevé par rapport la puissance générée qui est faible [10]. Par contre la fiabilité du système augmente et les pertes d'énergie diminuent dans le cas d'irradiation solaire partielle.

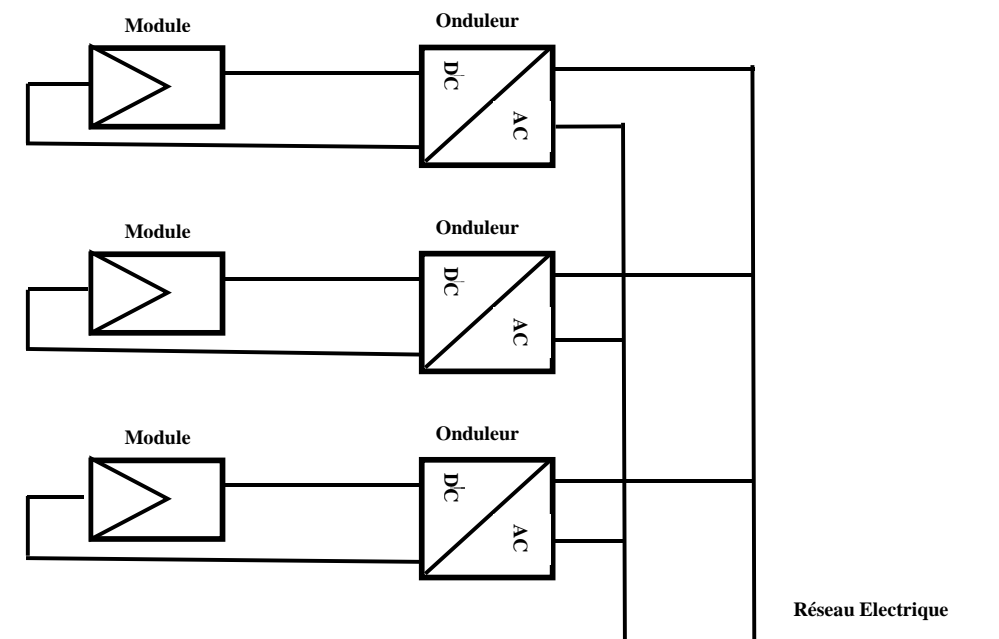


Figure 1.7. Topologie « Onduleurs Modulaires ».

1.4.2. Système à double étage de puissance

La conversion peut également être réalisée en deux étapes, une première conversion DC/DC puis une conversion DC/AC [8]. Dans cette configuration, le convertisseur DC/DC a généralement le rôle d'augmenter la tension pour que l'onduleur puisse fabriquer un courant sinusoïdal. Les convertisseurs sont reliés par un bus DC. Les fonctions demandées par les applications PV peuvent ici être réparties entre les deux convertisseurs. Parmi les topologies des systèmes à double étage de puissance on distingue : la topologie hacheur et onduleur centralisé et la topologie hacheur rangé,

1.4.2.1. Hacheur et onduleur centralisé

Chaque chaîne PV contient plusieurs modules solaires connectés selon la configuration série-parallèle. Pour cette configuration la chaîne PV est connectée au réseau par l'intermédiaire de deux convertisseurs statiques centralisés qui sont le hacheur et l'onduleur, comme présentés sur la figure 1.8. La commande du système est facile à implanter et le coût plus faible. En outre, cette topologie a une faible fiabilité car la défaillance de l'onduleur ou le hacheur arrête le fonctionnement du système.

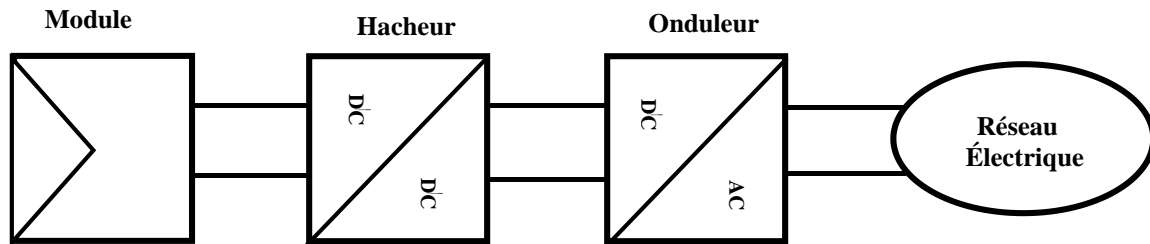


Figure 1.8. Topologie hacheur et onduleur centralisé

1.4.2.2. Hacheur modulaire parallèle

Cette topologie emploie plusieurs chaînes de modules PV reliées chacune à un convertisseur DC-DC pour obtenir le point de puissance optimale et tous les convertisseurs DC-DC sont connectés à un onduleur centralisé via un bus DC [6], comme présentés sur la figure 1.9.

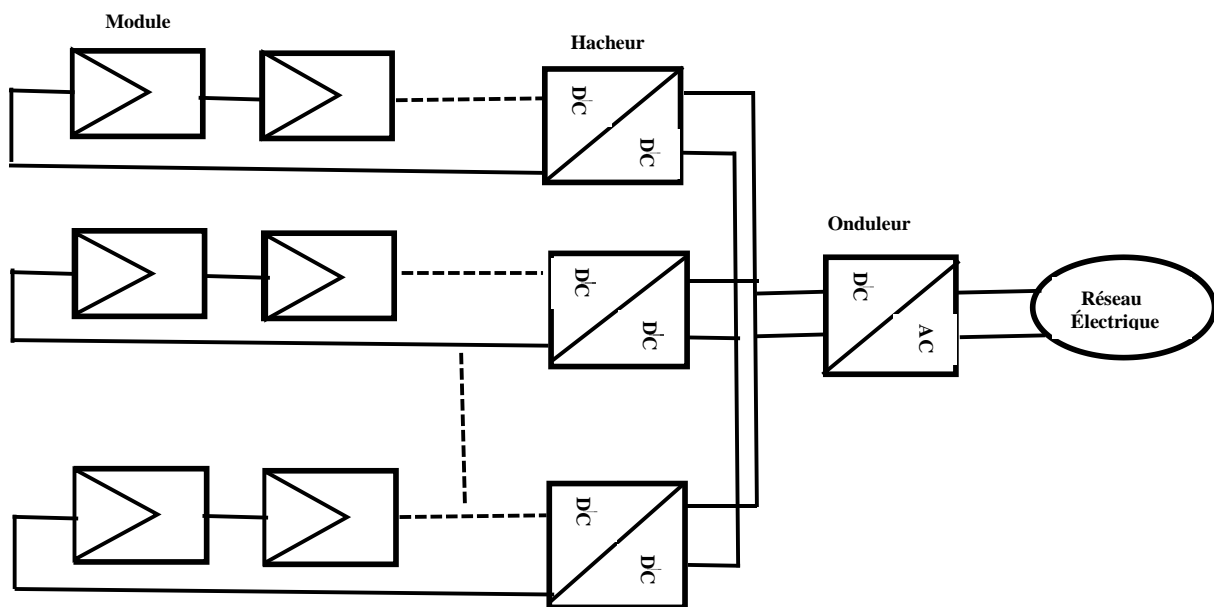


Figure 1.9. Topologie « Hacheur Rangé ».

Chaque chaîne de PV est contrôlée individuellement, ce qui augmente le rendement global de transfert d'énergie [10]. Cela donne une solution flexible avec une efficacité élevée. En outre, la fiabilité du système diminue car la continuité de fonctionnement n'est pas assurée en cas de

panne de l'onduleur et les pertes dues aux convertisseurs DC / DC sont ajoutées aux pertes du système. La gamme de puissance de cette configuration peu allante jusqu'à 5 kW.

Le tableau suivant compare les différentes topologies d'un système PV raccordé au réseau électrique non isolées :

Tableau 1.1 : Comparaison entre les différentes topologies d'un système PV raccordé au réseau électrique non isolées

Topologie	Avantage	Inconvénient
Onduleur Centraliser	1-Facile à contrôler. 2-Facile à entretenir. 3-faible coût en raison de l'onduleur central.	-1 Nécessite des câbles de hautes tensions. 2-La perte de puissance en raison de MPPT centralisée, dans le cas d'irradiation partiel. 3-faible fiabilité. 4-Absence de la souplesse
Onduleur String	1-Minimisation de la perte d'énergie qui résulte d'irradiation partielle. 2-Les pertes de diodes sont éliminées. 3- Bon fiabilité. 4-flexible dans la conception.	1- Le coût plus élevé par rapport à centralisée.
Onduleurs Modulaires	1 Aucun perte due à d'irradiations partielles. 2-Aucune perte de décalage entre les modules. 3-Facile dans la détection de défaillance des modules. 4-flexible.	1-Le coût élevé. 2 Le remplacement de l'onduleur en cas de défaut n'est pas facile.
Hacheur et onduleur centralisé	1-Facile à contrôler 2-Facile à entretenir 3-MPPT et le contrôle du réseau sont séparés 4-amplification de tension peut être réalisé par le convertisseur DC-DC	1- Faible fiabilité.

Le hacheur modulaire parallèle	<p>1-Réduction de la perte d'énergie qui résulte d'irradiation partielle.</p> <p>2-Les pertes de diodes sont éliminées.</p> <p>3-MPPT et le contrôle de courant sont séparés.</p> <p>4-amplification de tension peut être réalisé par le convertisseur DC-DC.</p>	<p>1-Toutes les chaînes sont connectées à un seul onduleur ainsi la fiabilité du système diminue.</p> <p>2-Des pertes supplémentaires à l'intérieur du convertisseur DC / DC.</p> <p>3-Le coût est plus élevé par rapport à la topologie centralisée.</p>
--------------------------------	---	---

1.5. Conditions d'interconnexion

Pour raccorder le système PV au réseau électrique, il faut respecter des conditions techniques. Les conditions d'interconnexion les plus significatives entre système PV et réseau électrique sont la forme et la fréquence de l'onde. L'onde doit être sinusoïdale avec une amplitude, une phase et une fréquence adéquates.

Les critères pour raccorder les générateurs au réseau public algérien sont définis par les normes européennes suivantes :

- Norme allemande DIN VDE 0126-1.1 [11]
- Norme européenne NF EN 50160 [12]
- Norme NF C15-100 [13]
- Norme NF C14-100 [14]

1.5.1. Synchronisation des phases : il faut que le système PV soit en phase avec le réseau électrique conventionnel pour assurer la synchronisation. Pour un système triphasé, il faut un décalage de 120 degrés entre deux phases.

1.5.2. Fréquence du réseau électrique : il faut que la fréquence du système PV et réseau électrique sont identiques. Dans notre région la fréquence est 50Hz (en USA est 60Hz). Si la fréquence du système PV est supérieure à la fréquence du réseau (0.1 à 0.5s) la synchronisation est possible. Si la fréquence du système PV est inférieure à la fréquence du réseau la synchronisation est impossible.

1.5.3. Amplitude de la tension : l'un des points essentiels est l'amplitude de la tension. Il faut que l'amplitude de la tension devrait être la même du réseau électrique, sinon la synchronisation est impossible.

1.6. Types d'installations existant pour l'injection de la production solaire au réseau

On distingue trois types d'injection des énergies produites par le générateur photovoltaïque au réseau électrique, Installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production ou par injection totale de l'énergie produite, ou sans injection.

1.6.1. Installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production

La charge consomme une partie de production du générateur PV et injecte au réseau le solde (surplus) ; (production consommation), lorsque la consommation dépasse la production, la charge soutire du réseau le solde.

1.6.2. Installation PV raccordée au réseau avec injection totale de l'énergie produite

Le générateur photovoltaïque peut injecter directement au réseau électrique la totalité d'énergie produite. Les périodes d'injections sur le réseau correspondent aux périodes de production photovoltaïque.

1.6.3. Installation PV raccordée au réseau sans injection

L'énergie produite par le système photovoltaïque est destinée à l'autoconsommation, dans le cas où la production PV est insuffisante pour des systèmes de petite taille. L'énergie soutirée du réseau comble le déficit d'énergie de consommation.

1.7. Influence des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution

Les caractéristiques et le fonctionnement du générateur PV peuvent influencer le fonctionnement normal du réseau électrique. Les influences les plus significatives des systèmes PV sur le réseau de distribution sont les suivantes :

1.7.1. Sur le plan de tension : L'influence du générateur PV au réseau électrique due à la variation des conditions climatiques. La puissance active injectée par un système PV joue un rôle important dans la variation de la tension du réseau électrique. En particulier pendant une période de fort ensoleillement et de faible consommation, la tension de certains nœuds du réseau peut dépasser le seuil admissible.

1.7.2. Injection d'harmoniques de courant : Tout appareil électrique comportant de l'électronique est source d'harmoniques, si les onduleurs ne sont pas munis de filtres efficaces. En plus le fonctionnement de l'onduleur à puissance réduite peu fournie des harmoniques (car ne peut pas fournir la même qualité de courant qu'à puissance nominale).

1.7.3. Injection de courant continu au réseau : Une étude réalisée par [15], s'est intéressée à l'injection de courant continu au réseau électrique des onduleurs avec transformateur haute fréquence (HF), les onduleurs avec transformateur basse fréquence (BF) et les onduleurs sans transformateurs. Elle montre que tous injectent une composante continue dans le réseau même si le niveau d'injection est notablement plus faible.

1.7.4. Déséquilibre entre phases : L'insertion des systèmes PV engendre un déséquilibre entre phases en cas d'utilisation d'onduleurs monophasés. Si la puissance produite n'est pas correctement répartie entre les 3 phases d'un même système PV triphasé, alors ce système va contribuer à déséquilibrer le réseau BT.

1.8. Etat de l'art sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Au cours des dernières années, plusieurs recherches faites pour améliorer les performances du système PV raccordé au réseau électrique. Ces travaux ont fait l'objet de plusieurs axes de recherche telle que :

- Optimisation des performances du générateur PV pour assurer le transfert du maximum de puissance vers le réseau électrique.
- Optimisation des performances du bus continue.
- L'implémentation d'un ensemble algorithmes pour assurer la synchronisation du réseau électrique.
- Contrôle de l'onduleur triphasé pour améliorer la qualité du courant et assurer le fonctionnement avec facteur de puissance unitaire.

Il existe plusieurs méthodes pour l'obtention du maximum de puissance du générateur photovoltaïque [16], les méthodes les plus courantes sont : perturber et observer (P & O) [17, 18, 5], l'incrémentation de la conductance [7], méthodes de court-circuit [19], la tension en circuit ouvert [20] et les méthodes à contre réaction de puissance [21]. Durant la journée, la densité solaire n'est pas uniforme, et la plus part de ces algorithmes ne parviennent pas à suivre le point de puissance maximale régulièrement.

Pour cette raison les méthodes basées sur «l'intelligence artificielle» sont utilisées. Parmi ces méthodes, les auteurs [22] ont proposé l'algorithme MPPT à base de réseaux neurones artificiels. L'auteur [23] a proposé les algorithmes génétiques et dans [17,24] ils ont utilisé la logique floue pour obtenir le point de puissance optimale. Dans [25] hybridation faite entre

deux approches d'intelligence artificielle qui sont logique floue et réseau neurone. Dans [26], un algorithme MPPT par le mode glissant est utilisé.

Le contrôleur de l'onduleur est devisé en deux boucles de régulation la boucle externe est boucle de régulation du bus continue et boucle interne qui permettant de contrôle la puissance.

Dans plusieurs recherches, le régulateur proportionnelle-intégrale (PI) [27] est utilisé pour contrôler la boucle du bus continu. Le contrôleur PI agit sur l'erreur de tension continue pour générer courant de référence (ou puissance de référence). Ils sont utilisés dans plusieurs étude dues sa simplicité. Dans [28] utilisé le régulateur IP. L'autre méthode pour contrôler la tension du bus continue est un régulateur proportionnel résonant (PR)[29], qui est similaire de PI mais de bonne performance [30]. Dans [31] proposé un régulateur floue et dans [32], une régulation par mode glissant du bus continu est proposée.

Le régulateur à hystérésis est largement utilisé pour contrôler les courants de l'onduleur à deux niveaux dus à sa simplicité, sa rapidité de réponse. L'inconvénient majeur de ce type de contrôleur est la fréquence de commutation irrégulière et aléatoire, dû à la variation du courant de référence de courant. Bien qu'il existe un certain nombre de recherches actives pour améliorer la technique de contrôle du courant d'hystérésis [17]. Dans [32] les auteurs intéressant à la commande MLI vectorielle (SVM).

Les auteurs [33] sont proposés une commande non linéaire d'un système PV raccordé au réseau électrique monophasé. La stratégie de commande est basée sur la conception de commande Backstepping à appliquer au convertisseur DC/DC et au convertisseur DC/AC afin d'optimiser l'extraction d'énergie photovoltaïque et d'atteindre un facteur de puissance unitaire.

Les auteurs [34, 35] sont proposé la commande directe de puissance afin d'améliorer les performances du système PV raccordé au réseau électrique. Cette technique garantit un contrôle découplé des puissances active et réactive et de bonnes performances dynamiques. L'inconvénient major que nécessite une fréquence d'échantillonnage élevée pour obtenir un contrôle précis et performant des puissances active et réactive. En plus la fréquence de commutation est variable. Pour remédier à cet inconvénient majeur du DPC avec table de

commutation prédéfinie, la commande directe de puissance est combinée avec la commande MLI vectoriel.

Récemment, plusieurs études basées sur la combinaison entre la commande directe de puissance avec une approche prédictive [36] pour améliorer les performances de l'onduleur triphasé. Les avantages de la commande prédictive sont leur rapidité de réponse dynamique, leur robustesse et leur précision de suivre la valeur de référence.

Plusieurs études de recherche présentent des autres solutions alternatives pour améliorer les performances d'un système PV raccordé au réseau électrique.

Les auteurs [37] ont remplacé le convertisseur Boost par un autre convertisseur DC-DC de gain de tension élevée. Les avantages de ce convertisseur sont, les pertes de conduction faibles, moins de composants et de contrôle facile.

Les auteurs [38] ont remplacé l'onduleur triphasé par un autre onduleur s'appelle Z source onduleur (ZSI) comme interface entre le générateur PV et réseau électrique.

Dans l'étude la commande d'un système PV raccordé au réseau électrique par l'intermédiaire d'un onduleur triphasé de 3 niveaux de type "Neutral Point Clamped (NPC)" [39]. Dans [40, 41] présente un système PV connecté au réseau électrique à travers d'un onduleur de 5 niveaux pour améliorer la qualité et réduit la distorsion harmonique du réseau électrique. En plus, l'onduleur multi niveau est utilisé pour les applications de haute puissance.

Il existe aussi plusieurs études qui montrent différentes méthodes de synchronisation pour estimer l'angle de phase de tension du système PV raccordé au réseau électrique. Parmi ceux-ci, on peut citer, la boucle à verrouillage de phase du cadre de référence synchrone « Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop (dqPLL) » [42], les auteurs [43] ont présenté une méthode de synchronisation s'appelle, « Positive Sequence Detector plus a Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop (PSD + dqPLL) ». De façon analogue, dans [44] sont présentes une méthode de synchronisation s'appelle, « The synchronization algorithm employs synchronous reference frame based phase locked loop with a positive sequence detection », « Dual Second Order Generalized Integrator Frequency-Locked Loop (DSOGIFLL) » [45,46] et « Multiple Second Order Generalized Integrator Frequency-Locked Loop (DSOGIFLL) » [47].

Dans les auteurs s'intéressant au problème d'éclairage partiel « shading ». Dans [48] propose un nouvel algorithme de P&O pour les systèmes PV à éclairage partiel (partially shaded PV system). Les résultats montrent que les performances électriques du système PV à éclairage partiel sont notamment améliorées par rapport P&O classique. Dans [49] propose une nouvelle topologie pour résoudre le problème d'éclairage partielle.

Dans [50, 51] cet objectif d'introduire le filtre actif shunt pour un système PV raccordé au réseau électrique. L'utilisation des APF pour atténuer les harmoniques du courant et compenser la puissance réactive de la charge non linéaire de source d'énergie renouvelable photovoltaïque.

1.9. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les enjeux et les développements actuels du système photovoltaïque. Nous avons étudié les structures des convertisseurs photovoltaïques qui ont à classer en 2 groupes : les convertisseurs isolés et les convertisseurs non isolés. La tendance actuelle est l'abandon de l'isolation galvanique coûteuse en poids, rendement faible et coût élevée. Nous avons aussi présenté les différentes topologies de la structure non isolée. Enfin, nous avons présenté un état de l'art sur le développement des systèmes photovoltaïque à injection réseau.

Chapitre 2

Modélisation des éléments du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique.

Sommaire

2.1. Introduction.....	19
2.2. Système PV à injection réseau	19
2.3. Générateur PV	19
2.3.1. Cellule solaire	20
2.3.2. Modèle électrique d'une cellule solaire	21
2.4. Convertisseur statique	25
2.4.1. Convertisseur DC-DC.....	25
2.4.2. Convertisseur DC-AC	27
2.5. Réseau électrique.....	32
2.6. Conclusion	33

2.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons les différents éléments d'un système PV raccordé au réseau électrique à double étage de puissance. Le but, la structure et fonctionnement de chaque élément est décrit avec son modèle statique et dynamique. Grâce à ces modèles on effectue la simulation du système de manière à identifier ses états et prédire son comportement dans différentes conditions.

2.2. Système PV à injection réseau

Dans ce travail on considère le système à injection réseau à double étage de puissance illustré par la figure 2.1. Ce système est constitué d'un champ photovoltaïque (PV), deux convertisseurs de puissance ; son rôle d'élever la tension continue fournie par le PV à 400V DC et l'applique via le bus continu (Bus DC) à l'entrée de l'étage onduleur tout assurant le suivi du point de puissance maximum (MPPT) des PV. L'onduleur est un convertisseur DC-AC qui a pour rôle de convertir le courant continu de bus DC en courant alternatif sinusoïdal et l'injecte dans le réseau électrique. r et L forment l'impédance qui relie la sortie de l'onduleur et le réseau électrique. Sur cette figure, les charges, les systèmes de sécurité et de synchronisation onduleur-réseau sont omis pour des raisons de simplification de la figure.

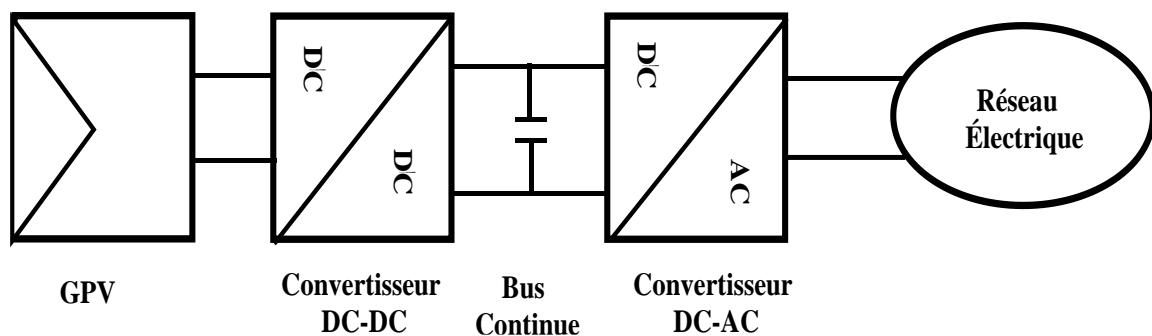


Figure 2.1. Système PV raccordé au réseau électrique à double étage de puissance.

2.3. Générateur PV

Un générateur PV est un groupement des modules PV de caractéristiques électriques similaires.

Un module photovoltaïque PV est constitué d'un réseau série - parallèle de nombreuses cellules photovoltaïques élémentaires installées sur un même panneau. La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance au regard des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. En effet, une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre au quelques watts sous

une tension très faible. Les générateurs photovoltaïques sont, par conséquent, réalisés par association d'un grand nombre de cellules élémentaires connectées en série-parallèle pour obtenir une tension et une puissance suffisante être utilisable.

Théoriquement, la caractéristique électrique globale courant/tension (courbe I-V) du générateur photovoltaïque se déduit de la combinaison des caractéristiques des N_s et N_p des cellules élémentaires supposées identiques qui le composent par deux affinités de rapport N_s parallèlement à l'axe des tensions et de rapport N_p parallèlement à l'axe des courants ; N_s et N_p étant respectivement les nombres totaux de cellules en série et en parallèle.

2.3.1. Cellule solaire

La cellule PV est une diode spéciale à jonction P-N qui peut produire de l'énergie électrique lorsqu'il est exposé à la lumière. Une jonction P-N est créée par la mise en contact d'un semi-conducteur dopé N (donneurs des électrons) et d'un semi-conducteur dopé P (composé de trous). L'interface entre ces deux régions est appelé jonction.

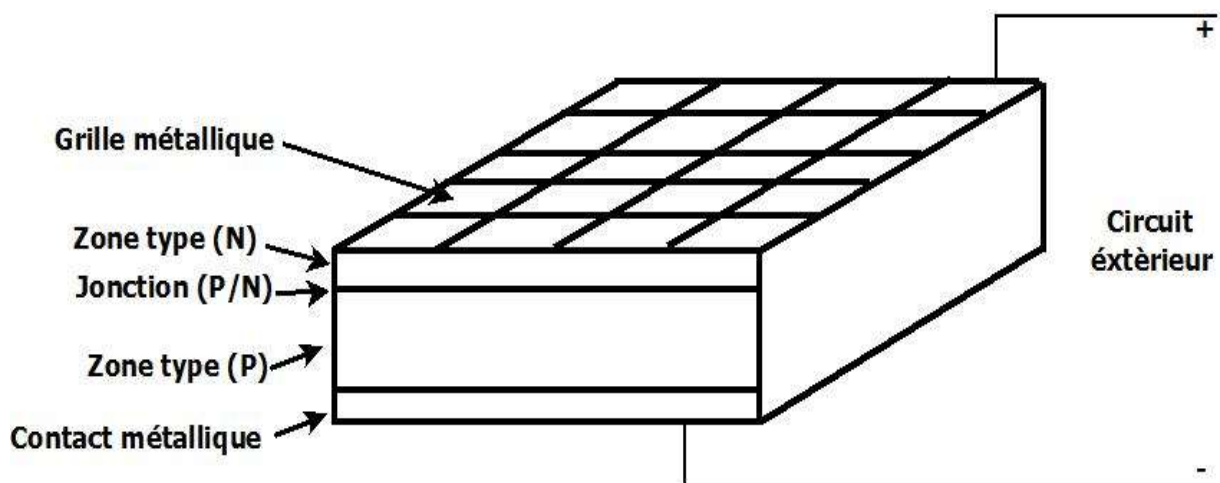


Figure 2.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

Généralement il existe trois topologies de jonctions PN pour construire une cellule PV qui sont :

- a) Une jonction PN (homo-jonction: les deux régions sont constituées d'un même matériau semi-conducteur, du silicium dans la majorité des cas).
- b) Une hétérojonction (jonction entre deux semi-conducteurs différents).
- c) Une jonction métal semi-conducteur.

La conversion du rayonnement solaire en énergie électrique est basée sur le phénomène appelé l'effet photovoltaïque, représenté sur la figure 2.2. Ce phénomène a été découvert par le scientifique français, Edmond Becquerel, quand il a montré que certains matériaux produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière du soleil [52].

Lorsque le rayonnement solaire frappe la surface d'une cellule photovoltaïque, une partie de l'énergie solaire est absorbée par le semi-conducteur. Dans le cas où l'énergie absorbée est supérieure à l'énergie de bande interdite du semi-conducteur, l'électron de la bande de valence saute à la bande de conduction. Par conséquent, les paires de « trou - électron » sont créées dans la région éclairée du semi-conducteur. De cette façon, les électrons et les trous sont maintenus séparés par un champ électrique qui constitue une barrière de potentiel. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone N rejoignent les trous de la zone P via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel et un courant électrique circule.

Les performances de la cellule solaire dépendent de divers facteurs, tels que la largeur de bande interdite de semi-conducteur, le coefficient de réflexion de la surface cellulaire, la concentration intrinsèque de porteurs de semi-conducteurs, la mobilité électronique, le taux de recombinaison et la température.

2.3.2. Modèle électrique d'une cellule solaire

Le modèle mathématique d'une cellule photovoltaïque est utile pour comprendre son fonctionnement et prévoir son comportement dynamique par la simulation sur ordinateur. Le modèle le plus utilisé dans les travaux de simulation grâce à sa simplicité et offre un bon compromis entre la précision et la complexité est illustré dans la figure 2.3. Le plus couramment employé modèle ou circuit équivalent d'une cellule solaire est représenté par une diode de jonction P-N, une source de courant I_L , une résistance série R_s pour représenter les pertes par effet joule dues à la résistivité du matériau semi-conducteur, à la résistance de contact des électrodes. Généralement la valeur de cette résistance est relativement très petite par rapport aux autres résistances du circuit ; elle est de l'ordre de dixième d'ohms ; elle dépend de la qualité de fabrication des cellules PV. La résistance parallèle R_p représente les pertes internes ou le courant de fuite interne à travers la jonction à cause de la conductance de fuite [53]. La valeur de R_p est relativement très élevée, elle est de quelques mégohms.

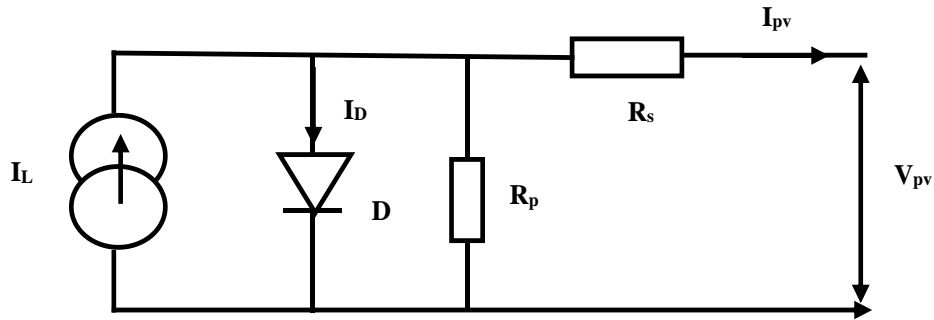


Figure 2.3. Circuit équivalent d'une cellule solaire.

L'équation principale pour le courant de sortie d'une cellule solaire est : [54]

$$I_{pv} = I_L - I_D - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \quad (2.1)$$

$$I_L = N_p \cdot I_{ph} \quad (2.2)$$

$$I_D = I_o \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_T}\right) - 1 \right] \quad (2.3)$$

$$V_T = \frac{N_s A K T_c}{q} \quad (2.4)$$

Où :

- I_L (A) : la photo courant,
- I_{pv} (A) : le courant généré par la photopile,
- V_{pv} (V) : la tension aux bornes de la cellule,
- V_T (V) : la tension thermique de la cellule
- R_s (Ω) : la résistance série,
- R_p (Ω) : la résistance shunt,
- N_p : nombre des cellules en parallèles
- N_s ; nombre des cellules en séries
- I_o (A) : le courant de saturation,
- q : la charge de l'électron = $1.6 \cdot 10^{-19}$,
- A : le facteur de qualité de la cellule = 1.3,
- K : la constante de Boltzmane = $1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K,

Le courant de court-circuit I_{sc} et la tension de circuit ouvert V_{oc} sont des paramètres importants et influe directement sur les caractéristiques de la cellule solaire. Ces paramètres sont calculés à l'aide des équations suivantes :[55]

$$I_{sc} = (I_{sc,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (2.5)$$

$$V_{oc} = V_{oc,n} + K_V \Delta T \quad (2.6)$$

Où :

$I_{sc,n}$ et $V_{oc,n}$ sont les valeurs de référence de courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert au conditions de fonctionnement standard;

K_I, K_V : des constantes dépendent de la cellule solaire ;

G : le rayonnement solaire de référence = 1000 w/m^2 ;

T : température de référence = 25°C .

D'après, les équations 2.5 on déduit que la tension du circuit ouvert V_{oc} varie linéairement avec la température des cellules PV. Cela signifie que la valeur de V_{oc} dépend très peu de l'éclairement. En effet, la tension aux bornes de la jonction varie peu avec l'éclairement car elle est fonction de la différence de potentiel à la jonction N-P du matériau lui-même.

D'autre part, l'équation 2.6, montre que le courant de court-circuit varie linéairement avec la puissance l'éclairement.

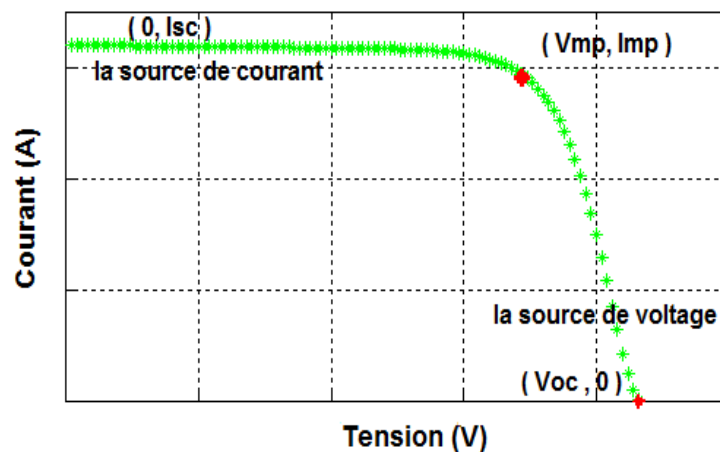


Figure 2.4. Caractéristiques électriques $I = f(V)$.

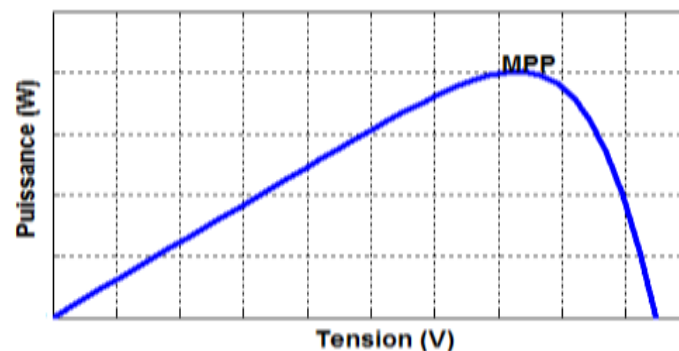


Figure 2.5. Caractéristiques électriques $P = f(V)$.

D'après le modèle décrit ci-dessus, le terme exponentiel dans équation du courant 2.5 et 2.6. Les caractéristiques (I-V) de la cellule solaire sont non linéaires à cause de la présence de la jonction P-N qui la forme.

On peut donc déduire que les principaux paramètres qui caractérisent la cellule solaire sont la relation courant-tension (I-V), le courant de court-circuit I_{sc} , la tension de circuit ouvert V_{oc} et le point de puissance maximale PPM. La relation puissance-tension de la cellule est aussi un paramètre important qui est très utilisé dans les algorithmes de poursuite du point de puissance maximal (MPPT).

En effet, les performances des cellules sont très influencées par les conditions climatiques c'est-à-dire que le point MPPT varie en fonction de l'éclairement, de la température et de la charge. La figure 2.6 et 2.7 montre l'influence de l'irradiation solaire et la température respectivement sur les caractéristiques électriques d'un module photovoltaïque typique.

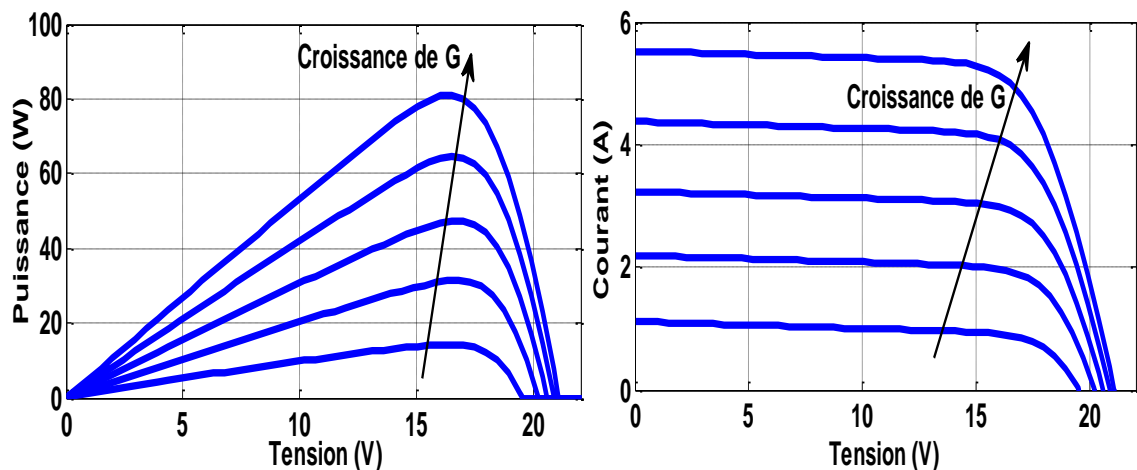


Figure 2.6. Influence de l'ensoleillement sur la courbe (P-V) et (I-V).

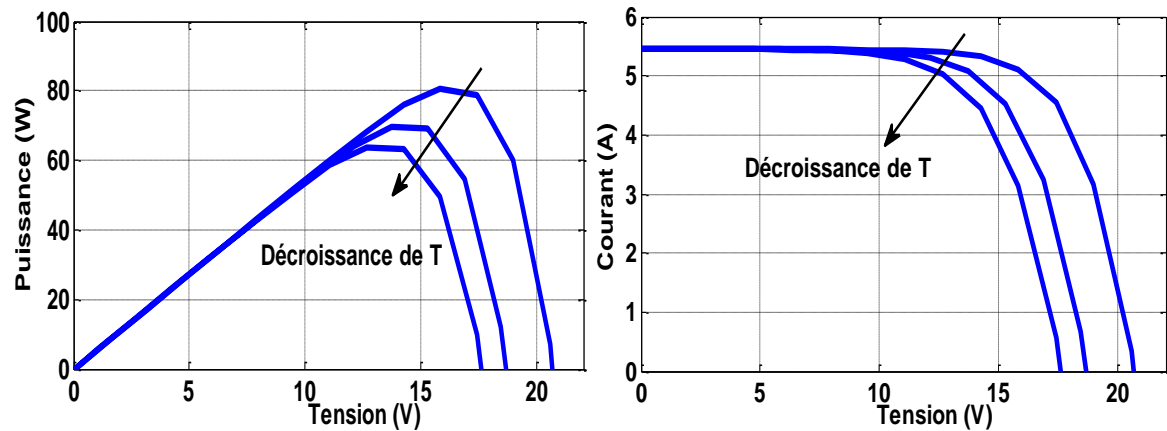


Figure 2.7. Influence de la température sur la courbe (P-V) et (I-V).

2.4. Convertisseur statique

Les convertisseurs statiques sont des interfaces entre le générateur photovoltaïque PV et son utilisation. Leur rôle est transformer et d'adapter l'énergie produite par les PV sous la forme exploitable par la charge. Il existe de nombreuses topologies des convertisseurs, que l'on classe généralement selon les énergies mises en jeu en entrée et en sortie. Le raccordement de système PV au réseau électrique se compose de deux convertisseurs statiques : Un convertisseur DC-DC, et un convertisseur DC-AC appelé onduleur.

2.4.1. Convertisseur DC-DC

Le convertisseur DC-DC joue le rôle d'interface entre le PV et l'onduleur avec une action de contrôle de poursuite du point maximum de puissance (MPPT) pour assurer en permanence l'extraction et le transfert de la puissance maximale des PV vers l'onduleur. Cette opération est essentielle parce que le point de fonctionnement est constamment déplacé par l'influence des variables incontrôlables : le niveau de l'éclairement, de la température et de la charge.

En général, il existe plusieurs topologies de convertisseurs DC-DC dont les plus courants sont le convertisseur Boost et le convertisseur Buck.

Un convertisseur Boost, ou hacheur parallèle, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus forte valeur. La figure 2.8 illustre le schéma général d'un convertisseur Boost

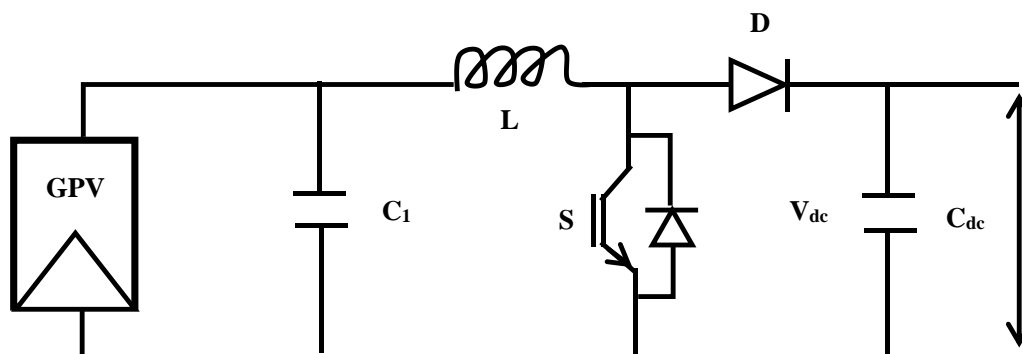


Figure 2.8. Schéma d'un convertisseur Boost.

Le convertisseur Buck ou hacheur série, est un transformateur DC-DC qui convertit une tension continue DC en une autre tension continue DC de plus faible valeur. C'est un abaisseur de tension DC. La figure 2.9 illustre le schéma général d'un convertisseur Buck.

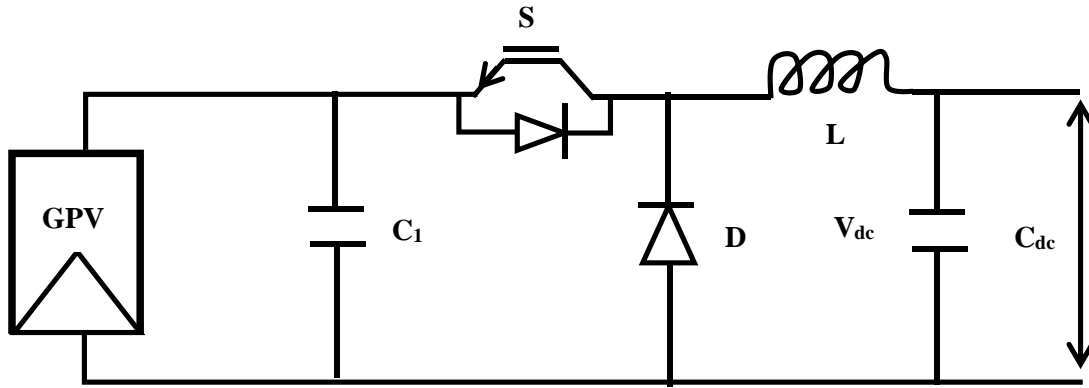


Figure 2.9.Schéma d'un convertisseur Buck

Le convertisseur Buck-Boost est un convertisseur DC-DC qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible ou plus grande valeur en fonction du rapport cyclique de découpage. Lorsque le rapport cyclique est inférieur à 50%, le convertisseur fonctionne comme abaisseur mais lorsque le rapport cyclique est supérieur à 50%, il fonctionne comme élévateur. A 50%, le rapport de transformation est égal à l'unité. . La figure 2.10 illustre le schéma général d'un convertisseur Buck-Boost.

Le tableau 2.1 résume le rapport de transformation des trois convertisseurs DC-DC.

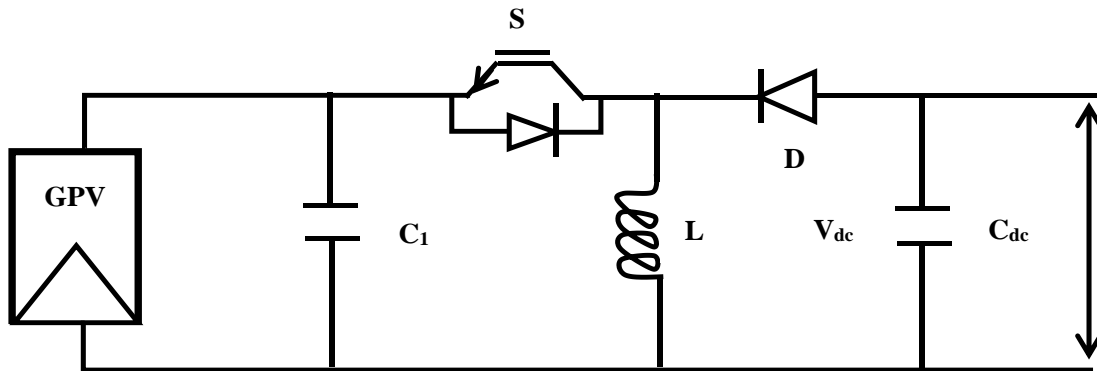


Figure 2.10.Schéma d'un convertisseur Buck-Boost

Tableau. 2.1. Classification des convertisseurs statiques courants

Convertisseur	Rapport de transformation
Buck	D
Boost	$\frac{1}{1 - D}$
Buck-Boost	$\frac{D}{1 - D}$

Le choix et la conception du convertisseur joue un rôle important dans le rendement et la robustesse ainsi que la stabilité de la conversion d'énergie. Certains travaux [57] ont montré que le hacheur Boost a un meilleur rendement dans les applications MPPT employée dans les systèmes photovoltaïques. En effet, une puissance de transfert donnée, l'élévation de la tension délivrée par les PV permet de réduire le courant de fonctionnement des onduleurs ; cela réduirait en conséquence les pertes de joules dans les circuits électriques.

C'est la raison principale pour le choix de ce type de convertisseur dans cette thèse.

2.4.2. Convertisseur DC-AC

Dans un système PV raccordé au réseau électrique, le convertisseur DC-AC appelé onduleur convertit le courant continu généré par les modules photovoltaïques et produit un courant alternatif conforme au réseau électrique. Pour avoir une stratégie de régulation des tensions et des courants d'entrée et de sortie de l'onduleur, les interrupteurs de l'onduleur devraient être contrôlés en utilisant la technique de la modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale (MLI).

Un onduleur de tension triphasé est constitué de trois bras de commutation de deux interrupteurs. Chaque interrupteur est formé d'un transistor de type MOSFET ou IGBT commandable à l'ouverture et à la fermeture monté en antiparallèle avec une diode. La figure 2.11 montre le schéma de principe de l'onduleur triphasé à deux niveaux.

Pour fonctionner correctement, cette structure doit respecter les conditions suivantes :

- A un instant donné, un seul interrupteur d'un même bras doit conduire afin d'éviter tout court-circuit de la source de tension ;
- Le courant de ligne doit toujours trouver un chemin possible d'où la mise en antiparallèle de diodes au niveau des interrupteurs.

Cela signifie que nous commandons les deux transistors d'un même bras de façon complémentaire [58] : la conduction de l'un entraîne le blocage de l'autre. En pratique, les deux transistors d'un même bras ne doivent jamais conduire en même temps afin d'éviter de court-circuiter la source de tension qui entraînerait la destruction des transistors ; il faut donc générer un temps d'attente, également appelé temps mort (Dead-Time) entre la commande au blocage d'un interrupteur et la commande à l'amorçage de l'autre interrupteur du même bras.

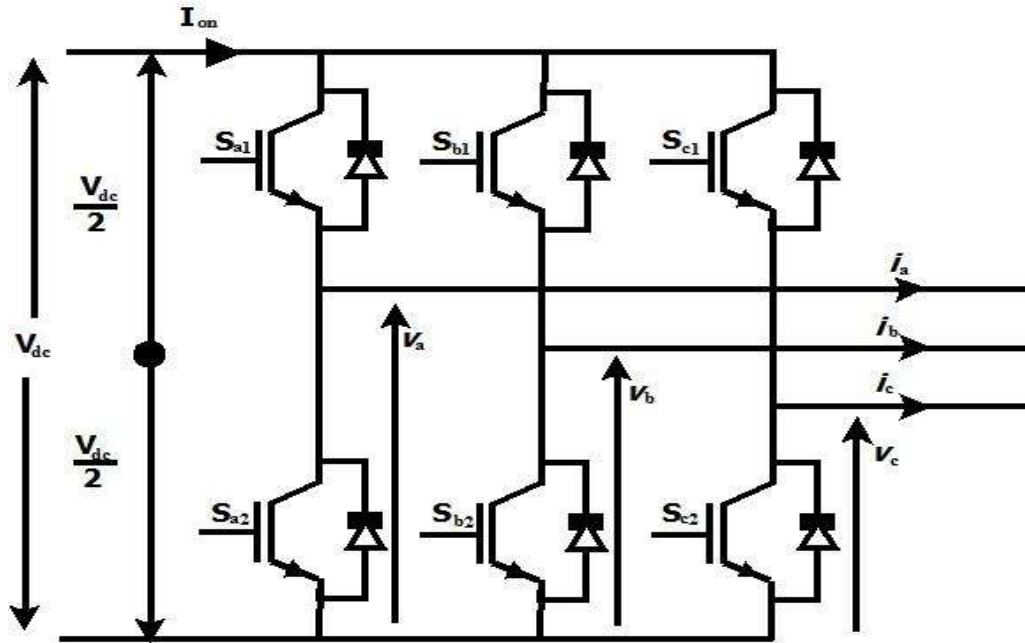


Figure 2.11. Schéma structurel de l'onduleur triphasé deux niveaux.

Pour déterminer la relation entre les grandeurs de commande et les grandeurs électriques de la partie alternative et continue de l'onduleur, Considérons la fonction de commutation S_x ($x=a,b,c$) pour définir l'état des interrupteurs du fait que les grandeurs de commande agissent sur les interrupteurs commandables.

L'onduleur est commandé à partir des grandeurs logiques S_x . considérons, $S_{xi}(i=1,2)$ les transistors de chaque bras (supposé des interrupteurs idéaux),[58] on a :

$$S_a = \begin{cases} 1 & \text{si } S_{a1} \text{ passant et } S_{a2} \text{ ouvert.} \\ 0 & \text{si } S_{a2} \text{ passant et } S_{a1} \text{ ouvert.} \end{cases}$$

$$S_b = \begin{cases} 1 & \text{si } S_{b1} \text{ passant et } S_{b2} \text{ ouvert.} \\ 0 & \text{si } S_{b1} \text{ passant et } S_{b1} \text{ ouvert.} \end{cases} \quad (2.7)$$

$$S_c = \begin{cases} 1 & \text{si } S_{c1} \text{ passant et } S_{c2} \text{ ouvert.} \\ 0 & \text{si } S_{c2} \text{ passant et } S_{c1} \text{ ouvert.} \end{cases}$$

Le schéma structurel de l'onduleur de tension est donné par la figure 2.11, il est à noter que les états des interrupteurs d'un même bras sont complémentaires. Parce que, la fermeture simultanée des deux interrupteurs du même bras conduit au risque de destruction des transistors par surintensité.

L'onduleur de tension à deux niveaux délivre deux niveaux de tensions $\frac{V_{dc}}{2}$ ou $-\frac{V_{dc}}{2}$, suivant la fonction de connexion S_{x1} comme illustré dans l'équation 2.8 [59].

$$V_{xo} = \begin{cases} \frac{V_{dc}}{2} & \text{si } S_{x1} = 1 (S_{x2} = 0) \\ -\frac{V_{dc}}{2} & \text{si } S_{x1} = 0 (S_{x2} = 1) \end{cases} \quad (2.8)$$

Avec :

- V_{xo} : c'est la tension entre la phase x et le point milieu o.

L'équation (2.8) peut être écrite sous la forme suivante :

$$V_{xo} = \frac{V_{dc}}{2} (2S_{x1} - 1) \quad (2.9)$$

Les trois tensions phases-point milieu V_{ao} , V_{bo} et V_{co} , sont exprimées par [59] :

$$\begin{bmatrix} V_{ao} \\ V_{bo} \\ V_{co} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{2} \begin{bmatrix} 2S_{a1} - 1 \\ 2S_{b1} - 1 \\ 2S_{c1} - 1 \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Les tensions composées entre phases V_{ab} , V_{bc} et V_{ca} , peuvent aussi s'écrire [59] :

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ao} - V_{bo} \\ V_{bo} - V_{co} \\ V_{co} - V_{ao} \end{bmatrix} = V_{dc} \begin{bmatrix} S_{a1} - S_{b1} \\ S_{b1} - S_{c1} \\ S_{c1} - S_{a1} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Les grandeurs que l'on souhaite contrôler grâce à l'onduleur sont les tensions simples côté charge (V_a , V_b et V_c). Pour une charge triphasée équilibrée, ces tensions vérifient la relation suivante :

$$V_a + V_b + V_c = 0 \quad (2.12)$$

Les tensions phases-neutre sont données, en fonction des tensions composées et des tensions phases-point milieu, par [59]:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} V_{ab} - V_{ca} \\ V_{bc} - V_{ab} \\ V_{ca} - V_{bc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ao} \\ V_{bo} \\ V_{co} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

En remplaçant (2.10) dans (2.13) on obtient, la forme matricielle suivante [59] :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} V_{dc} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{a1} \\ S_{b1} \\ S_{c1} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Le changement de repères triphasé/biphasé $C(a, b, c)$ vers $C(\alpha, \beta)$ peut être réalisé par la transformation de Concordia.

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

On peut représenter le vecteur V dans un espace à deux dimensions (α, β) par :

$$V = V_\alpha + V_\beta \quad (2.16)$$

Où

- V_α et V_β : sont les projections du vecteur \vec{v} dans le système fixe (α, β) .

Ces composantes peuvent être exprimées en fonction des fonctions de connexions par la relation suivante [59]:

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} V_{dc} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{a1} \\ S_{b1} \\ S_{c1} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

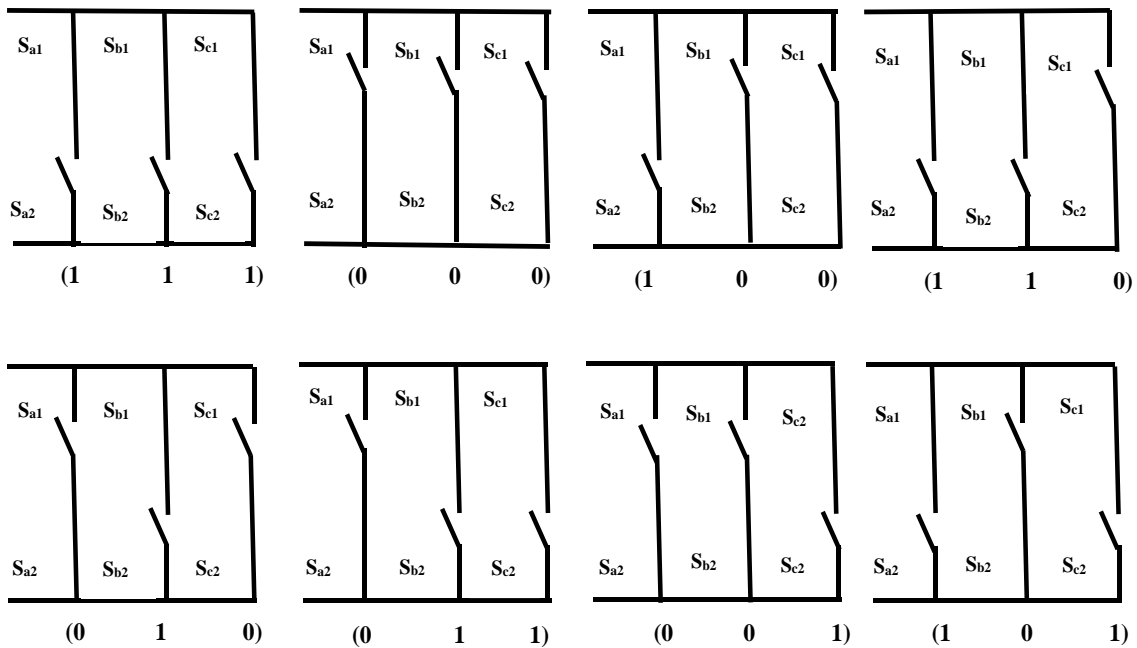


Figure 2.12. Les huit configurations d'interrupteur d'un onduleur deux niveaux de tension

Il existe huit combinaisons possibles pour les bras. Six sur ces huit topologies produisent la tension et sont connues en tant que les états différents de zéro de commutation et deux

topologies restantes produisent la tension nulle et sont connues en tant que les états zéro de commutation. Considèrent que toutes les combinaisons possibles sont présentées à la figure 2.12.

La figure 2.13 montre la représentation dans le plan complexe des six vecteurs non nuls et les deux vecteurs nuls, qui peuvent être générés par l'onduleur, et qui forment le diagramme vectoriel de l'onduleur à deux niveaux ou l'hexagone de commutation [60].

Les valeurs des composantes de ces vecteurs en grandeurs réelles et normalisées sont mentionnées dans le tableau 2.2.

Tableau 2.2. Etats de l'onduleur et les coordonnées du vecteur dans le plan (α , β)

I	S _a	S _b	S _c	V _a	V _b	V _c	V _{ai}	V _{βi}
V ₀	0	0	0	0	0	0	0	0
V ₁	1	0	0	$\frac{2}{3} V_{dc}$	$\frac{1}{3} V_{dc}$	$\frac{1}{3} V_{dc}$	$\sqrt{\frac{2}{3}} V_{dc}$	0
V ₂	1	1	0	$\frac{1}{3} V_{dc}$	$\frac{1}{3} V_{dc}$	$-\frac{2}{3} V_{dc}$	$\frac{1}{\sqrt{6}} V_{dc}$	$\frac{1}{\sqrt{2}} V_{dc}$
V ₃	0	1	0	$-\frac{1}{3} V_{dc}$	$\frac{2}{3} V_{dc}$	$-\frac{1}{3} V_{dc}$	$-\frac{1}{\sqrt{6}} V_{dc}$	$\frac{1}{\sqrt{2}} V_{dc}$
V ₄	0	1	1	$-\frac{2}{3} V_{dc}$	$\frac{1}{3} V_{dc}$	$\frac{1}{3} V_{dc}$	$-\sqrt{\frac{2}{3}} V_{dc}$	0
V ₅	0	0	1	$-\frac{1}{3} V_{dc}$	$-\frac{1}{3} V_{dc}$	$\frac{2}{3} V_{dc}$	$-\frac{1}{\sqrt{6}} V_{dc}$	$-\frac{1}{\sqrt{2}} V_{dc}$
V ₆	1	0	1	$\frac{1}{3} V_{dc}$	$-\frac{2}{3} V_{dc}$	$\frac{1}{3} V_{dc}$	$\frac{1}{\sqrt{6}} V_{dc}$	$-\frac{1}{\sqrt{2}} V_{dc}$
V ₇	1	1	1	0	0	0	0	0

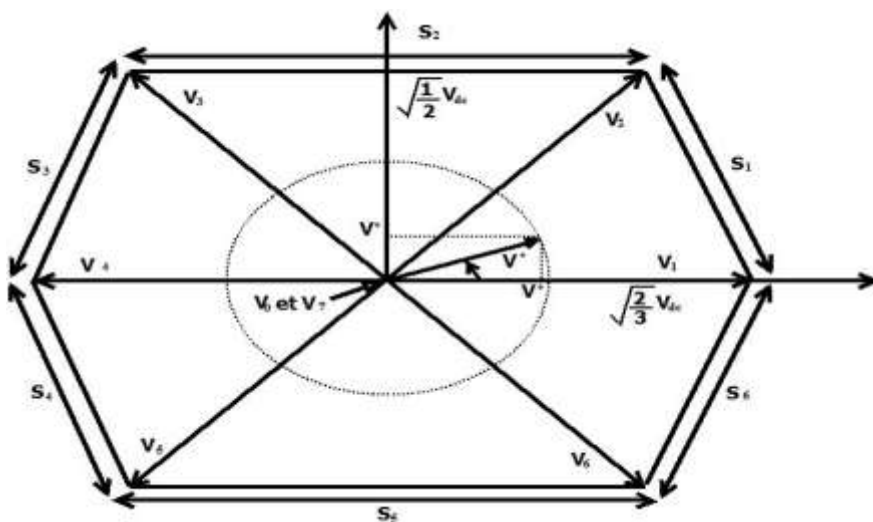


Figure 2.13. Diagramme vectoriel de l'onduleur à deux niveaux.

2.5. Réseau électrique

Réseau électrique triphasé est constitué de trois réseaux monophasés identiques, des tensions sinusoïdales équilibrées déphasées les unes par rapport aux autres de $2\pi/3$ et de même fréquence [61].

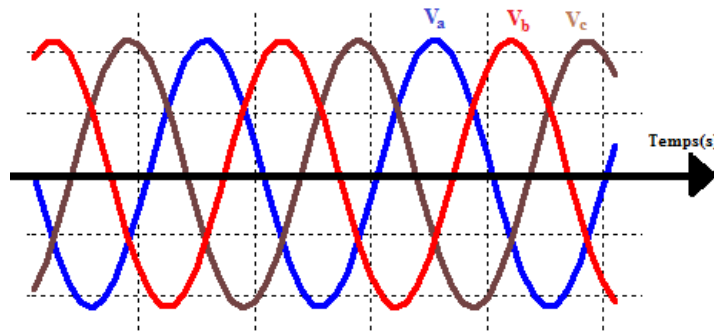


Figure 2.14. Système de tension triphasé équilibré

On peut généralement considérer que $(V_a V_b V_c)$ est un système de tensions triphasé équilibré direct. Il en est de même pour $(U_{ab} U_{bc} U_{ca})$. [61]

On a

$$\begin{cases} V_a = V_m \sin(\omega t) \\ V_b = V_m \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_c = V_m \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (2.18)$$

$$\begin{cases} V_{ab} = V_a - V_b \\ V_{bc} = V_b - V_c \\ V_{ca} = V_c - V_a \end{cases} \quad (2.19)$$

Relations pour un système triphasé équilibré :

$$\begin{cases} V_m = \sqrt{2} V_{\text{eff}} \\ U_m = \sqrt{3} V_m \\ U_{\text{eff}} = \sqrt{3} V_{\text{eff}} \end{cases} \quad (2.20)$$

Dans notre cas, on va utiliser un réseau BT (220V/380V) avec une fréquence de 50 Hz raccordé à un filtre de lissage de courant.

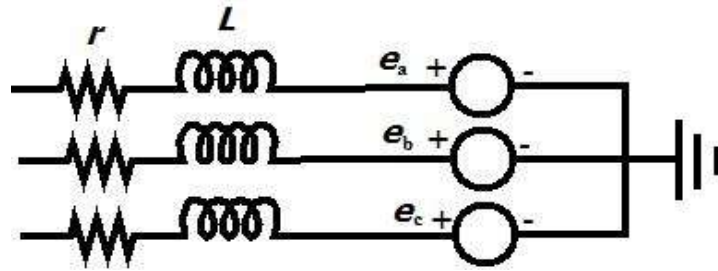


Figure 2.15. Schéma de réseau électrique

Pour pouvoir raccorder l'onduleur de tension en parallèle avec le réseau et le faire travailler comme une source de courant. Il est nécessaire d'utiliser un filtre de raccordement de nature inductive (**L** ou **LCL**)[62]. Le rôle de ce filtre inductif (qui s'appelle inductance de couplage ou inductance de lissage) permet d'une part de convertir le compensateur en un dipôle de courant du point de vue du réseau, et d'autre part à limiter la dynamique du courant, de façon à le rendre plus facile à contrôler. Pour une fréquence de commutation élevée et une faible puissance, l'inductance doit suffisamment être faible pour être capable de suivre la vitesse de changement du courant de compensation. D'autre part, pour une puissance et une fréquence de commutation faibles, l'inductance doit être de grande valeur pour ralentir la vitesse de changement du courant de compensation. Cette inductance est dimensionnée pour satisfaire la garantie de la dynamique du courant de compensation et empêcher les composantes dues aux commutations de se propager sur le réseau électrique. Pour un filtrage performant, les interrupteurs de l'onduleur doivent être commandés parfaitement.

2.6. Conclusion

Ce chapitre présente une modélisation des systèmes photovoltaïques à injection réseau. La structure de ces systèmes est analysée en détail, notamment les éléments de conversion d'énergie délivrée par les PV. Les cellules solaires, les convertisseurs DC-DC : Buck, Boost et Buck-Boost ainsi que l'onduleur à deux niveaux ont été étudiés et modélisés.

Chapitre 3

Optimisation du fonctionnement du générateur photovoltaïque.

Sommaire

3.1. Introduction.....	34
3.2. Contrôleurs MPPT.....	34
3.3. Convertisseur DC-DC	35
3.3.1. Convertisseur Boost	35
3.4. Dimensionnement des éléments du hacheur Boost	37
3.4.1. Calcul de D	38
3.4.2. Calcul de L et C	39
3.5 Impédance d'entrée du convertisseur Boost.....	39
3.6. L'algorithme MPPT	40
3.6.1. Méthodes indirectes (offline).....	41
3.6.2. Méthodes directes (online).....	41
3.6.3 Méthodes basée sur intelligence artificielle	41
3.6.4. Autres méthodes.....	42
3.7. L'algorithme P & O	42
3.7.1. Simulation du système PV-Boost	44
3.8. Commande MPPT basée sur la logique floue.....	46
3.8.1. Résultats de simulation.....	50
3.9. Interprétation des résultats de la simulation.....	51
3.10. Conclusion.....	51

3.1. Introduction

Comme on a vu dans chapitre précédent que la puissance électrique générée par un panneau photovoltaïque PV dépend non seulement des conditions climatiques telles que l'intensité d'éclairement et la température mais aussi de la charge. Du fait que, l'éclairement et la température sont des variables incontrôlables et aléatoires, l'énergie générée par le PV est aussi aléatoire ; elle dépend du point de fonctionnement à trois dimensions (éclairement, température, charge). La caractéristique (I-V) non linéaire des cellules photovoltaïques, décrite précédemment, indique que l'impédance de sortie de la cellule n'est pas constante, et que la courbe de puissance passe par un point maximal lorsque l'impédance de la charge est égale à l'impédance de sortie de la cellule. Cela signifie que, pour atteindre le point de puissance maximale il faut connecter la charge via un étage adaptateur d'impédance qui présente une impédance d'entrée égale à l'impédance de sortie de la cellule ou PV. Cet étage d'adaptation d'impédance est constitué d'un convertisseur DC-DC contrôlé par un algorithme pour suivre le point de puissance maximale appelé MPPT (Maximum Power Point Tracking en anglais). Le convertisseur MPPT permet de localiser les points de fonctionnement optimal de la courbe (V-P) du générateur PV quelles que soient les variations d'ensoleillement et de température.

La figure 3.1 présente la chaîne de puissance d'un module photovoltaïque raccordé à la charge.

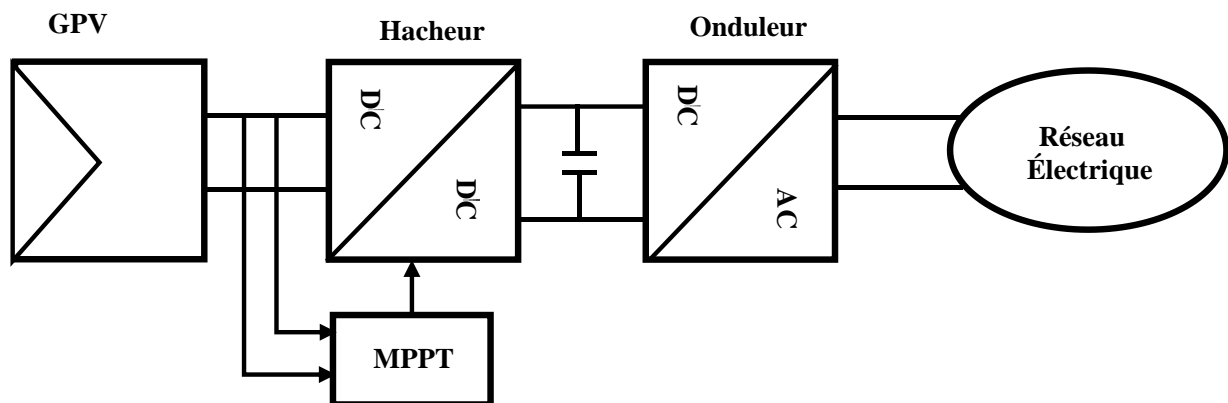


Figure 3.1. Système photovoltaïque avec contrôleur MPPT

3.2 Contrôleurs MPPT

La commande MPPT est basée généralement sur le déplacement du point de fonctionnement sur la courbe (I-V) ou la courbe (V-P) du GPV en faisant varier le rapport cyclique du convertisseur statique jusqu'à ce que ce point coïncide avec le point maximal de la courbe.

Chapitre 3 : Optimisation du fonctionnement du générateur photovoltaïque

Dans cette thèse, nous avons choisi d'utiliser un convertisseur statique Boost avec une commande MPPT pour effectuer cette fonction. Ce choix d'utiliser un convertisseur Boost pour les raisons suivantes:

- Elever la tension de sortie des PV d'une vingtaine volts pour faire fonctionner de l'onduleur haute tension ($V_{bus}=400V$),
- Le rendement du convertisseur Boost est relativement très élevé par rapport aux autres convertisseurs (Buck-Boost, buck, etc.)

3.3. Convertisseur DC-DC

Le choix de la structure de conversion va dépendre des caractéristiques électriques du module PV et de la charge qui est connectée. Par exemple si la tension de la charge DC est supérieure à la tension optimale du GPV, une structure élévatrice est nécessaire. Généralement, les types des convertisseurs DC-DC utilisés sont : le convertisseur élévateur de tension (hacheur parallèle), abaisseur de tension (hacheur série) et élévateur-abaisseur de tension (hacheur série-parallèle). Dans ce qui suit nous rappelons brièvement leur principe de fonctionnement en mode de fonctionnement continu

3.3.1. Convertisseur Boost

Un convertisseur Boost, ou hacheur parallèle, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue DC en une autre tension continue DC de valeur plus forte. La figure 3.2 représente le schéma de base d'un convertisseur Boost. Ce convertisseur élévateur est largement utilisé pour localiser le point de puissance optimale d'un générateur photovoltaïque. Le convertisseur Boost peut fonctionner en mode de conduction continue et en mode de conduction discontinue [63].

En mode de conduction continue, le fonctionnement d'un convertisseur Boost est divisé en deux phases. Le fonctionnement du convertisseur Boost peut-être expliqué selon l'état de l'interrupteur S [63].

- Etat passant, l'interrupteur S est fermé, le courant dans l'inductance va augmenter, et une énergie sous forme d'énergie magnétique est stockée. La diode est donc bloquée, et la charge sera déconnectée [63].

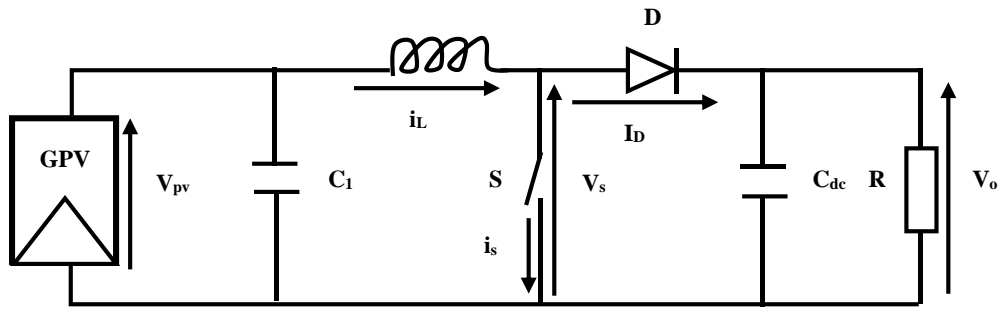


Figure 3.2. Schéma de base d'un convertisseur Boost.

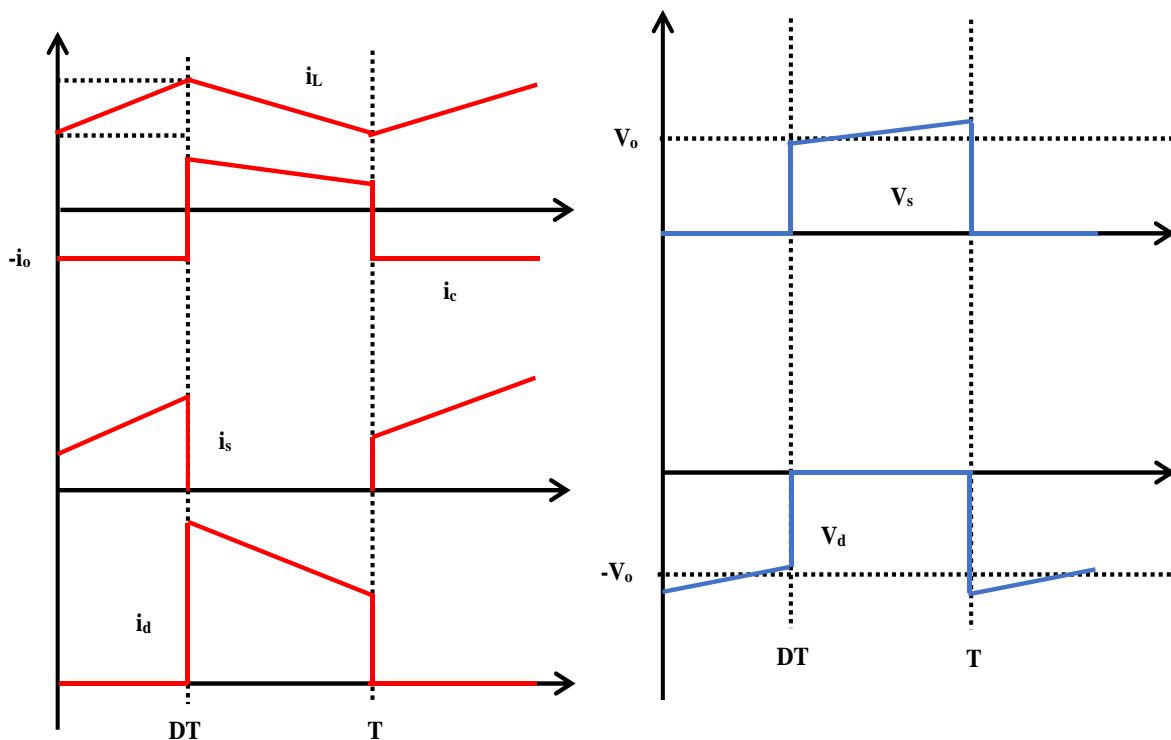


Figure 3.3. Forme d'onde du convertisseur Boost.

La tension d'inductance est donnée par :

$$V_{pv} = L \cdot \frac{di_L}{dt} \quad (3.1)$$

A la fin de l'état passant, le courant i_L a augmenté de la valeur Δi_{Lon} exprimée par :

$$\Delta i_{Lon} = \int_0^{D \cdot T} di_L = \int_0^{D \cdot T} \frac{V_{pv} \cdot dt}{L} = \frac{V_{pv} \cdot D \cdot T}{L} \quad (3.2)$$

D est le rapport cyclique qui représente la fraction de la période T lorsque l'interrupteur S est passant. $0 < D < 1$.

- Mode de blocage, l'interrupteur est ouvert, l'inductance est alors en série avec le générateur et sa tension va s'ajouter à celle du générateur : c'est l'effet survolteur. L'énergie cumulée dans l'inductance va être donc transférée vers la capacité [63].

L'expression de V_{PV} est alors :

$$V_{pv} - V_o = L \cdot \frac{di_L}{dt} \quad (3.3)$$

La variation de i_L durant l'état bloqué sera donc égale à :

$$\Delta i_{Loff} = \int_0^{(1-D)T} di_L = \int_0^{(1-D)T} \frac{(V_{pv} - V_o) \cdot dt}{L} = \frac{(V_{pv} - V_o)(1-D)T}{L} \quad (3.4)$$

La quantité d'énergie emmagasinée dans chacun de ces composants est la même au début et à la fin d'un cycle de fonctionnement. Par conséquent, le courant i_L est le même au début et à la fin de chaque cycle de commutation. Ce qui permet d'écrire :

$$\Delta i_{Lon} + \Delta i_{Loff} = \frac{V_{pv} \cdot DT}{L} + \frac{(V_{pv} - V_o)(1-D)T}{L} = 0 \quad (3.5)$$

Le rapport entre V_{PV} et V_o sera donc :

$$\frac{V_o}{V_{pv}} = \frac{1}{1-D} \quad (3.6)$$

3.4. Dimensionnement des éléments du hacheur Boost

Dans notre travail, nous avons utilisés 5 panneaux solaires montés en série. Le modèle des panneaux : Suntech 80Watt Poly-crystalline Solar Panel- STP080 dont les principales spécifications techniques sont :

Tableau 3.1 Les paramètres du panneau Suntech 80Watt

Nombre du cellule	36
Tension de circuit ouvert - V_{oc}	22.2 V
Tension de fonctionnement optimale - V_{mp}	17.6 V
Courant de circuit ouvert - I_{sc}	5.11 A
Courant de fonctionnement optimal - I_{mp}	4.54 A
Puissance de fonctionnement optimal - P_{max}	80 Wp

STC: Irradiance 1000W/m², Module temperature 25°C, AM=1.5

NOCT: Nominal Operating Cell Temperature

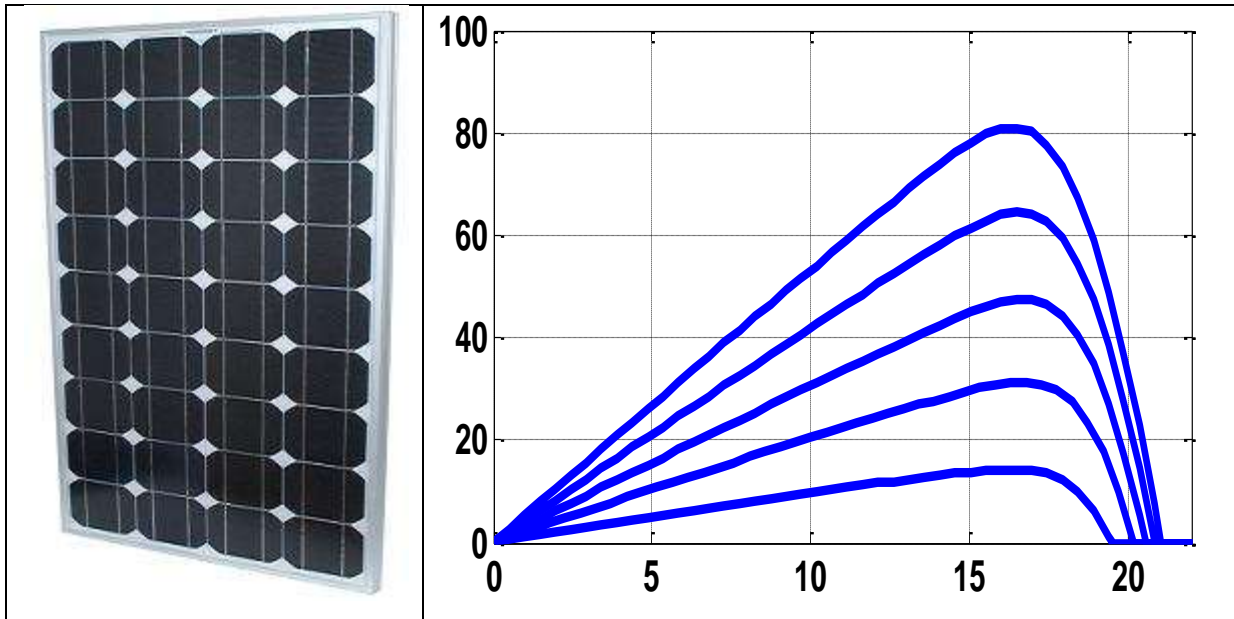


Figure 3.4. Caractéristiques électriques du panneau Suntech 80 Watt

3.4.1. Calcul de D

La puissance consommée par la charge est : $P_o = V_o \cdot i_o = \frac{V_o^2}{R}$ (3.7)

Si on suppose que la puissance de sortie P_o est égale à la puissance maximale du panneau photovoltaïque et que la charge est une résistance R , alors la tension de sortie sera :

$$V_o = \sqrt{P_o R} \quad (3.8)$$

Considérons, $R=50$ Ohm et la puissance générée par les PV est égale à 400W, ainsi la valeur de la tension de sortie du convertisseur Boost devra être :

$$V_o = \sqrt{400 * 50} = 141.42V$$

D'après l'équation 3.6 : $\frac{V_o}{V_{pv}} = \frac{1}{1-D}$

Le rapport cyclique correspondant est donné par

$$D = \frac{V_o - V_{pv}}{V_o} \quad (3.9)$$

La tension fournie par 5 panneaux PV en série est $V_{PV}=88V$.

$$\text{Donc } D = \frac{141.2 - 88}{141.42} = 0.38$$

À partir l'équation 3.7 le courant de sortie est : $i_o = \frac{P_o}{V_o} = \frac{400}{141.42} = 2.83A$

3.4.2. Calcul de L et C

Le dimensionnement des éléments du hacheur élévateur se fait relativement à l'ondulation maximale admissible du courant. En supposant que le courant a une forme triangulaire, on aura :

$$\frac{di}{dt} = \frac{V_{pv}}{L} = \frac{\Delta i}{D.T} \quad (3.10)$$

$$\Delta i = \frac{D.T.V_{pv}}{L} = \frac{D.V_{pv}}{f.L} \quad (3.11)$$

$$L = \frac{D.V_{pv}}{f \Delta i} \quad (3.12)$$

Δi : La valeur de l'ondulation du courant maximale est autour de 5% de sa valeur moyenne, donc

$$\Delta i = 0.05i = 0.1415A$$

Donc la valeur de l'inductance est $L = \frac{D.V_{pv}}{f \Delta i} = \frac{0.38 \times 88}{15.10^3 \times 0.1415} = 14.10^{-3} \text{ mH}$

f : la fréquence de découpage est fixée sur 15 KHz ;

Pour déterminer la capacité du condensateur du bus continue DC en sortie du convertisseur Boost, reconsidérons l'équation :

$$\frac{V_o}{V_{pv}} = \frac{1}{1-D} \quad (3.13)$$

L'ondulation est donnée par

$$\frac{i_o}{C} = \frac{\Delta V_o}{D.T} \quad (3.14)$$

On trouve la valeur de C, on prenant les valeurs maximales pour D et i_o

$$C = \frac{D.i_o}{f.\Delta V_o} \quad (3.15)$$

La variation de la tension de sortie est évaluée à 2% [58] :

$$\Delta V_o = 0.02V_o = 2.83V$$

Donc $C = \frac{D.i_o}{f.\Delta i_o} = \frac{0.38 \times 2.83}{15.10^3 \times 2.82} = 25.10^{-6} \mu\text{F}$

3.5 Impédance d'entrée du convertisseur Boost

Lorsque le générateur est connecté au convertisseur Boost, l'impédance qu'il voit est l'impédance d'entrée du convertisseur. Cette impédance d'entrée dépend non seulement de la topologie du booster mais aussi de la charge R_L . La figure.3.5 illustre le circuit équivalent du

convertisseur et la charge et la relation de l'impédance d'entrée avec la charge et le rapport cyclique.

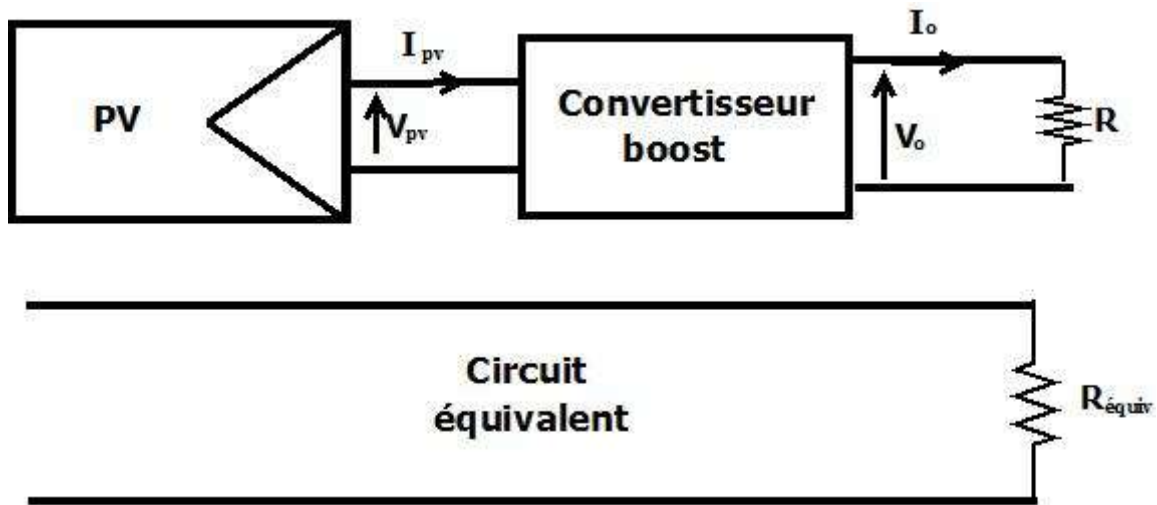


Figure 3.5. Schéma équivalent de circuit d'impédance

$$R_{\text{equiv}} = \frac{V_{\text{in}}}{i_{\text{in}}} = \frac{(1-D)V_{\text{out}}}{\frac{D i_{\text{out}}}{(1-D)}} = \left(\frac{1-D}{D}\right)^2 \times \frac{V_{\text{out}}}{i_{\text{out}}} = \left(\frac{1-D}{D}\right)^2 R_{\text{load}} \quad (3.16)$$

D'après cette équation, on déduit que l'impédance d'entrée du convertisseur Boost varie uniquement en fonction du rapport cyclique D et de la valeur de l'impédance de la charge R_{Load} . En effet, pour adapter la charge R_{Load} à l'impédance de sortie R_s du PV pour obtenir le transfert du maximum de puissance à la charge, il suffit de varier le rapport cyclique du convertisseur jusqu'à ce que l'impédance d'entrée du convertisseur R_{equiv} soit égale à l'impédance de sortie R_s du PV. Du fait que l'impédance de sortie du PV varie aussi en fonction de la température et de l'éclairement, il faudrait donc modifier constamment le rapport cyclique pour poursuivre le point de puissance maximal (MPP) du PV. Ce processus est réalisé grâce à un algorithme appelé MPPT. Ainsi, on déduit que quel que soit la valeur de R_{Load} , si $D \rightarrow 0$, alors $R_{\text{equiv}} \rightarrow \infty$ (c-à-d circuit ouvert), et si $D \rightarrow 1$, alors $R_{\text{equiv}} \rightarrow 0$ (c-à-d, court-circuit).

3.6. L'algorithme MPPT

Le premier algorithme de la commande MPPT est mis en œuvre en 1968 [64]. Depuis, différents types d'algorithmes effectuant la recherche du PPM ont été publiés. Ces méthodes sont différentes en termes de complexité, le nombre et les types des capteurs nécessaires, la mise en œuvre du matériel et chaque méthode a ces avantages et ces inconvénients [65]. Généralement on peut classer ces méthodes en quatre groupes. Les méthodes indirectes,

méthodes directes, les méthodes basées sur intelligence artificielle et des autres méthodes de commande.

3.6.1. Méthodes indirectes (offline)

Les techniques de commande en « offline » emploient habituellement les données techniques du panneau photovoltaïque pour estimer le PPM. Ces données incluent les informations préalables comme, les courbes (I-V) et (P-V) pour différentes conditions climatiques, les différents modèles mathématiques du panneau etc. On cite parmi ces techniques les méthodes basées sur la régulation du courant et de la tension du module photovoltaïque.

3.6.2. Méthodes directes (online)

Les méthodes directes (online) emploient, en temps réel, les tensions du panneau photovoltaïque et/ou les mesures du courant pour détecter le PPM. Ces méthodes n'exigent pas la mesure de la température et de l'ensoleillement et également la connaissance du modèle du panneau photovoltaïque. Les méthodes en « offline » sont moins coûteuses, mais moins performantes que les approches dites directes.

3.6.3 Méthodes basées sur intelligence artificielle

La recherche par les méthodes d'intelligence artificielle par exemple offre de grands avantages pour la poursuite de PPM.

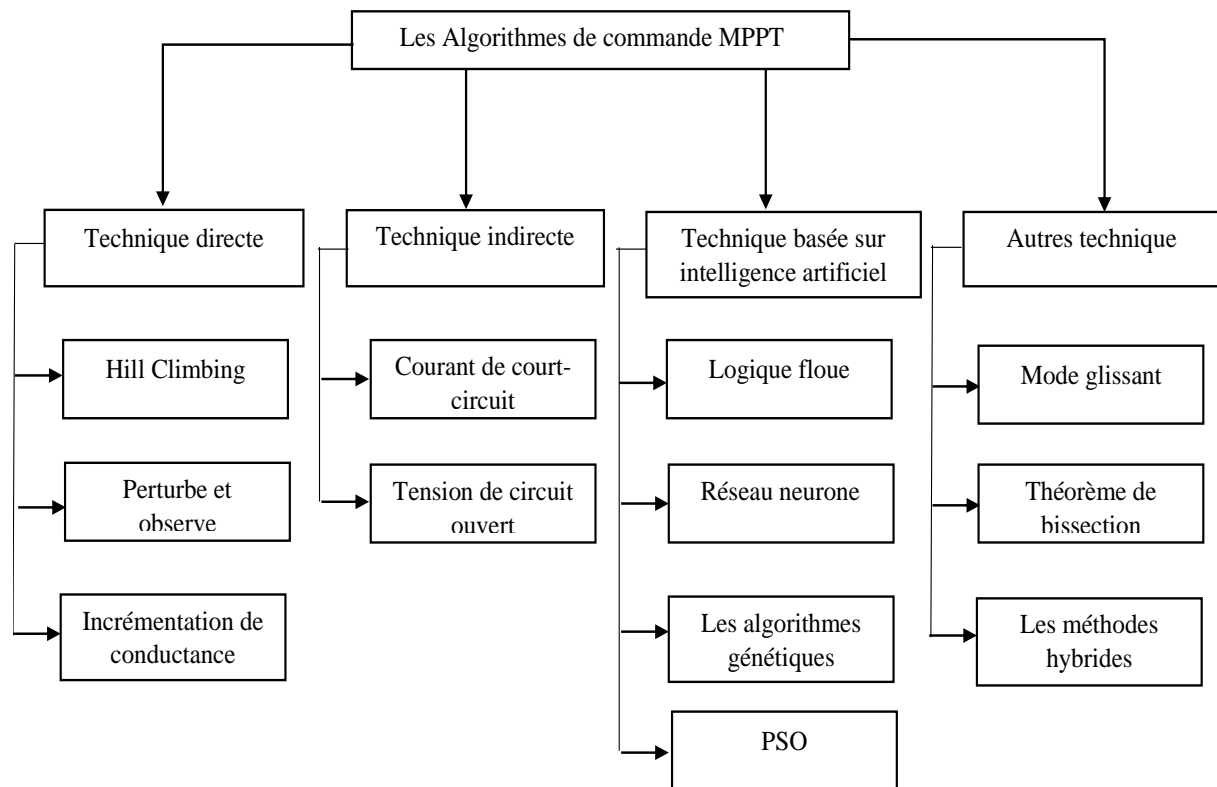


Figure 3.6. Classification des différentes méthodes de poursuite du PPM.

D'abord elles ne nécessitent pas un modèle mathématique et s'appliquent normalement aux systèmes non linéaires et offrent une grande robustesse. Parmi ces méthodes on cite le contrôle du PPM par logique floue, par le réseau neurone, l'algorithme génétique (GA) et l'optimisation par essais particulaires (Particle Swarm Optimisation : PSO).

3.6.4 Autres méthodes

Les autres techniques basent sur l'hybridation ou utilisent des autres techniques telles que la commande à structure variable. Les hybridations généralement faite entre les méthodes offline et online. Parmi ces méthodes on cite le contrôle du PPM par hybridation de l'algorithme de P & O et L'algorithme de tension du circuit ouvert.

Dans la suite nous s'intéressant l'algorithme P & O et la logique floue, qui seront décrits en détail dans la section qui suit.

3.7. Algorithme P & O

L'algorithme P & O est le plus couramment exploité pour la recherche du point de puissance maximale, en raison de sa simplicité et ne nécessite que la mesure de la tension et de courant de la GPV [66].

Tableau 3.2. Le principe de fonctionnement de l'algorithme P& O.

Cas	ΔV	ΔP	$\frac{\Delta P}{\Delta V}$	Sens de la Poursuite	Action de contrôle
4	+	+	+	Bon	Incrémenter $V_{ref}(k) = V_{ref}(k-1) + \Delta V$
3	-	-	+	Mauvais	Incrémenter $V_{ref}(k) = V_{ref}(k-1) + \Delta V$
2	+	-	-	Mauvais	Décrémenter $V_{ref}(k) = V_{ref}(k-1) - \Delta V$
1	-	+	-	Bon	Décrémenter $V_{ref}(k) = V_{ref}(k-1) - \Delta V$

Le principe de fonctionnement est basé sur la perturbation de la tension et en observant l'impact de ce changement sur la puissance de sortie du panneau photovoltaïque [67]. À chaque cycle, I_{pv} , V_{pv} sont mesurés pour calculer $P_{pv}(k)$. La valeur de $P_{pv}(k)$ est comparé avec la valeur calculée dans le cycle précédent " $P_{pv}(k-1)$ " [68].

Si la puissance de sortie a augmenté, V_{pv} est ajusté dans le même sens du cycle précédent. Si la puissance du GPV a diminué, V_{pv} est ajustée dans la direction opposée du cycle précédent.

Il utilise une méthode itérative [65]. Le tableau 3.2 résume le fonctionnement de l'algorithme P & O.

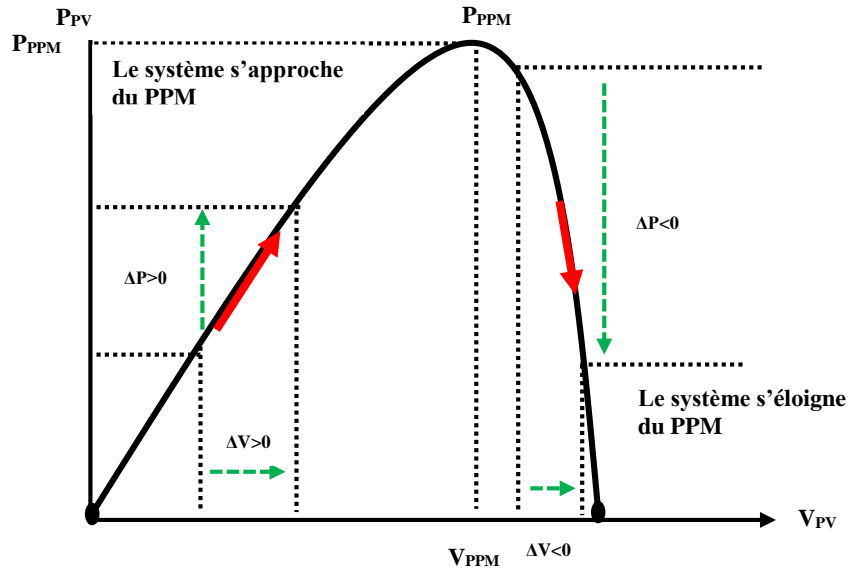


Figure 3.7. Caractéristique puissance-tension d'un système photovoltaïque.

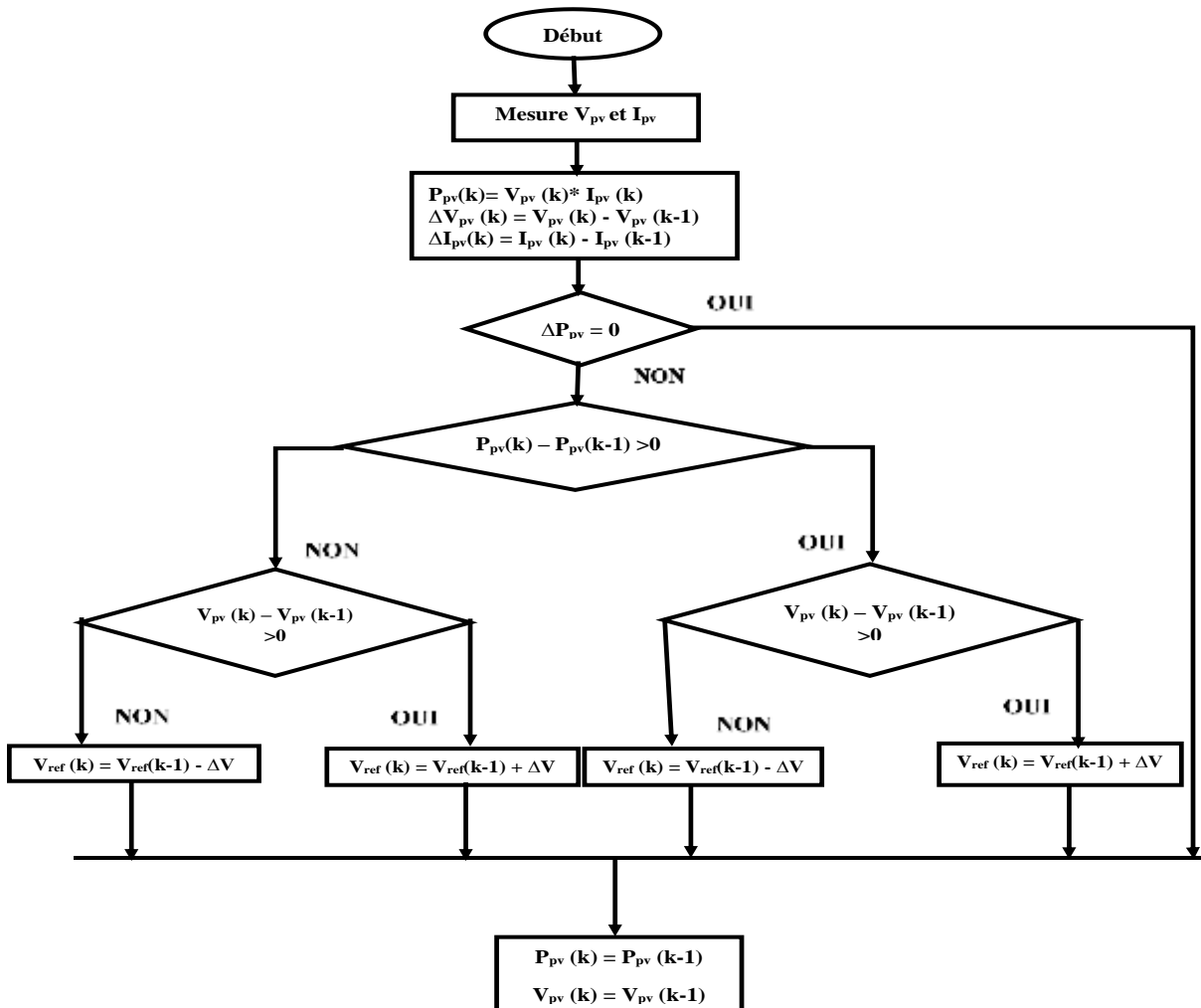


Figure 3.8. Algorithme type de la méthode P&O.

Les performances de l'algorithme P & O sont affectées par le choix de pas de perturbation.

Si la valeur de perturbation est grande, l'algorithme va trouver le point de puissance optimale rapidement mais avec des oscillations importantes [40]. Si la valeur de perturbation est petite, les oscillations sont diminuées mais le temps de réponse est très lent.

3.7.1. Simulation du système PV-Boost

La simulation du système formé d'un panneau photovoltaïque PV, d'un convertisseur Boost et d'une charge résistive. Les hypothèses prise en compte dans les simulations sont :

- L'interrupteur (MOSFET) et la diode ont des caractéristiques idéales.
- Les condensateurs sans fuite
- La résistance des inductances est négligeable
- La température est constante, égale à 25°C
- Résistance de la charge est constante
- Eclairage variable

Ces hypothèses sont jugées réalistes du fait que la charge est généralement constante et que la variation de la température de l'environnement est relativement plus lente par comparaison à la variation de l'éclairage pendant la journée : matin, soir et passage de nuages.

Les spécifications techniques du PV sont décrits en ci-dessus ; les valeurs des composants passifs du Boost sont indiquées sur le tableau 3.3.

Tableau 3.3 les valeurs de convertisseur Boost

Composants	Valeurs
R	50 Ohm
C ₁	330 uF
C ₂	25 Uf
L ₂	14 Mh

La méthodologie de simulation consiste à faire varier l'éclairage et observer la poursuite du point de puissance maximal (MPP) par l'algorithme P&O implanté sur le simulateur. En faisant varier l'éclairage en fonction du temps suivant le profil de la figure. 3.9 et enregistrer la réponse des systèmes indiqués par la figure. 3.10.

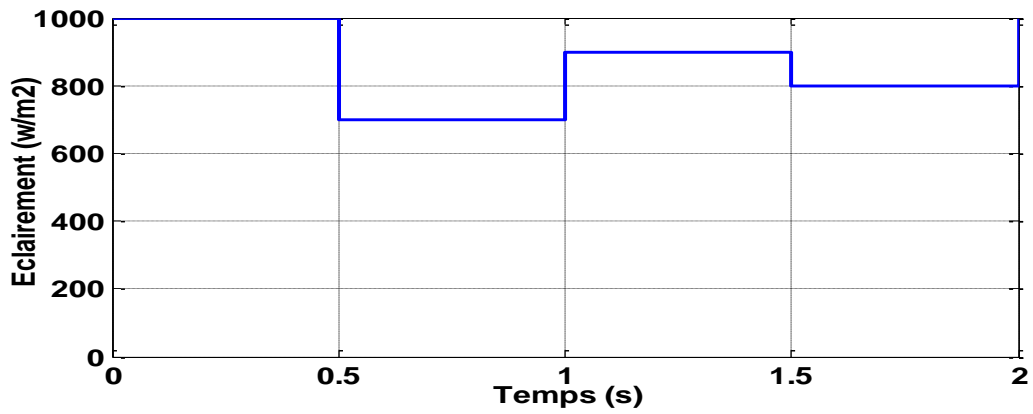


Figure 3.9 Profil de variation de l'éclairement

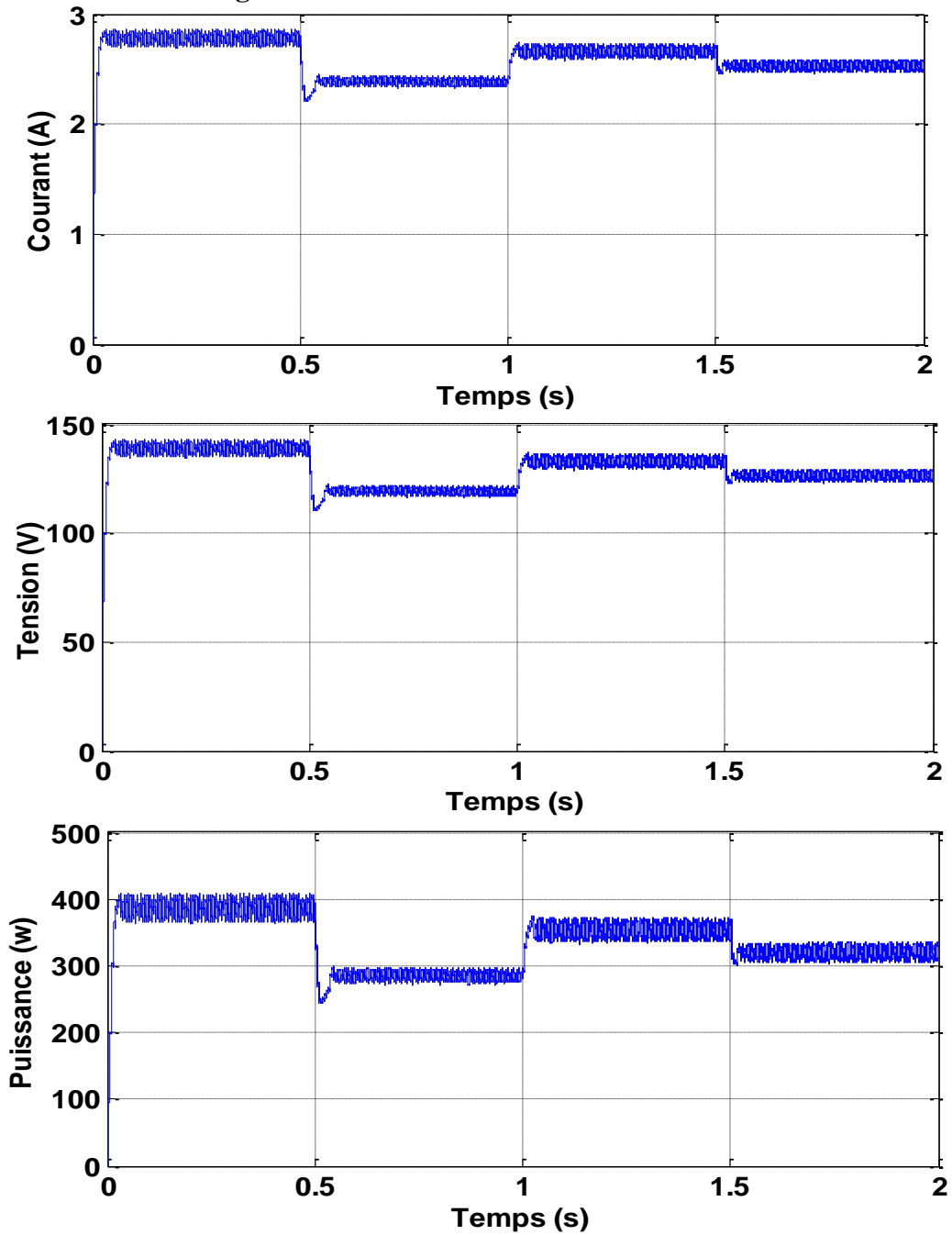


Figure 3.10. Les résultats de simulation

Les résultats de simulation du système photovoltaïque adapté par la commande MPPT basé sur l'algorithme P&O indique que la puissance de sortie varie en fonction de l'éclairement. Pour un ensoleillement de 1000W/m^2 , la puissance maximale est d'environ 400W . On constate aussi que la variation de l'éclairement provoque l'algorithme P&O à générer des oscillations de la tension et courant à cause des variations du pas de perturbation appliquée pour la recherche du point maximal de puissance (MPPT). Ces oscillations forment des parasites qui peuvent générer des harmoniques indésirables et des radiations électromagnétiques. Cet inconvénient nous a amené utiliser d'autres algorithmes qui sont réputés pour produire moins d'oscillations parasites tels que les algorithmes basés sur l'intelligence artificielle, notamment la logique floue.

3.8. Commande MPPT basée sur la logique floue

Les méthodes MPPT basées sur la logique floue ont été introduites dans de nombreuses recherches [69], pour forcer le générateur PV à travailler autour du MPP. N.Khaehintung a démontré dans sa publication en 2004 [70] que l'emploi d'une commande MPPT basée sur le principe de la logique floue permet d'améliorer 8 fois le temps de réponse par rapport à une commande P&O classique. Ces techniques ont l'avantage de travailler avec des entrées imprécises, de ne pas avoir besoin d'un modèle mathématique précis et d'obtenir un pas de perturbation variable afin de réduire les oscillations créés lors la recherche du point de puissance maximale. Le contrôleur de MPPT basée sur la logique floue fonctionne bien dans des conditions atmosphériques variables. Cependant, son efficacité dépend du choix du bon de la table des règles. La mise en place d'un dispositif de commande basée sur la logique floue (FLC) est réalisée en trois étapes essentielles : Fuzzification, inférence des bases de règles et défuzzification, comme représenté sur la Figure 3.11 :

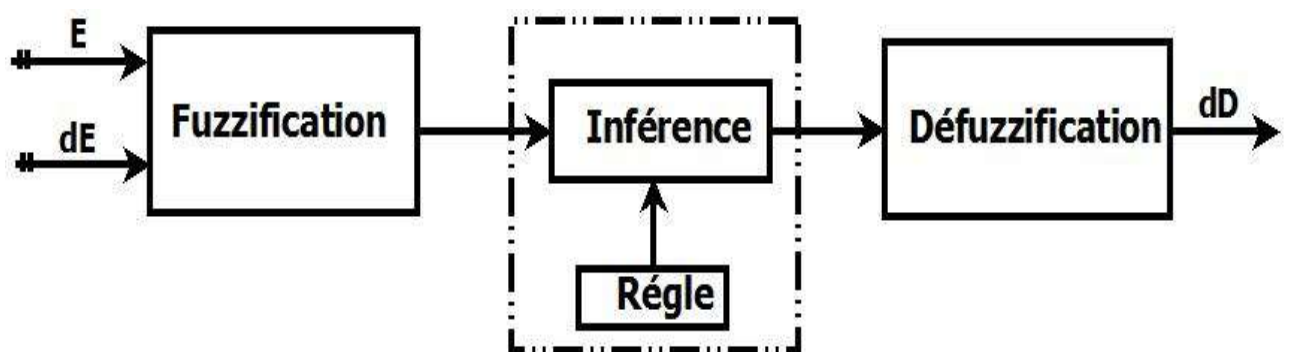


Figure 3.11. Structure de base du contrôleur floue.

Les entrées du contrôleur flou sont généralement une erreur (E), et la variation de l'erreur (dE), prélevé à chaque pas d'échantillonnage T. L'erreur peut être choisie comme la condition dP/dV nulle aboutissant à un positionnement au MPP.

Les deux variables d'entrée sont calculées comme suit :

$$E(k) = \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1)} \quad (3.17)$$

$$dE(k) = E(k) - E(k-1) \quad (3.18)$$

Où, $P_{pv}(k)$ et $V_{pv}(k)$ sont respectivement la puissance et la tension du panneau PV à des instants d'échantillonnage (k).

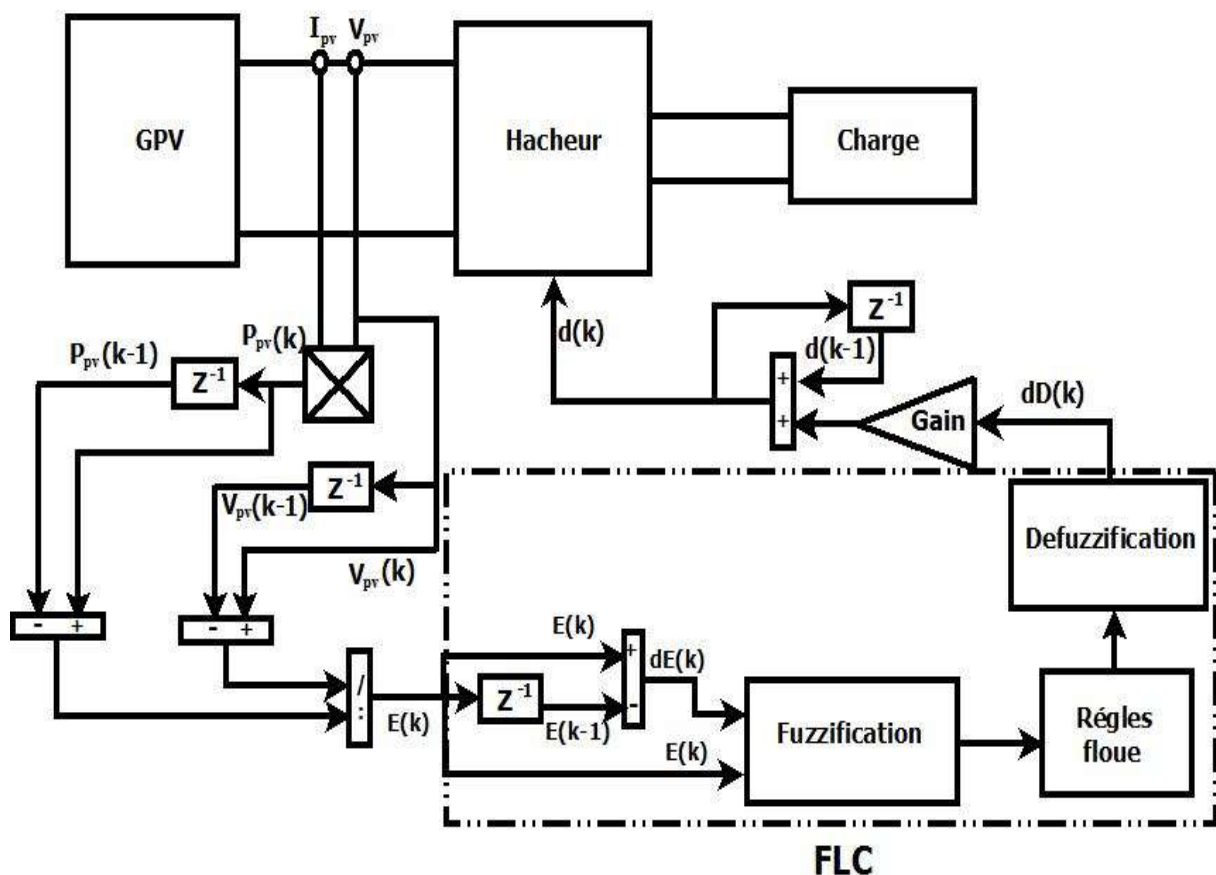


Figure 3.12. Schéma d'un panneau PV commandé par la logique floue.

La variable $E(k)$ est utilisé pour déterminer la position de la puissance actuelle par rapport au point maximum de puissance (PPM) de la courbe (P-V) du panneau PV.

En effet,

Si $E(k) > 0$, le point de puissance actuel est situé à gauche du PPM.

Si $E(k) < 0$, le point de puissance actuel est situé à droite du PPM.

Lorsque $E(k)=0$, le point actuel coïncidera avec le PPM.

L'erreur $dE(k)$ représente le sens de variation de la pente de courbe (P-V) entre deux points successifs d'échantillonnage. Si l'erreur $dE(k)>0$, cela signifie que la pente de la courbe (P-V) est plus grande et la courbe est croissante. Si $dE(k)<0$, cela signifie que la courbe est décroissante. Si $dE(k)=0$, la pente de la courbe (P-V) maintenir constante, c'est-à-dire que la courbe (P-V) suit une ligne droite entre les points d'échantillonnage $(k-1)$ et (k) .

➤ Fuzzification

La Fuzzification consiste à calculer, pour chaque valeur d'entrée numérique, les degrés d'appartenance aux ensembles flous associés et prédéfinis dans la base de données du système flou. Ce bloc réalise la transformation des entrées numériques en informations symboliques floues utilisables par le mécanisme d'inférence. Le nombre de ces ensembles flous est déterminé après expertise du comportement du système.

Dans le présent travail, le domaine d'existence est partagé en cinq intervalles pour chacune des trois variables E , dE et la sortie dD pour permettre un bon suivi du point MPP lors des variations notables et rapides de l'éclairement solaire. La variable d'erreur (e) et la variable DE sont transformées en termes de variable linguistique à l'aide de cinq sous-ensembles flous qui sont désignés par NB (négatif grand), NS (négatif petit), ZZ (zéro), PS (petite positive), et PB (positif grand) avec NB et PB fonctions d'appartenance sous forme trapézoïdale et NS, ZZ et PS sous forme triangulaire comme illustrés par la figure 3.13.

➤ Règles d'inférence

Les règles d'inférence permettent de déterminer le signal de sortie du contrôleur en fonction des signaux d'entrée ; elles sont exprimées sous la forme « SI ALORS ». La méthode d'inférence choisie est de MAMDANI, avec une opération (Max-Min). Elle consiste à utiliser l'opérateur Min pour le (ET), l'opérateur Max pour le (OU). L'opérateur « ET » s'applique aux variables à l'intérieur d'une règle, tandis que l'opérateur « OU » lie les différentes règles. Il existe plusieurs possibilités pour interpréter ces deux opérateurs. La méthode d'inférence max-min réalisé, au niveau de la condition, l'opérateur « ET » par la formulation du minimum. La conclusion dans chaque règle, introduite par « ALORS », lie le facteur d'appartenance de la prémisse avec la fonction d'appartenance de la variable de sortie, réalisé par la formation du minimum. Enfin l'opérateur « OU » qui lie les différentes règles est réalisé par la formation du maximum. Les règles d'inférences sont décrites dans le tableau 3.4

Tableau 3.4. Règles d'inférence floues.

dE \ E	NB	NS	Z	PS	PB
NB	Z	Z	PB	PB	PB
NS	Z	Z	PS	PS	PS
Z	PS	Z	Z	Z	NS
PS	NS	NS	NS	Z	Z
PB	NB	NB	NB	Z	Z

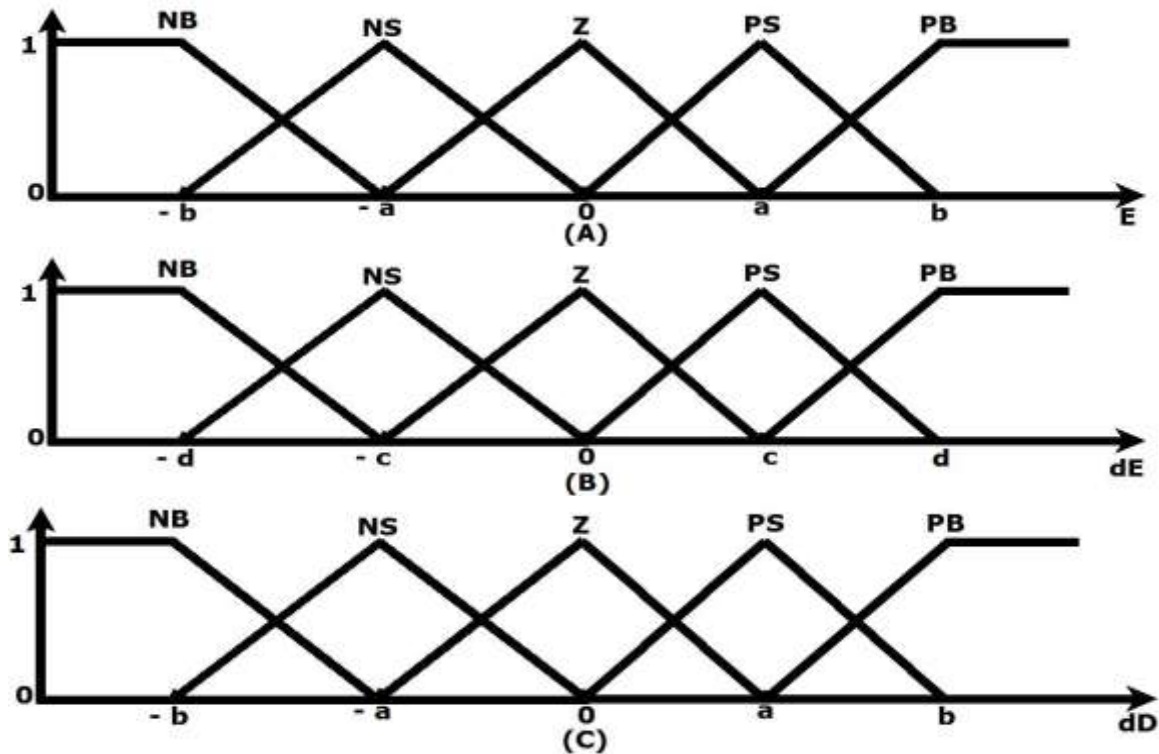


Figure 3.13. Fonctions d'appartenance des variables d'entrées et la sortie.

➤ **Défuzzification**

La dernière étape de ce contrôle est la défuzzification, qui estime l'incrément du rapport cyclique (dD). La sortie est convertie d'une variable linguistique en une variable numérique. Dans ce travail, on utilisera la méthode de centre de gravité qui permet d'exprimer analytiquement la sortie du système flou, de simplifier sa mise en œuvre et de réduire le temps de calcul.

$$dD(k) = \frac{\left(\sum_{j=1}^n \mu(D_j) \right) \cdot D_j}{\sum_{j=1}^n \mu(D_j)} \quad (3.19)$$

Le rapport cyclique D(k) de point d'échantillonnage k, qui commandera l'interrupteur (MOSFET) du convertisseur Boost est calculé à partir de l'équation 3.20 :

$$D(k) = D(k-1) + dD(k) \quad (3.20)$$

3.8.1. Résultats de simulation

La simulation du système formé de GPV et d'un convertisseur Boost pour alimenter une charge résistive a donné le résultat enregistré par la figure.3.14. Les hypothèses de la simulation ont été présentées précédemment ; la température est supposée constante à 25°C, une résistance de charge égale à 50 Ohms, un hacheur idéal mais l'éclairement est variable.

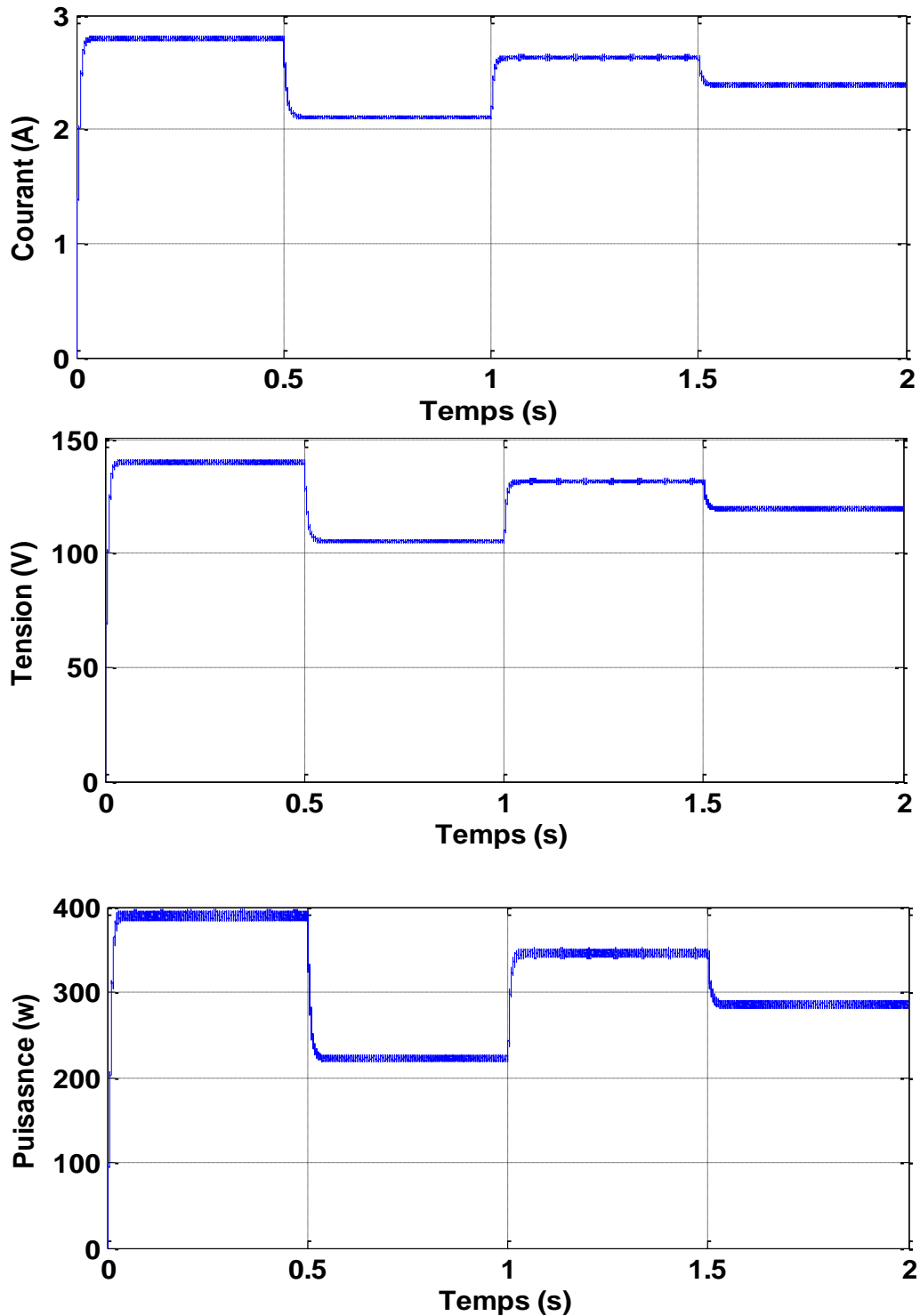


Figure 3.14. Résultats de simulation.

Après un régime transitoire court, les différentes grandeurs électriques (courant, tension et puissance) stabilisent autour des valeurs proches de leur valeur maximale. D'autre part, la variation rapide de la tension, courant et de la puissance au cours des périodes de changement d'éclairement montre l'efficacité de l'algorithme utilisé. En plus, la poursuite du point maximum est bien accomplie avec un taux d'ondulation de la tension et de la puissance minime.

3.9. Interprétation des résultats de la simulation

D'après ces expériences, nous avons noté que la commande MPPT basée l'algorithme P&O n'est pas compliquée à implémenter et à utiliser. Cependant cet algorithme dépend fortement des conditions initiales et génère des oscillations autour de la valeur optimale et relativement plus sensible un aux variations brusques de l'éclairement (nuages).

D'autre part, l'algorithme basé sur la logique floue s'avère plus robuste et efficace. Il génère relativement moins d'oscillations. Sa réponse dynamique est jugée satisfaisante par comparaison à l'algorithme P&O. Désormais, l'inconvénient majeur de la commande floue est qu'elle est plus complexe à implémenter et nécessite plus de ressources informatiques.

Le tableau 3.5 présente une comparaison des deux techniques de commande MPPT étudiées dans ce travail.

Tableau 3.5. Comparaison des commandes MPPT basées sur P&O et FLC

Algorithmes MPPT	P & O	FLC
Type de capteurs utilisés	Capteur de tension Capteur de courant	Capteur de tension Capteur de courant
Identification des paramètres du panneau solaire	Non nécessaire	Non nécessaire
Complexité	Peu	Très
Temps de réponse	Moyenne	Rapide
Rendement	95%	98%
Type d'implémentation	Numérique ou Analogique	Numérique

3.10. Conclusion

Dans tout système photovoltaïque, l'étage d'adaptation joue un rôle très important afin d'extraire la puissance maximale disponible qui est influencée par l'ensoleillement, la

Chapitre 3 : Optimisation du fonctionnement du générateur photovoltaïque

température et la charge. Dans ce chapitre, on a appliqué deux commandes MPPT sur l'association panneau photovoltaïque-hacheur Boost-charge résistive afin d'étudier son comportement lorsque l'éclairement varie, tout en maintenant constant la température et la charge. Ces hypothèses sont jugées réalistes du fait que la charge est généralement constante et que la variation de la température de l'environnement est relativement plus lente par rapport aux variations de l'éclairement pendant la journée : matin, soir et passage de nuages. Les résultats de la simulation confirment le bon fonctionnement du régulateur utilisé, mais la commande basée sur la logique floue montre un bon comportement et des meilleures performances par comparaison à l'algorithme P & O.

Chapitre 4

Commande et simulation d'un système photovoltaïque rattaché au réseau électrique.

Sommaire

4.1. Introduction	53
4.2. Description du système.....	53
4.2.1. Principe de fonctionnement.....	54
4.3. Commande directe de puissance prédictive	55
4.3.1. Modèle prédictif des puissances actives et réactives de l'onduleur triphasé	56
4.3.2. Prédiction des références des puissances instantanées.....	58
4.3.3. Principe de sélection du vecteur de commande optimal	59
4.4. Convertisseur Boost quadratique	61
4.4.1. Principe de fonctionnement.....	61
4.4.2. Commande MPPT du Boost quadratique.....	62
4.5. Résultats de simulation	63
4.5.1. Performances statiques du système	64
4.5.2. Performance dynamique du système	66
4.6. Conclusion.....	68

4.1. Introduction

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau basse tension jouent un rôle prépondérant dans les systèmes de génération répartis. Afin de permettre aux systèmes photovoltaïques d'être plus efficace, les convertisseurs photovoltaïques devraient avoir quelque caractéristique telle que « Un coût bas, petit poids et taille réduite et rendement élevé ».

Dans ce chapitre nous présentons le contrôle et la simulation d'un système PV raccordé au réseau électrique via deux étages de puissance. Les algorithmes de commande implémentés visent à concrétiser les points suivants :

- Extraction de la puissance maximale du générateur photovoltaïque.
- Une connexion souple du système photovoltaïque au réseau tout en assurant un facteur de puissance unitaire.

4.2. Description du système

Le système photovoltaïque considéré est illustré par la figure 4.1. Le champ photovoltaïque composé des panneaux photovoltaïques (PV) a pour fonction de convertir les radiations solaires en énergie électrique sous forme de tension continue. Cette tension, qui est généralement comprise entre 15V et 40V, est ensuite élevée à une valeur de 400V par l'intermédiaire du convertisseur Boost pour être ensuite appliquée à l'étage de puissance formé d'un onduleur triphasé et un système de commande PWM. L'intérêt de cette thèse est principalement l'extraction des puissances maximales fournies par le générateur photovoltaïque en utilise une loi de commande basée sur technique intelligente, ainsi que l'injection de cette puissance dans un réseau de distribution triphasé via un onduleur triphasé.

Pour obtenir un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique avec un faible taux d'harmoniques quantifié par la valeur du paramètre THD (Total Harmonics Distortion), l'emploi d'une technique de contrôle approprié de l'onduleur est désormais nécessaire.

Il existe plusieurs techniques de contrôle qui ont été proposées ces dernières années pour les onduleurs à injection réseaux. Le contrôle de la puissance directe (DPC) est la plus courante ; c'est une technique de commande inspirée du principe du contrôle direct de couple (DTC) des machines à courant alternatif [71]. Le principal inconvénient de la DPC est qu'elle travaille à une fréquence d'échantillonnage élevées et une fréquence de commutation variable [72]. Dans cette thèse, nous avons choisi une approche qui utilise la commande de puissance directe (DPC) combinée à une approche prédictive pour sélectionner les états de commutation

optimaux de l'onduleur. Cette approche est appelée commande directe de puissance prédictive (P-DPC).

Pour l'injection réseau, il est nécessaire de tenir compte des normes du réseau électrique notamment celles relatives à la fréquence, la tension, la forme d'onde et facteur de puissance.

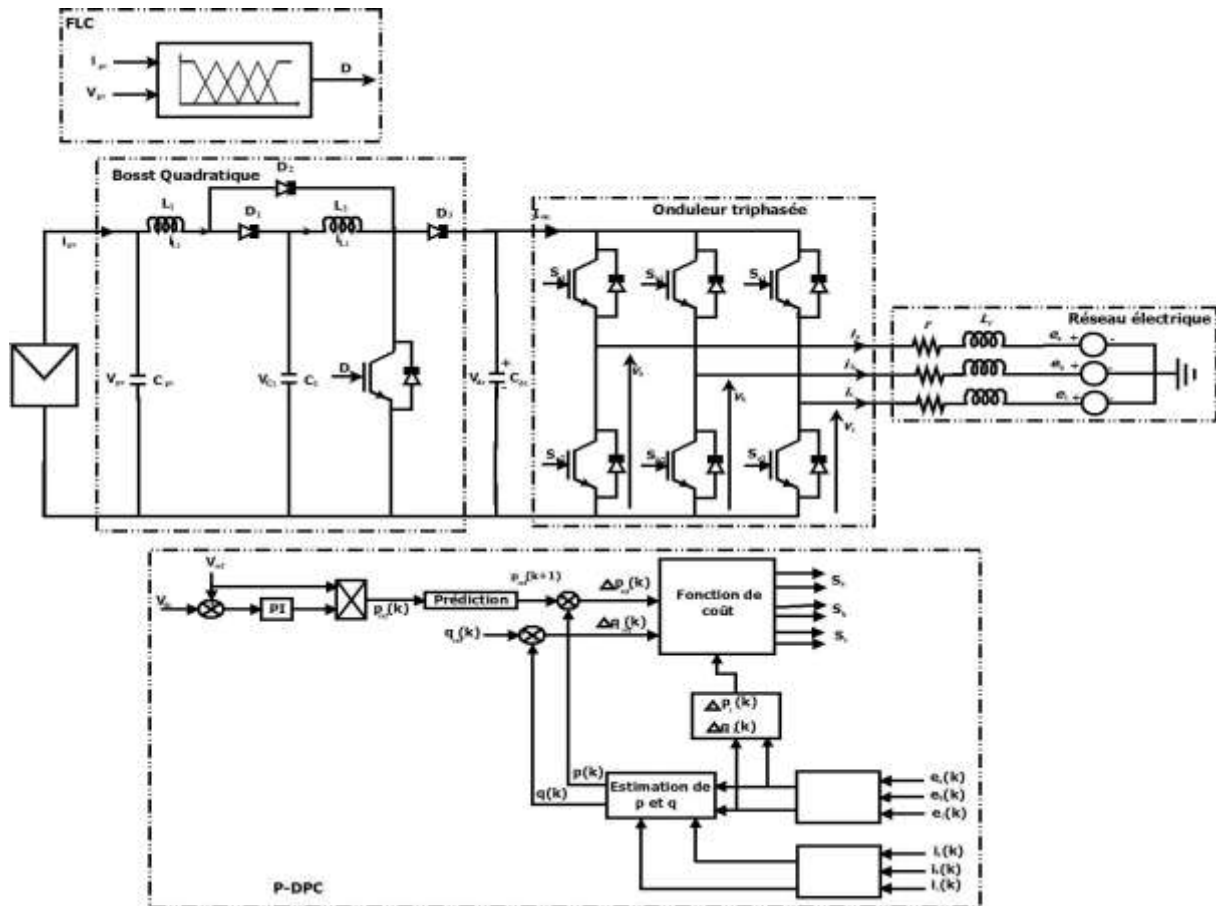


Figure 4.1. Schéma de contrôle d'un onduleur solaire à injection réseau

4.2.1. Principe de fonctionnement

Le système est composé de sous-systèmes suivant :

- 1- Sous système PV qui est formé d'un ensemble de panneau PV connecté selon une configuration série/parallèle pour convertir l'irradiation solaire en énergie électrique sous forme de courant continu.
- 2- Sous système Boost quadratique qui a pour fonction d'élever la tension fournie par les panneaux PV à une tension DC.
- 3- Sous système FLC a pour rôle de commander le Boost quadratique de manière à extraire le maximum de puissance générée par les PV selon la technique MPPT basée sur le principe de la logique floue.

La conception de cette commande P-DPC repose sur un modèle prédictif de puissance instantanée. Ce modèle permet de rendre compte de la dynamique du processus pour prédire les sorties futures de manière précise qui seront utilisées par la fonction coût pour déterminer les séquences de commande de l'onduleur.

4.3.1. Modèle prédictif des puissances actives et réactives de l'onduleur triphasé

Dans un système triphasé équilibré défini dans un repère stationnaire α - β la puissance active et réactive instantanées sont exprimées par les expressions suivantes :

$$\begin{cases} p = i_{\alpha} \cdot e_{\alpha} + i_{\beta} \cdot e_{\beta} \\ q = i_{\alpha} \cdot e_{\beta} - i_{\beta} \cdot e_{\alpha} \end{cases} \quad (4.1)$$

La dérivée de l'équation (4.1) donne :

$$\begin{aligned} \frac{dp}{dt} &= i_{\alpha} \frac{de_{\alpha}}{dt} + e_{\alpha} \frac{di_{\alpha}}{dt} + i_{\beta} \frac{de_{\beta}}{dt} + e_{\beta} \frac{di_{\beta}}{dt} \\ \frac{dq}{dt} &= i_{\alpha} \frac{de_{\beta}}{dt} + e_{\beta} \frac{di_{\alpha}}{dt} - i_{\beta} \frac{de_{\alpha}}{dt} - e_{\alpha} \frac{di_{\beta}}{dt} \end{aligned} \quad (4.2)$$

Etant donné que la période de la tension du réseau est de 50Hz qui est relativement très grande par rapport la période d'échantillonnage, la variation du vecteur de tension du réseau, est considérée nulle durant la période d'échantillonnage [76]; c'est-à-dire :

$$\frac{de_{\alpha}}{dt} = 0 \quad \text{et} \quad \frac{de_{\beta}}{dt} = 0 \quad (4.3)$$

Et qu'on peut écrire sous la forme :

$$\begin{aligned} e_{\alpha}(k) &= e_{\alpha}(k+1) \\ e_{\beta}(k) &= e_{\beta}(k+1) \end{aligned}$$

Dans ce cas l'équation 4.2 devient :

$$\begin{aligned} \frac{dp}{dt} &= e_{\alpha} \frac{di_{\alpha}}{dt} + e_{\beta} \frac{di_{\beta}}{dt} \\ \frac{dq}{dt} &= e_{\beta} \frac{di_{\alpha}}{dt} - e_{\alpha} \frac{di_{\beta}}{dt} \end{aligned} \quad (4.4)$$

La discrétisation de l'équation 4.4 donne :

$$\begin{bmatrix} p(k+1) \\ q(k+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_{\alpha}(k) & e_{\beta}(k) \\ e_{\beta}(k) & -e_{\alpha}(k) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha}(k+1) \\ i_{\beta}(k+1) \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Les variations des puissances active et réactive entre deux instants d'échantillonnage successifs sont donc données par:

$$\begin{bmatrix} p(k+1) - p(k) \\ q(k+1) - q(k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_{\alpha}(k) & e_{\alpha}(k) \\ e_{\beta}(k) & -e_{\beta}(k) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha}(k+1) - i_{\alpha}(k) \\ i_{\beta}(k+1) - i_{\beta}(k) \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

On considérant que notre système triphasé est symétrique et équilibré, on déduit que la variation du courant de réseau électrique est présentée par l'équation différentielle suivante:

$$L_r \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{\alpha}(t) \\ i_{\beta}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_{\alpha}(t) \\ e_{\beta}(t) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{\alpha}(t) \\ v_{\beta}(t) \end{bmatrix} - r \begin{bmatrix} i_{\alpha}(t) \\ i_{\beta}(t) \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

D'après l'équation 4.7, la variation du courant du réseau électrique dépend de plusieurs facteurs tels que le vecteur de tension du réseau électrique, le vecteur de commande et la résistance de la bobine de couplage.

En plus, on supposant que la puissance de la charge est très supérieure à la puissance aux pertes d'énergie dans la résistance de la bobine de couplage, on peut considérer que cette résistance est négligeable. Donc, l'équation 4.7 devient :

$$L_r \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{\alpha}(t) \\ i_{\beta}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_{\alpha}(t) \\ e_{\beta}(t) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{\alpha}(t) \\ v_{\beta}(t) \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

La discrétisation du premier ordre de l'équation 4.8 par la méthode d'Euler sur une période d'échantillonnage, T_s , entre "k" et "(k+1)" [62], donne l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha}(k+1) - i_{\alpha}(k) \\ i_{\beta}(k+1) - i_{\beta}(k) \end{bmatrix} = \frac{T_s}{L_r} \begin{bmatrix} (e_{\alpha}(k) - v_{\alpha}(k)) \\ (e_{\beta}(k) - v_{\beta}(k)) \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

En remplaçant l'équation 4.9 dans 4.6, on obtient le modèle prédictif d'un onduleur triphasé qui décrit les puissances instantanées active et réactive en fonction des vecteurs de tensions du réseau électrique et les vecteurs de commande.

$$\begin{bmatrix} p(k+1) \\ q(k+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p(k) \\ q(k) \end{bmatrix} + \frac{T_s}{L_r} \begin{bmatrix} e_{\alpha}(k) & e_{\alpha}(k) \\ e_{\beta}(k) & -e_{\beta}(k) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_{\alpha}(k) - v_{\alpha}(k) \\ e_{\beta}(k) - v_{\beta}(k) \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

On déplacent le terme $[p(k) \ q(k)]^T$ à gauche de l'équation, on obtient :

$$\begin{bmatrix} p(k+1) \\ q(k+1) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} p(k) \\ q(k) \end{bmatrix} = \frac{T_s}{L_r} \begin{bmatrix} e_\alpha(k) & e_\alpha(k) \\ e_\beta(k) & -e_\beta(k) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_\alpha(k) - v_\alpha(k) \\ e_\beta(k) - v_\beta(k) \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

D'où, on peut réécrire l'équation 4.11 sous la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} p(k+1) - p(k) \\ q(k+1) - q(k) \end{bmatrix} = \frac{T_s}{L_r} \begin{bmatrix} e_\alpha(k) & e_\alpha(k) \\ e_\beta(k) & -e_\beta(k) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_\alpha(k) - v_\alpha(k) \\ e_\beta(k) - v_\beta(k) \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta p(k) \\ \Delta q(k) \end{bmatrix} = \frac{T_s}{L_r} \begin{bmatrix} e_\alpha(k) & e_\alpha(k) \\ e_\beta(k) & -e_\beta(k) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_\alpha(k) - v_\alpha(k) \\ e_\beta(k) - v_\beta(k) \end{bmatrix}$$

On note que l'inductance de la bobine de couplage L_r , et la période d'échantillonnage T_s , sont des paramètres constants dans le modèle prédictif de l'onduleur triphasée.

Cela indique que les puissances instantanées active et réactive dépendent uniquement de la tension du réseau et de vecteur de commande. On supposant que la tension du réseau est constante, dans ce cas on peut contrôler la variation des puissances active et réactive seulement en variant le vecteur de commande. Ainsi, on peut assurer le facteur de puissance unitaire en ramenant la puissance réactive à la valeur nulle. Par conséquent en réduisant le niveau des harmoniques au minimum.

4.3.2. Prédiction des références des puissances instantanées

La prédiction des valeurs de références de puissance active et réactive est une étape essentielle de l'algorithme de commande prédictive (figure 4.2) que nous avons proposé dans cette thèse.

Afin d'obtenir un facteur de puissance unitaire, on fixera la valeur de la référence de la puissance réactive sur une valeur fixe égale à zéro à partir de l'extérieure du système de commande. C'est-à-dire que la valeur de référence de puissance réactive est donnée par l'équation :

$$q^*(k+1) = q^*(k) = 0 \quad (4.13)$$

Pour la prédiction de la valeur de référence de la puissance active, nous avons utilisé la méthode décrite dans la référence [77]. Dans laquelle pour chaque période d'échantillonnage, la valeur de référence de la puissance active est fournie par le régulateur PI de la tension du

bus continu, figure (4.2). Dans ce cas la variation de l'erreur de réglage de la tension du bus continu durant deux périodes d'échantillonnage successives peut être considérée négligeable [77], donc.

$$\varepsilon_{v_{dc}}((k-1)T_s) = \varepsilon_{v_{dc}}(kT_s) = \varepsilon_{v_{dc}}((k+1)T_s) \quad (4.14)$$

Aussi, la réponse du régulateur PI durant l'intervalle $[(k-1)T_s, (k+1)T_s]$ est assimilable à un signal sous forme de rampe à cause de l'intégrateur [77].

Le principe de prédiction de la valeur de référence de puissance active est illustré par la figure 4.3, et la prédiction de la valeur de puissance active à l'instant $k+1$ est donnée par l'équation suivante [76, 77]:

$$p^*(k+1) = 2.p^*(k) - p^*(k-1) \quad (4.15)$$

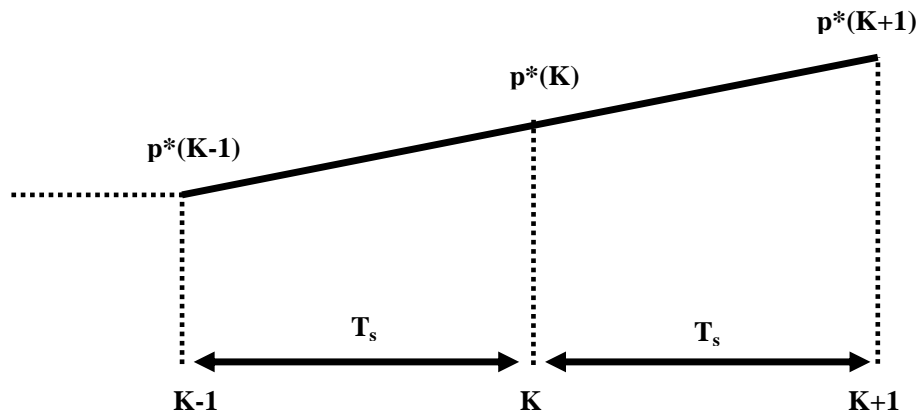


Figure 4.3. Principe d'estimation de $p^*(k+1)$.

4.3.3. Méthode de sélection du vecteur de commande

La commande prédictive est basée sur l'application d'un seul vecteur de commande durant une période d'échantillonnage. Cependant le vecteur de commande sélectionné devrait être optimal afin de garantir un meilleur suivi de la puissance active et réactive à leur valeur de référence.

Le principe de cette méthode est relativement simple, au début de chaque période d'échantillonnage les variations des puissances active et réactive, $\Delta p^*(k)$ et $\Delta q^*(k)$, sont calculées en fonction des valeurs actuelles des puissances instantanées, $p(k)$ et $q(k)$, ainsi que des valeurs futures de leurs références, $p^*(k+1)$ et $q^*(k+1)$ [77].

Dans un cas idéal, les valeurs des puissances active et réactive réelles tendent vers leurs valeurs de références respectives de sorte que la différence soit nulle, ainsi on peut écrire :

$$\begin{cases} p^*(k+1) - p(k+1) \approx 0 \\ q^*(k+1) - q(k+1) \approx 0 \end{cases} \quad (4.16)$$

Cependant, dans le cas réel il y aurait toujours une différence entre les valeurs de référence et les valeurs réelles, c'est-à-dire les valeurs de dp et dq ne sont pas nulles durant la période de commutation, c'est une caractéristique des régulateurs PI, ainsi l'équation 4.17 peut s'écrire :

$$\begin{cases} \Delta p^*(k) = p^*(k+1) - p(k) \\ \Delta q^*(k) = q^*(k+1) - q(k) \end{cases} \quad (4.17)$$

La figure 4.4 décrit le principe de calcul de $\Delta p^*(k)$. Ce principe est transposable aussi à $\Delta q^*(k)$ [77].

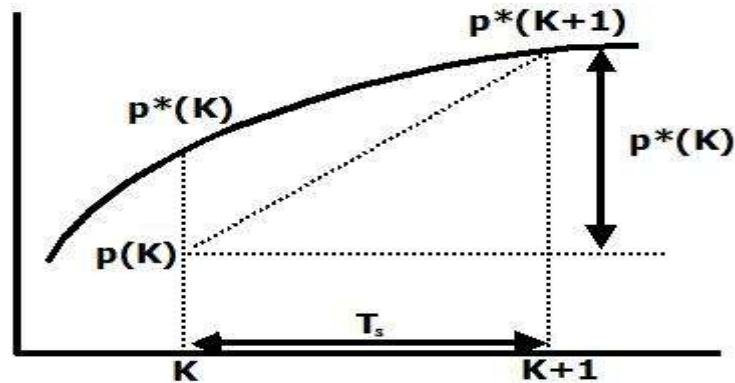


Figure 4.4. Principe de calcul de $\Delta P^*(k)$.

Durant la période de commutation, la fonction coût assure la sélection parmi les sept vecteurs de commande, le vecteur de commande qui minimise la différence entre les valeurs des variations de références et de mesure respectivement des puissances active et réactive instantanées. La fonction coût appliqué dans cette thèse est une fonction quadratique définie comme suit :

$$f_i = \min \left[\left(\Delta p^*(k) - \Delta p_i(k) \right)^2 + \left(\Delta q^*(k) - \Delta q_i(k) \right)^2 \right] \quad i = 0, \dots, 7 \quad (4.18)$$

L'avantage de cette fonction coût 4.18 est qu'elle est plus facile à implémenter sur les systèmes numériques et donne des résultats satisfaisants dans plusieurs cas d'applications similaires à ce travail.

La valeur minimale de f_i correspond au vecteur de commutation optimal v_i . Noter que le nombre des vecteurs de commutation sont présentés dans la table suivante :

Tableau 4.1. Les états de commutation de l'onduleur triphasée.

V_i	V_0	V_1	V_2	V_3	V_4	V_5	V_6	V_7
S_a	0	1	1	0	0	0	1	1
S_b	0	0	1	1	1	0	0	1
S_c	0	0	0	0	1	1	1	1

4.4. Convertisseur Boost quadratique

Le fonctionnement du convertisseur est d'élever la tension DC fournie par les panneaux PV en tension continue DC pour alimenter l'onduleur à injection réseau, figure 4.1. Dans ce travail le convertisseur Boost est conçu de manière à élever la tension à 400V et assurer la fonction de la poursuite du point de puissance maximale afin d'améliorer le rendement du système PV.

Il existe de nombreuses topologies de convertisseurs Boost tels que le convertisseur Boost, le convertisseur Boost Quadratique, le convertisseur Buck-Boost, le convertisseur SEPIC et le convertisseur CUK.

Dans ce travail, nous avons choisi d'employer le convertisseur Boost quadratique parce qu'il répond aux exigences de cette thèse. Notamment, minimum d'encombrement des composants, gain statique élevé et faciliter de commande et de régulation par la logique floue.

4.4.1. Principe de fonctionnement

Le convertisseur élévateur quadratique est une topologie intéressante qui utilise un seul interrupteur et qu'a un gain de tension relativement très élevé du fait qu'il suit une fonction quadratique du rapport cyclique. C'est pour cette raison qu'il est très couramment employé dans des applications PV avec poursuite du point de puissance maximale. La figure 4.5 illustre le schéma d'un convertisseur Boost quadratique.

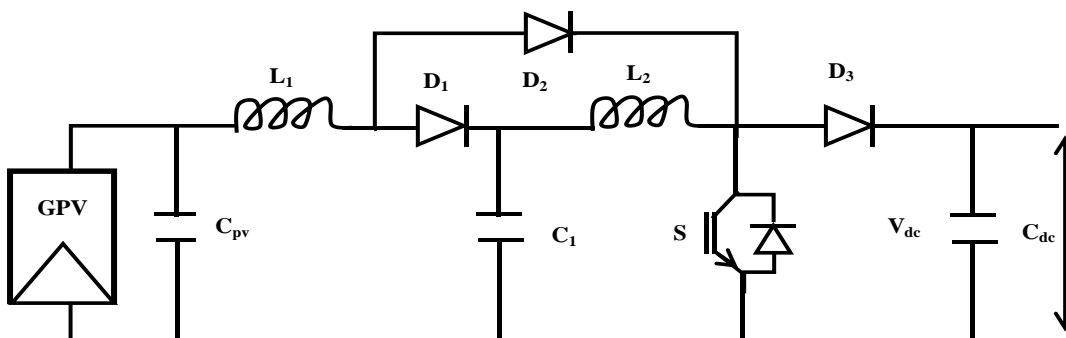


Figure 4.5. Schéma d'un convertisseur Boost quadratique.

Le convertisseur Boost quadratique contient deux cellules qui fonctionnent en synchrone. La première cellule est le convertisseur Boost conventionnel constitué de l'interrupteur S et la diode D₁, l'inductance L₂ et le condensateur C₂. La seconde cellule est composée de diodes D₃ et D₁. Cette topologie à double cellule permet d'obtenir un gain de tension plus élevé par comparaison avec les autres topologies.

Le modèle mathématique du convertisseur Boost quadratique est décrit par les équations différentielles suivantes :

$$\begin{cases} \frac{di_{L1}}{dt} = \frac{V_{pv}}{L_1} - \frac{V_{C1}}{L_1}(1-u) \\ \frac{di_{L2}}{dt} = \frac{V_{C1}}{L_2} - \frac{V_{Co}}{L_2}(1-u) \\ \frac{dv_{C1}}{dt} = \frac{i_{L2}}{C_1} + \frac{i_{L1}}{C_1}(1-u) \end{cases} \quad (4.19)$$

$$\frac{dv_{Co}}{dt} = -\frac{V_{C2}}{RC_2} + \frac{i_{L2}}{C_2}(1-u) - \frac{i_o}{C_2} \quad (4.20)$$

Où, u est le signal de commande appliqué à l'interrupteur principal du convertisseur, u = 1 pendant que S est dans l'état ON et u = 0 pendant que S est dans l'état OFF.

En régime stationnaire, tous les dérivés égaux à zéro, la variable de contrôle u peut être représentée par le rapport cyclique D, ce qui représente sa valeur moyenne [78, 79].

$$\frac{v_{C1}}{v_{pv}} = \frac{v_{dc}}{v_{C1}} = \frac{1}{1-D} \quad (4.21)$$

Cela conduit à la fonction de transfert idéale statique du convertisseur M(D) [64]

$$M(D) = \left(\frac{v_{C1}}{v_{pv}} \right) \left(\frac{v_{dc}}{v_{C1}} \right) = \frac{1}{(1-D)^2} \quad (4.22)$$

Grâce à cette dernière expression, on peut voir que la tension de sortie est toujours supérieure à celle d'entrée (le rapport cyclique variant entre 0 et 1), qu'elle augmente avec, et que théoriquement elle peut être infinie lorsque D se rapproche de 1. C'est pour cela que l'on parle de survolteur. Cette structure permet donc d'avoir un gain de tension plus élevé qu'un Boost classique.

4.4.2. Commande MPPT du Boost Quadratique

La commande MPPT du Boost quadratique a pour fonction d'assurer l'élévation de la tension DC fournie par les panneaux PV à une tension de 400V DC et poursuivre le point maximale

de puissance en adaptant l'impédance d'entrée de l'onduleur à celle du panneau PV. L'algorithme de la logique floue pour élévation de la tension d'entrée V_{pv} à la tension d'attaque de l'onduleur de 400 V. étant donné que la commande P-DPC comporte un régulateur PI qui maintient la tension de V_{dc} constante à une valeur de 400 V. dans ce cas l'algorithme recherche le point maximale de puissance en ajustant la valeur du courant d'entrée de l'onduleur en maximum. En effet, la commande MPPT du Boost quadratique fait varier le rapport cyclique de la commande du MOSFET de manière à obtenir le maximum de courant on utilisant un régulateur floue.

Le régulateur flou utilise les valeurs instantanées de tension et de courant du panneau PV pour déterminer un rapport cyclique instantané pour commander le MOSFET du Boost quadratique.

4.5. Résultats de simulation

Les composantes utilisées sont idéal. Les paramètres du système proposé sont mentionnés dans le tableau 4.2.

Tableau 4. 2. Données de notre système

Partie du système	Les éléments	Les valeurs
Module photovoltaïque (PV)	La puissance maximale	80 W
	Le courant de la puissance maximale	4.55 A
	La tension de la puissance maximale	17.6 V
	La tension du circuit ouvert	22.1 V
	Le courant de court-circuit	4.8 A
Boost quadratique	Tension d'entrée DC	17.6 V
	Tension de sortie DC	400 V
	Inductance L_1	33 mH
	Inductance L_2	33 mH
	Capacité C_1	100 uF
	Capacité C_2	1100 uF
Réseau électrique	Inductance de couplage	19.5mH
	Fréquence de réseau électrique	50 Hz
	Fréquence d'échantillonnage	15KHz

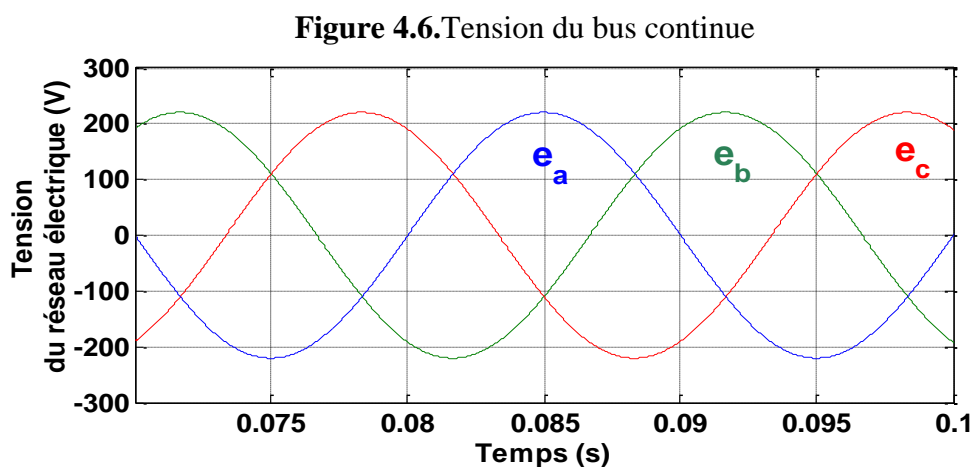
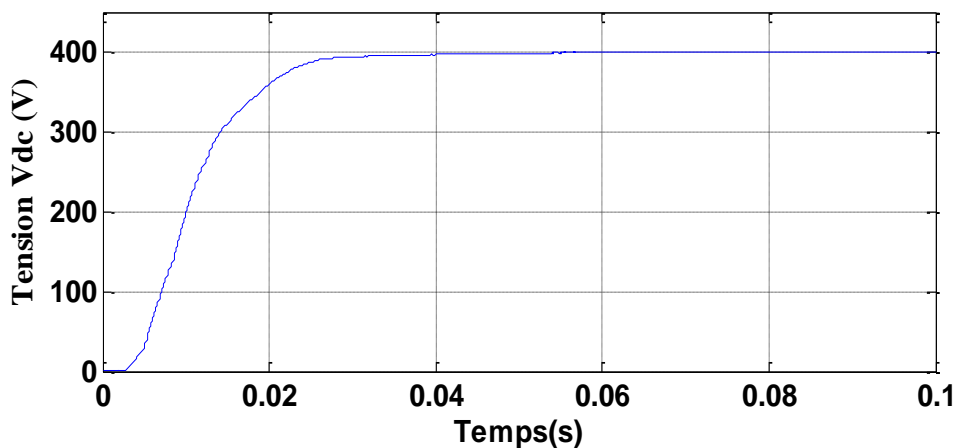
4.5.1. Performances statiques du système

Les résultats de la simulation du système dans des conditions atmosphériques constantes et nominales (température 25 °C et éclairement 1000W / m²).

La tension du bus continue a atteint sa valeur final de 400V en environ 0,04s soit constante de temps de $0,04/5 = 0,008$ secondes. C'est un temps satisfaisant pour un convertisseur Boost qui élève la tension de 17V à 400V sans dépassement ni oscillations, comme l'indique la figure 4.6.

La tension et le courant du réseau électrique sont représentés sur la figure 4.7 et 4.8 respectivement, où l'on remarque que les deux variables sont synchronisées et le facteur de puissance est proche de l'unité. Le courant de réseau électrique est sinusoïdal avec un taux total des harmoniques (THD) de 1,93% environ.

Les puissances actives et réactives de réseau électrique sont découplées et sont parfaitement suivies de leurs références souhaitées.



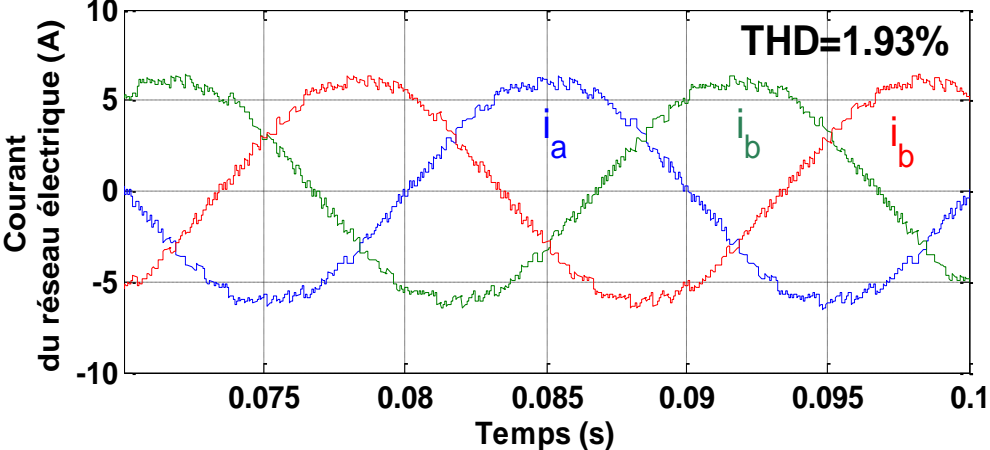


Figure 4. 8. Courant du réseau électrique

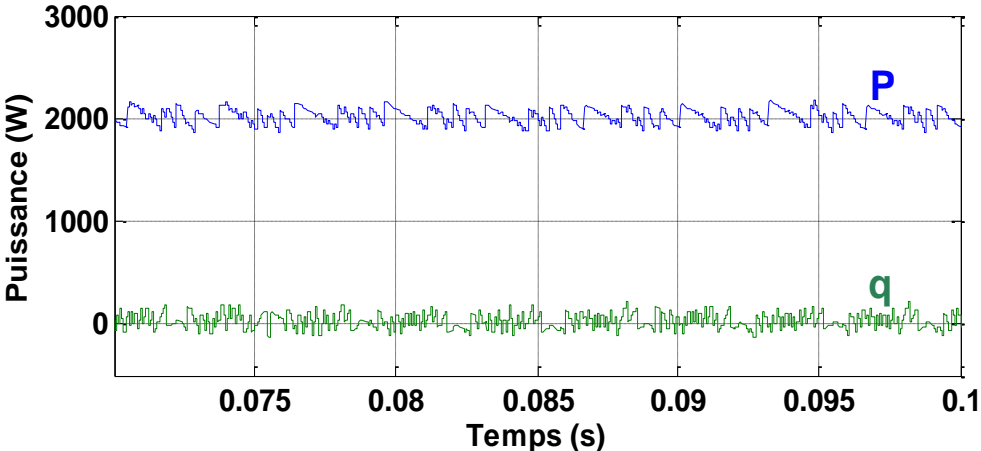


Figure 4. 9. Puissance active et réactive du réseau électrique

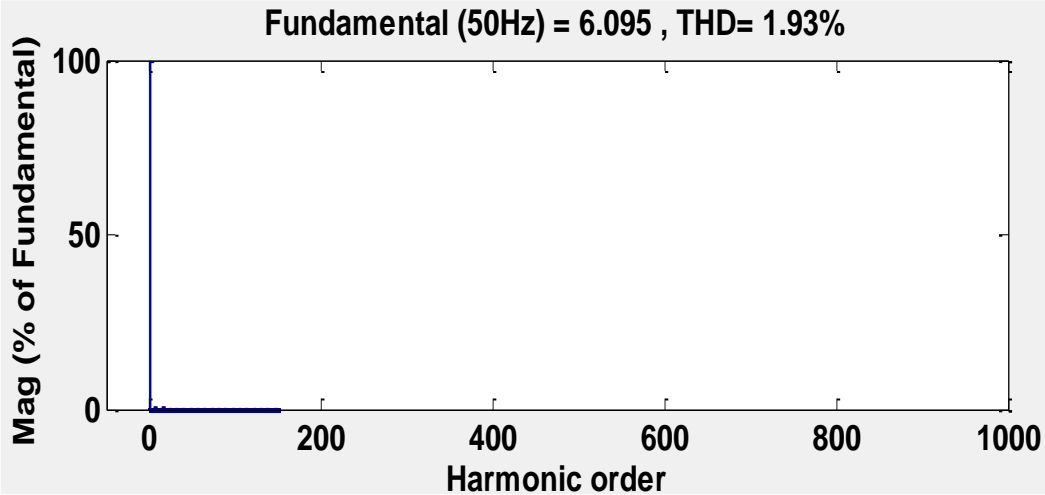


Figure 4. 10. Taux totale des harmoniques (THD).

4.5.2. Performances dynamiques du système

Le système est soumis à deux conditions différentes de fonctionnement, afin d'évaluer ses performances :

- la première condition est de faire fonctionner du système dans l'intervalle ($0 \leq t < 0,5$ s), avec un niveau d'irradiation solaire de 1000 W/m^2 et la température ambiante de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.
- la deuxième condition de fonctionnement est effectuée dans l'intervalle ($0,5 \leq t \leq 1$ s) ; à l'instant $t=0.5$ s, l'irradiation solaire est réduite à 800 W/m^2 , tandis que la température est maintenue constante à $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

On peut constater que la tension du bus continue DC suit sa référence avec une précision acceptable comme le montre la figure 4.11.

Les Figures 4.12 et 4.13 montre que les courants de réseau électrique présentent de très satisfaisantes performances en termes de suivi pendant le régime transitoire et en termes de synchronisation du déphasage entre les tensions de réseau électrique.

Enfin, la figure 4.14 montre clairement la façon dont la puissance active suit les nouvelles références après un régime transitoire court. Aussi, on peut noter que les puissances active et réactive sont découplés est l'un des avantages de la P-DCP utilisée.

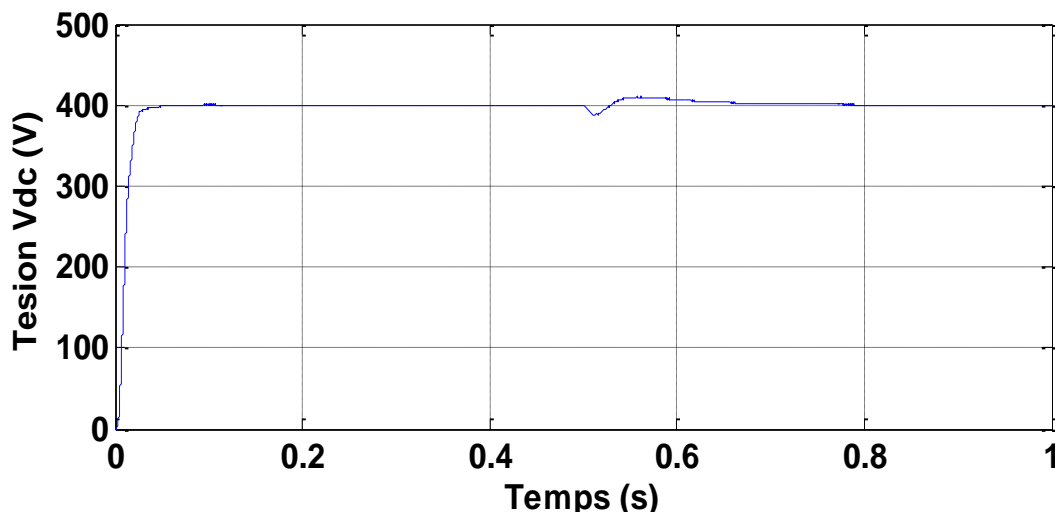


Figure 4.11. Tension du bus continue

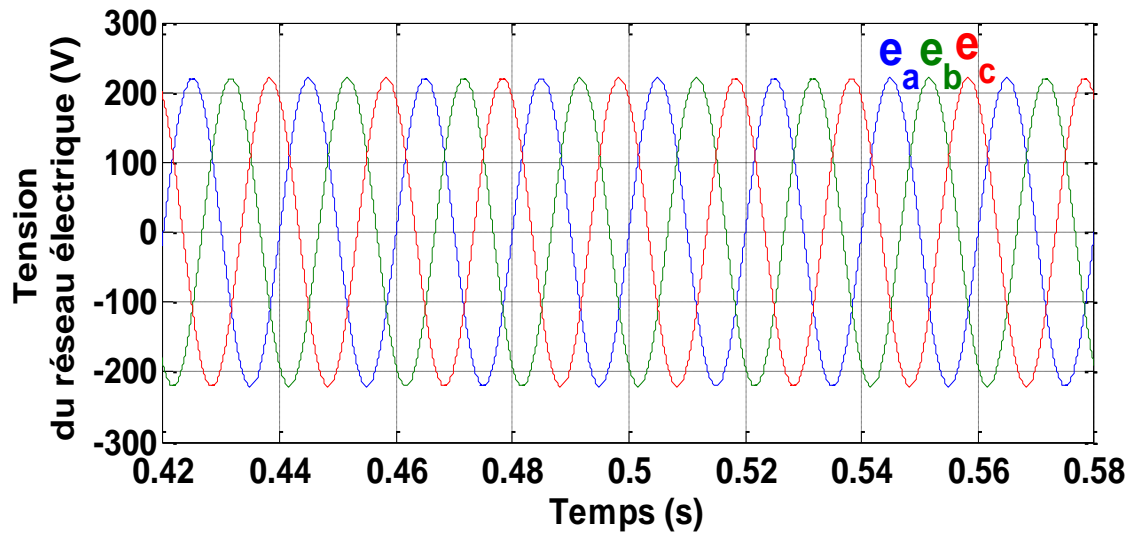


Figure 4.12. Tension du réseau électrique

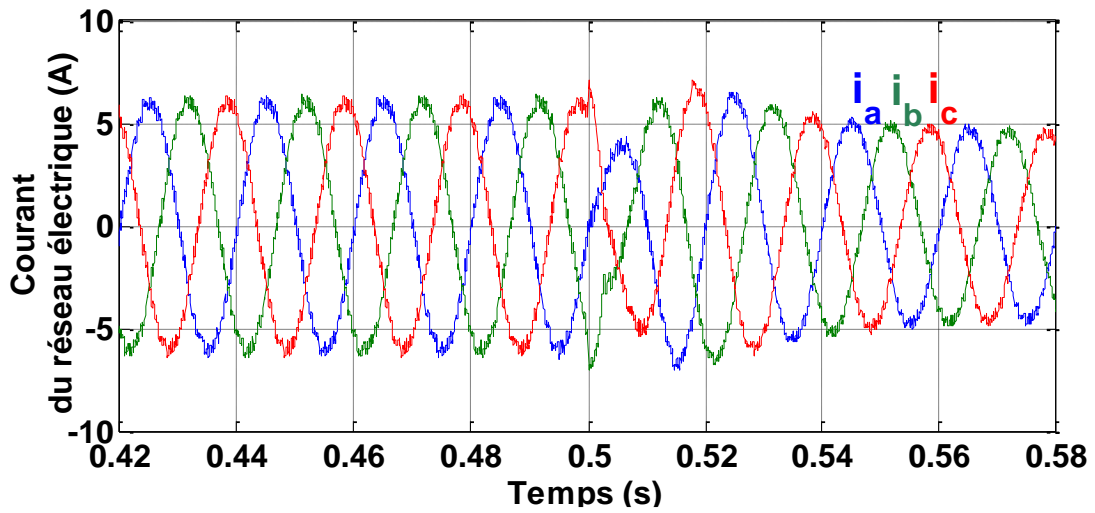


Figure 4.13. Courant du réseau électrique

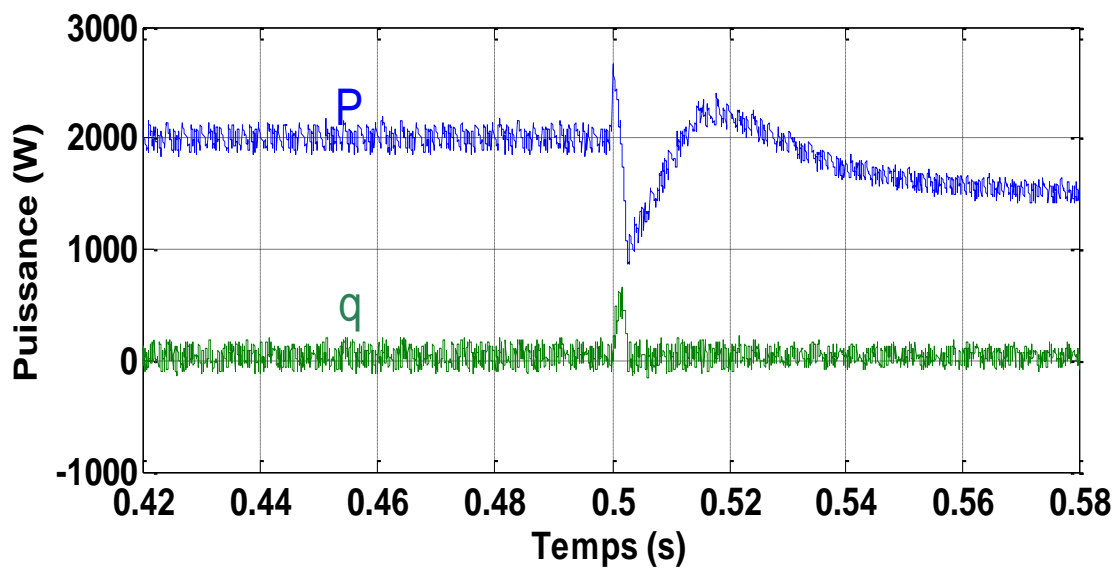


Figure 4.14. Puissance active et réactive du réseau électrique

4.6. Conclusion

Dans cette étude, nous avons présenté une méthode de contrôle de puissance directe basée sur approche prédictive pour un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique à deux étages. Un convertisseur élévateur quadratique fournissant un gain à haute tension appropriée pour des applications photovoltaïques. Ce convertisseur est utilisé comme interface entre le GPV et le réseau électrique et pour suivre le point de puissance maximale. La commande MPPT basée sur la logique floue donnant une réponse rapide. Les bonnes performances obtenues par des simulations numériques montrent l'efficacité du contrôle prédictif dans les systèmes PV.

Conclusion

Générale

Conclusion Générale

Le travail présenté dans ce mémoire concerne une application sur la technologie solaire qui permet de convertir les radiations solaires en énergies électrique et la convertir en courant alternatif et l'injecter dans le réseau de distribution BT public. Le système comprend des panneaux photovoltaïques qui assurent la récolte de l'énergie solaire et un onduleur qui transforme cette énergie sous la forme adaptée au besoin de la charge. La problématique qui est posée est que le rendement des systèmes PV est variable de manière non linéaire en fonction de l'ensoleillement, de la température et de la charge. En examinant la caractéristique des cellules solaires on constate que la courbe de puissance transférée à une charge donnée possède avec la condition un point unique où la puissance transférée est maximale appelé MPP ; Ce point MPP est atteint lorsque l'impédance de la charge est égale à l'impédance d'entrée des PV. Or ce point MPP se déplace en permanence parce que l'impédance de sortie des PV varie en fonction de la température et de l'éclairement. On déduit que maximiser le rendement pour une charge donnée, il est nécessaire d'adapter l'impédance PV-Charge en permanence pour poursuivre le point MPP.

La méthodologie pour résoudre ce problème de suivi du MPP, nous avons développé un onduleur solaire à deux étages en série ; un étage de conversion DC-DC Boost pour assurer l'adaptation d'impédance et un étage de puissance qui transforme le courant continu des PV en courant alternatif adapté pour l'injection réseau. L'élaboration du modèle du système PV et le choix d'un algorithme adaptatif qui assure la fonction d'adaptation d'impédance et par conséquent le suivi du point de puissance maximale de la courbe PV constitue l'apport de cette thèse. Les algorithmes P&O et l'algorithme basé sur la logique floue ont été testés pour la commande du convertisseur Boost. Les critères de comparaisons considérés sont la précision du suivi, la vitesse de réponse et la stabilité. Les résultats de la simulation ont mis en évidence que l'algorithme basé sur la logique floue est plus performant que l'algorithme P&O pour notre système.

D'autre part, l'onduleur ou l'étage de puissance qui assure la conversion du courant continu en courant alternatif adapté pour l'injection réseau est modélisé et testé par le simulateur. La technique de commande établie pour l'onduleur est basée sur le principe de la DPC (Direct Power Control). Cette technique a donné des résultats très intéressants ; Le rendement est ainsi maximisé, atteignant les 95%.

Les résultats ont été publiés et communiqués dans plusieurs congrès scientifiques au niveau national et international.

Perspectives

Nous estimons que ce travail peut être enrichi par plus de recherches et investigations sur les points suivants :

- Introduire dans le système un dispositif de poursuite du soleil.
- Etudie la conception d'un système PV raccordé au réseau électrique avec des autres topologies des onduleurs comme Z source onduleur.
- Etudie la conception d'un système PV raccordé au réseau électrique avec des convertisseurs statiques multi-niveaux.
- Etudie la conception d'un système hybride (exemple : Eolienne/solaire) raccordé au réseau électrique.
- Implémenté des techniques d'intelligences artificielles pour améliorer la réponse de tension du bus continue.
- L'implémentation d'un système PV raccordé au réseau électrique à l'aide d'une carte DSPACE.

Bibliographies

- [1]. **Walid Omran**, "*Performance Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systems*", Thèse de doctorat, Université de Waterloo, 2010.
- [2]. "International Energy Outlook, 2008", Energy Information Administration, Available online: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>. Retrieved February 2009.
- [3]. "Meeting Future Electricity Demand Will Increase Emissions of Some Harmful Substances", Report to Congressional Requesters prepared by the United States General Accounting Office, October 2002, available online: <http://www.gao.gov/new.items/d0349.pdf>. Retrieved August 2009.
- [4]. **Clarence Semassou**, "*Aide à la décision pour le choix de sites et systèmes énergétiques adaptés aux besoins du Bénin*", Thèse de doctorat, Université Bordeaux 1, 2011.
- [5]. **Hamza Azzedine**, "*Modélisation et commande d'un système photovoltaïque*", Thèse de magister, Université d'Annaba.
- [6]. **Stéphane Vighetti**, "*Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion*", Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2010.
- [7]. **N. Chettibi a, A. Mellit**, "*FPGA-based real time simulation and control of grid-connected photovoltaic systems*", Simulation Modelling Practice and Theory, vol.43, pp. 34–53, 2014.
- [8]. **Sahli Abdeslem**, "*filtrage actif et contrôle de puissances : application aux systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau*", Thèse de magister, Université Ferhat Abbas, 2012
- [9]. **Makhlouf Messaoud**, "*Modélisation et optimisation de systèmes de production d'énergies renouvelables couplés au réseau*", Thèse de doctorat, Université Mentouri de Constantine, 2012.
- [10]. **Xiaoming Yuan and Yingqi Zhang**, "*Status and Opportunities of Photovoltaic Inverters in Grid-Tied and Micro-Grid Systems*", IPEMC, 2006.
- [11]. Norme allemande DIN VDE 0126-1.1.
- [12]. Norme NF EN 50160 Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution.
- [13]. Norme NF C15-100, Installations électriques à basse tension, décembre 2002.
- [14]. Norme NF C14-100, Installations de branchement à basse tension, février 2008.

- [15] **V. Salas**, "DC injection into the network from PV grid inverters", IEEE 2006.
- [16] **R. Ramaprabha, M. Balaji, B.L. Mathur**, "Maximum power point tracking of partially shaded solar PV system using modified Fibonacci search method with fuzzy controller", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. pp. 754–765, 2012.
- [17] **S. Lalouni, D. Rekioua**, "Optimal Control of a Grid Connected Photovoltaic System with Constant Switching Frequency", *Energy Procedia*, vol.36, pp.189 – 199, 2013.
- [18] **Fernia N., Petrone G., Spagnuolo G., Vitelli M.**, "Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method", *IEEE Trans. Power. Electron*, vol. 20, pp. 963–973, 2005.
- [19] **Noguchi T., Togashi S., Nakamoto R.**, "Short-current pulse-based maximum power-point tracking method for multiple photovoltaic and converter module system", *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol.49, pp. 217–223, 2002.
- [20] **Dorofte C, Borup U, Blaabjerg F.**, "A combined two- method MPPT control scheme for grid connected photovoltaic systems", in: *Proc. Eur. Conf. Power. Electron. Vol.* , pp. 1–10, 2005.
- [21] **S. Lalouni, D. Rekioua, T. Rekiou and E. Matagne**, "Fuzzy logic control of stand-alone photovoltaic system with battery storage", *Journal of Power Sources*, vol.193, pp. 899–907, 2009.
- [22] **B. K. Bose**, "Neural Network Applications in Power Electronics and Motor Drives-An Introduction and Perspective", *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol,54, pp. 14–33, 2007.
- [23] **Ahmet Afçin Kulaksiz, Ramazan Akkaya**, "A genetic algorithm optimized ANN-based MPPT algorithm for a stand-alone PV system with induction motor drive", *Solar Energy*, vol.86, pp. 2366–2375, 2012.
- [24] **M.N. Amrani, A. Dib**, "Study of Maximum Power Point Tracking (MPPT) Method Based on Fuzzy Controller", *International Conference on Electrical Engineering and Automatic Control*, 2013.
- [25] **Alireza Rezvani, Majid Gandomkar**, "Modeling and control of grid connected intelligent hybrid photovoltaic system using new hybrid fuzzy-neural method", *Solar Energy* vol.127, pp.1–18, 2016.
- [26] **N. Bhugra and K. P. Detroja**, "Sliding mode control based power balancing for grid connected PV system", *IEEE International Conference in Control Applications (CCA)*, pp. 673-678, 2013.

- [27] **N. Hamrouni, M. Jraidi, A. Chérif**, "New control strategy for 2-stage grid-connected photovoltaic power system", *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 2212–2221, 2008.
- [28] **Boualem Boukezata, Jean-Paul Gaubert, Abdelmadjid Chaoui, Mabrouk Hachemi**, "Predictive current control in multifunctional grid connected inverter interfaced by PV system", *Solar Energy*, vol.139, pp. 130-141, 2016.
- [29] **K. Arulkumar, D. Vijayakumar, and K. Palanisamy**, "Modeling and control strategy of three phase neutral point clamped multilevel PV inverter connected to the grid," *Journal of Building Engineering*, vol. 3, pp. 195-202, 2015.
- [30] **Yanfeng, Wu**, "The comparative analysis of PI controller with PR controller for the single-phase 4-quadrant rectifier", *Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)*, 2014 IEEE Conference and Expo. IEEE, 2014.
- [31] **V. F. Pires, J. Martins, and C. Hao**, "Dual-inverter for grid-connected photovoltaic system: Modeling and sliding mode control", *Solar Energy*, vol. 86, pp. 2106-2115, 2012.
- [32] **Althobaiti, M. Armstrong, and M. A. Elgendy**, "Space Vector Modulation Current Control of a Three-Phase PV Grid-Connected Inverter"
- [33] **Noureddine Skik, Ahmed ABOU** "Robust Adaptive Integral Backstepping control for MPPT and UPF of PV System Connected to the Grid",
- [34] **Maurizio Cirrincionea, Marcello Puccib, Gianpaolo Vitale**, "Direct power control of three-phase VSIs for the minimization of common-mode emissions in distributed generation systems", *Electric Power Systems Research*, vol.81, pp. 830–839, 2011.
- [35] **I.Hamzaouia, F.Bouchafaaa, A.Hadjjammar**, "Investigation of the behavior of a three phase gridconnected photovoltaic system to control active and reactive power with DPC", *Energy Procedia*, vol. 6, pp. 493–502, 2011.
- [36] **Kamel Barra, Djamel Rahem**, "Predictive direct power control for photovoltaic grid connected system: An approach based on multilevel converters", *Energy Conversion and Management*, vol. 78, pp.825–834, 2014.
- [37] **S. Saravanan, N. Ramesh Babu**, "Analysis and implementation of high step-up DC-DC converter for PV based grid application", *Applied Energy*, vol.190, pp.64–72, 2017.
- [38] **M. Meraj, Syed. Rahman, A. Iqbal, L.Ben-Brahim, R. Alammari, H. Abu-Rub**, "A Hybrid Active and Reactive Power Control with Quasi Z-Source Inverter in Single-Phase Grid- Connected PV systems",
- [39] **Jaime Alonso-Martinez , Joaquin Eloy-Garcia, Santiago Arnaltes**, "Direct power control of grid connected PV systems with three level NPC inverter", *Solar Energy*, vol. 84, pp.1175–1186, 2010.

- [40] **Mariah BinteMarzuki, R.T. Naayagi, Van-Tung Phan**, "*Modelling and Simulation of Multilevel Inverter for Grid Connected Photovoltaic System*",
- [41] **N.A. Rahim, J. Selvaraj, C. Krismadinata**, "*Five-level inverter with dual reference modulation technique for grid-connected PV system*", *Renewable Energy* vol.35, pp.712–720, 2010.
- [42] **Kaura VBV**, "*Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions*", *IEEE Trans IndAppl* 1996; 2:703–8.
- [43] **N.F. Guerrero-Rodríguez, L.C. Herrero-de Lucas, S. de Pablo-Gómez, Alexis. B. Rey-Boué**, "*Performance study of a synchronization algorithm for a 3-phase photovoltaic grid-connected system under harmonic distortions and unbalances*", *Electric Power Systems Research*, vol.116, pp.252–265, 2014.
- [44] **B.K.Naick, Manisha Das, T .K.Chatterjee, K.Chatterjee**, "*Study and Implementation of Synchronization Algorithm in Three Phase Grid Connected PV System*",
- [45] **Rodriguez RTP, Luna A, Ciobotaru M, Blaabjerg F**, "*Advanced grid synchronization system for power converters under unbalanced and distorted operating conditions*" *IEEE Ind Electron IECON* 2006:5173–8.
- [46] **Rodriguez FBP, Luna A, Muñoz-Aguilar RS, Etxeberria-Otadui I, Teodorescu R**, "*A stationary reference frame grid synchronization system for three-phase gridconnected power converters under adverse grid conditions*", *IEEE Trans Ind Electron*, vol. 27, pp.99–112, 2012.
- [47] **Rodriguez FBP, Luna A, Ciobotaru M, Teodorescu R**, "*Multi resonant frequency locked loop for grid synchronization of power converters under distorted grid condvol.itions*", *IEEE Trans Ind Electron*, vol.58, pp.127–38, 2011.
- [48] **Ahmed I. M. Ali Mahmoud A. Sayed Essam E. M. Mohamed**, "*Maximum Power Point Tracking Technique Applied on Partial Shaded Grid Connected PV System*",
- [49] **Fei Rong, Xi Chang Gong, Shoudao Huang**, "*A novel grid-connected PV system based on MMC to get the maximum power under partial shading conditions*",
- [50] **Sabir Ouchen, Sabrina Abdeddaim, Achour Betka, Abdelkrim Menadi**, "*Experimental validation of sliding mode-predictive direct power control of a grid connected photovoltaic system, feeding a nonlinear load*", *Solar Energy*, vol. 137, pp. 328–336, 2016.
- [51] **Mohamed Amin Moftah, Gaber El-Saady, El-Noby A. Ibrahim**, "*Active Power Filter for Power Quality Enhancement of Photovoltaic Renewable Energy Systems*",

- [52] **Soltane Belakehal**, "*Conception & commande des machines à aimants permanents dédiées aux énergies renouvelables*", Thèse de doctorat, Université de Constantine, 2010.
- [53] **Bencherif Mohammed**, "*Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension*", Thèse de Doctorat, Université Abou-Bekr Belkaid Tlemcen.
- [54] **T. Tafticht, K. Agbossou, M.L. Doumbia, A. Chériti**, "*An improved maximum power point tracking method for photovoltaic systems*", *Renewable Energy*; vol.33, pp.1508–1516, 2008.
- [55] **Mohammad H. Moradi, Ali Reza Reisi**, "*A hybrid maximum power point tracking method for photovoltaic systems*", *Solar Energy*, vol.85, pp. 2965–2976, 2011.
- [56] **I. Glasner, J.Appelbaum**, "*Advantage of boost VS buck topology for maximum power point tracker in photovoltaic systems*", IEEE.1996.
- [57] **Rabia Guedouani**, "*Etude et Commande des Différentes Cascades Redresseurs de Tension Triphasé MLI - Onduleur de Tension à Cinq Niveaux. Application à la Conduite de la Machine Asynchrone de Forte Puissance*", Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure Polytechnique, Alger, 2009.
- [58] **Menadi Abdelkrim**, "*Commande Par Les Techniques Intelligentes D'un système photovoltaïque connecté au réseau*", Thèse de doctorat LMD, Université Mohamed Khider–Biskra, 2016.
- [59] **Boukarana Leila**, "*Impact des Convertisseurs Statique Multi Niveaux sur les Performances des Systèmes UPFC (Unified Power Flow Controller)*", Mémoire de Magister, Université de Batna.
- [60] **Djafer Lalili**, "*MLI Vectorielle et Commande non Linéaire du Bus Continu des Onduleurs Multiniveaux. Application à la Conduite de la Machine Asynchrone*", Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure Polytechnique, Alger, Avril 2009.
- [61] **Guy Chateigner, Michel Boës**, "*Manuel de génie électrique*", Dunod, 2007.
- [62] **M. Seddik Bacha**, "*les systèmes de l'électronique de puissance dédiée à la distribution électrique – application à la qualité de l'énergie*", Thèse de Doctorat, Laboratoire d'électrotechnique de Grenoble, 2003.
- [63] **Salim Abouda**, "*Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques : application aux systèmes de pompage*", Thèse de doctorat en cotutelle de l'Université de Reims Champagne-Ardenne et de l'Université de Sfax, 2015.

- [64] A. F. Boehinger, "Self-adaptive DC converter for solar spacecraft power supply", IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, pp. 102-111, 1968.
- [65] **Said Chikha**, "*Optimisation de la puissance dans les systèmes photovoltaïques*", Thèse de magister, Univeristé Oum El Bouaghi, 2011.
- [66] **Savita Baraskar, sachinkumarjain, prabim k. padhy**, "*fuzzy logic assisted p&o based improved MPPT for photovoltaic systems*", International Conference on Emerging Trends in Electrical, Electronics and Sustainable Energy Systems (iceteeses-16), 2016.
- [67] **D.K. Sharma and G. Purohit**, "*Advanced perturbation and observation based maximum power point tracking (MPPT) of a solar photo-voltaic system*", 5th India International Conference in Power Electronics (IICPE), 2012.
- [68] **Abbassen Lyes**, "*Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque*", Thèse de magister, Université de Tizi-Ouzou, 2011.
- [69] **Y. T. Chen, Y. C. Jhang, and R. H. Liang**, "A fuzzy-logic based auto-scaling variable step-size MPPT method for PV systems," *Solar Energy*, vol. 126, pp. 53–63, 2016.
- [70] **K.K. Tse, M.T. Ho, H.S. Chung and S.Y. Ron Hui** "A comparative study of Maximum-Power-Point Trackers for photovoltaic panels using switching-frequency modulation scheme", IEEE Trans. on Industrial Electronics, Vol. 51, No. 2, April 2004.
- [71] **Dae-Keun Choi, Kyo-Beum Lee, Senior**, "*Dynamic performance improvement of AC/DC converter using model predictive direct power control with finite control set*", IEEE transactions on industrial electronics.
- [72] **Mehran Maghamizadeh, S. Hamid Fathi**, "*Virtual flux based direct power control of a three phase rectifier connected to an LCL filter with sensorless active damping*", 7th Power Electronics, Drive Systems & Technologies Conference (PEDSTC), 2016.
- [73] **Aurtenechea. S, Rodríguez, M.a, Oyarbide, E, Torrealday, J.R.**, "*Predictive control strategy for DC/AC converters based on direct power control*", IEEE Transaction and Industrial. Electron, vol. 54, pp.1261–1271, 2007.
- [74] **Yongchang Zhang, YubinPeng, ChangqiQu**, "*Model predictive control and direct power control for PWM rectifiers with active power ripple minimization* ", IEEE Transactions on Industry Applications.
- [75] **Wensheng Song, Member, Zhixian Deng, ShunLiang Wang, and Xiaoyun Feng**, "*A Simple model predictive power control strategy for single-phase PWM converters with modulation function optimization* ", IEEE Power Electronics Society.

- [76] **Abdelouahab Bouafia, Fateh Krim, Jean-Paul Gaubert**, "*Predictive direct power control of three-phase pulse width modulation (PWM) rectifier using space-vector modulation (SVM)*", IEEE transactions on power electronics, vol. 25, 2010.
- [77] **Bouafia Abdelouahab**, "*Techniques de commande prédictive et floue pour les systèmes d'électronique de puissance : application aux redresseurs A MLI*", Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas, 2010.
- [78] **M.N. Amrani, A. Dib**, "*Predictive Direct Power Control of a Grid Connected Three-Phase Voltage Source Inverter for Photovoltaic Systems*", International journal of renewable energy research, vol.6,pp 2016.
- [79] **Oswaldo Lopez-Santos, Luis Martinez-Salamero, Germain Garcia, Hugo Valderrama-Blavi, and Tomas Sierra-Polanco**, "*Robust Sliding-Mode Control Design for a Voltage Regulated Quadratic Boost Converter*", IEEE transactions on power electronics, vol. 30, 2015.

Predictive Direct Power Control of a Grid Connected Three-Phase Voltage Source Inverter for Photovoltaic Systems

M.N. Amrani*[‡], A. Dib*

* Department of Science and Technology, Laboratory LGEA, University of Oum-El-Bouaghi

(amranimednader@yahoo.fr, dibabderrahmane@yahoo.fr)

[‡] Corresponding Author; M.N.Amrani, University of Oum-El-Bouaghi amranimednader@yahoo.fr

Received: xx.xx.xxxx Accepted:xx.xx.xxxx

Abstract- This paper deals with the control of a three-phase voltage source inverter (VSI) for a grid-connected photovoltaic (PV) system. The direct power control (DPC) is combined with a predictive approach for selecting the optimal inverter switching states. This optimal selection is carried out by minimizing a suitable cost function. Moreover, in order to extract the maximum available power from the PV generator, a fuzzy logic maximum power point tracking (MPPT) controller is applied to a DC-DC quadratic boost converter acting as an interface between the PV generator and the inverter. Modelling and simulation of the system were performed by using Matlab/Simulink software

Keywords Grid-Connected PV Systems; Quadratic Boost Converter; Fuzzy Logic Controller; Direct Power Control; Predictive Direct Power Control.

1. Introduction

Solar energy is one of the most promising sources of renewable energies that can be used as an alternative to fossil energy. Among its applications, electricity generation using photovoltaic (PV) panels has been widely considered during the last years due to several advantages [1]. Namely, PV systems are easy to install and require low maintenance efforts [2]. Generally, there are two types of electrical energy generation PV systems namely, autonomous and grid connected systems. The grid connected PV systems consist of PV generators, two power converters and the electrical grid. The first converter is a DC-DC structure connected to the output of the PV generator and it is responsible for maximum power point tracking (MPPT). The second one is a DC-AC inverter which has the role of injecting the harvested energy from the PV generator into the electrical grid.

The voltage and power of a PV generator vary with temperature and irradiance. The maximum output voltage of a PV generator ranges from 15 V to 40 V, which is much smaller compared to the input voltage of the three-phase VSI ranging from 380 V to 400 V, and therefore a high voltage gain converter must be used as a power interface, hence implying the operation of a high duty-cycle value, which is not practical due to the non-ability of reaching high values of voltage gains in the presence of losses. One of the solutions to avoid the use of high duty-cycle values is the serial interconnection of several PV generators to a central power converter with the disadvantages of high sensitivity to mismatch because of the use of a centralized MPPT. As a

remedy, the conventional boost converter may be substituted with a high voltage gain converter that could work with relatively low values of duty-cycle. Several topologies have been developed for PV systems with high voltage gain to ensure sustainable, reliable and efficient use of solar energy in either grid-connected or stand-alone applications. Among others, we can quote switched capacitor and switched inductor converters [3, 4], voltage multipliers and coupled inductor converters [5, 6], cascaded boost converters where each could operate with relatively low values of duty-ratio [7–9]. However, all these high voltage gain converters suffer from complex control strategies and high cost due to the increased number of components. The quadratic boost converter is an interesting topology which uses a single active switch where the voltage ratio is given as a quadratic function of the duty ratio and it can be considered as a low cost and efficient solution for achieving a high voltage gain in PV applications with simple and conventional control strategies [10–12]. For the monitor the quadratic boost converter, there is several MPPT control method. In generally, an MPPT fuzzy logic controller has better tracking performances compared with other algorithms [13, 14] such as the perturb and observer (P&O).

On the other hand, in order to achieve a good performance grid-connected photovoltaic (PV) system with low total harmonic distortion (THD), an adequate control of the voltage source inverter (VSI) is necessary. In high-power grid connected applications, three-phase inverters are preferred due to several advantages such as low current stress and higher efficiency. There are several control methods that

have been proposed in recent years for this type of inverters. The voltage oriented control (VOC) is a well-known method of controlling the three-phase VSI and it is based on current vector orientation with respect to the line voltage vector [15]. The VOC guarantees good static and dynamic performances via internal current control loops [15, 16]. However, this method presents some disadvantages such as coordinate transformation and a decoupling between active and reactive components is required [17]. The direct power control (DPC) is another control technique inspired from the principle of direct torque control (DTC) of AC machines [16]. In this control strategy, there are no internal current control loops, no PWM modulator block and the converter switching states are appropriately selected by a switching table based on the instantaneous errors between the commanded and estimated values of active and reactive power [15, 16]. The main disadvantage of the DPC is the high sampling frequency required to obtain satisfactory performance and the variable switching frequency, which generates an undesired harmonic components [18].

In this study, a predictive DPC (P-DPC) is performed by replacing the switching table and the hysteresis controllers in the conventional DPC by a predictive controller. The principle of the P-DPC control is based on the selection of the optimum control vector from the possible vectors to be applied during the sampling period. The selection is carried out by optimizing a suitable cost function in order to get a sinusoidal current and to ensure a good convergence of the active and reactive power to their references. The reminder of this paper is organized as follows. Section II presents the system description and the predictive DPC. Section III presents the model of the quadratic boost converter used as an interface between the PV generator and the VSI. Its control strategy based on a fuzzy logic approach to operate the system at its MPP is presented in Section IV. Numerical simulations are presented and discussed in Section V. Finally some concluding remarks are drawn in the last section.

2. System description and predictive direct power control

The system considered in this study is depicted in Fig. 1. It consists of a PV source connected to a DC-DC quadratic boost converter performing a fuzzy logic maximum power point tracking (MPPT), and feeding a three-phase VSI. With the aim of controlling the active and the reactive powers to their desired values, a suitable control strategy must be used for the inverter. In this paper, a predictive direct power control (P-DPC) will be used. Fig. 2 shows the block diagram of the proposed predictive DPC together with a conventional DPC using a hysteresis loop and a switching table. As can be seen, the main difference is that, in the predictive version, the hysteresis loop and the switching table are replaced by an optimization block to minimize a cost function. The latter is evaluated, at each sampling time, for all possible voltage vectors, over a finite prediction horizon, to select the optimal control vector that results in the lowest cost function value [19–21]. In this work, only one-step prediction horizon is considered to avoid difficulties that may arise in experimental implementation.

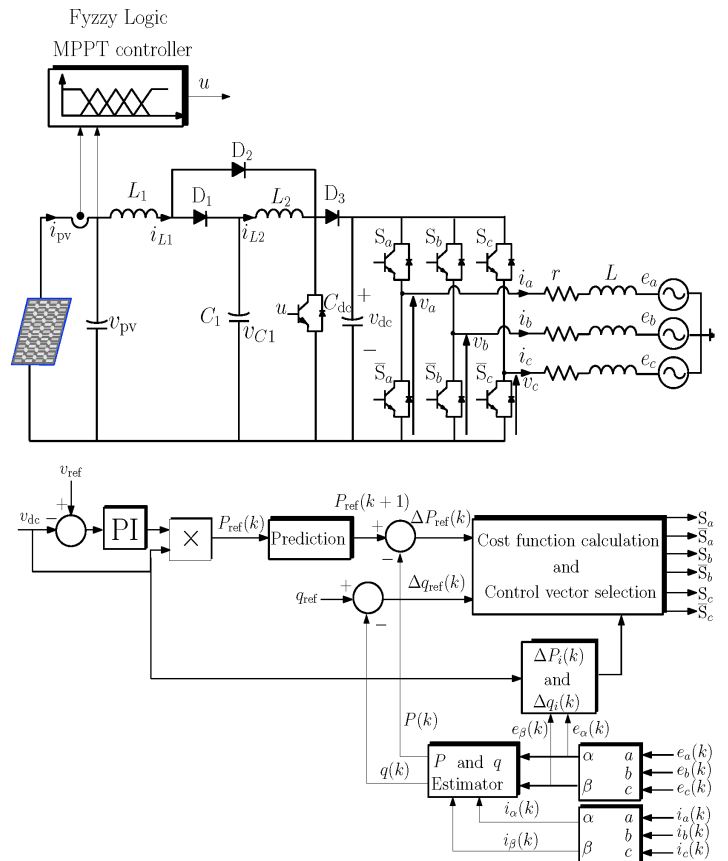


Fig 1. Schematic circuit diagram of a three-phase grid connected inverter supplied by a PV source through a quadratic boost converter performing the MPPT control.

However, the proposed control scheme can be easily expanded to two-step prediction horizon using the cost function adopted in [22], which allows reducing the switching frequency and the power ripples. The sector, defined by the line voltage vector position θ , is also replaced by a block that calculates the active and reactive power difference.

Two sensors are usually required for this kind of control, one for the line voltage, and another one for the line current allowing the estimation of the instantaneous reactive and active powers Q and P according to the following equation:

$$\begin{cases} P = i_{\alpha} \cdot e_{\alpha} + i_{\beta} \cdot e_{\beta} \\ Q = i_{\alpha} \cdot e_{\beta} - i_{\beta} \cdot e_{\alpha} \end{cases} \quad (1)$$

By using Concordia transformation, the voltages (e_{α}, e_{β}) and the currents (i_{α}, i_{β}) in the $(\alpha\beta)$ frame are given by the following equations:

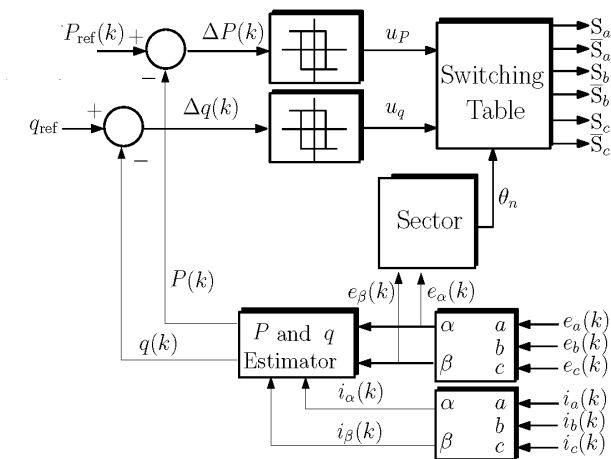
$$e_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} e_{\alpha} \\ e_{\beta} \end{bmatrix} = C_o \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix}, i_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} i_{\alpha} \\ i_{\beta} \end{bmatrix} = C_o \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (2)$$

where the matrix C_o denotes Concordia transformation, and is given by

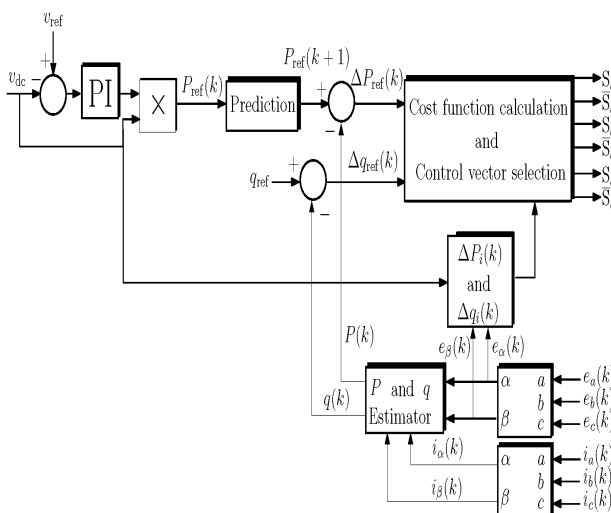
$$C_o = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (3)$$

The desired value Q_{ref} of the reactive power is given directly as null reference, and the active power reference P_{ref} is usually provided by a dc-bus voltage PI control block. In the conventional DPC, shown in Fig. 2(a), the errors between these references and their corresponding estimated values P and Q are applied to the hysteresis comparators whose outputs provide the signals u_p and u_q , which can be equal to 0 or 1, depending on the tracking error. The voltage commands e_{uref} and e_{qref} are selected based on a predefined table that uses the controller hysteresis outputs, and the line voltage vector position θ_n , given by

$$\theta_n = \arctg \left[\frac{e_\beta}{e_\alpha} \right] \quad (4)$$



(a)



(b)

Fig 2. Block diagram of direct power control. (a) Conventional (b) predictive.

The switching states of the high side and the low side switches of the three-phase VSI can be readily determined based on the selected voltage commands. A look at the literature reveals that there are many tables that have been proposed with the aim of reducing the current ripples caused by the band-band controller, e.g., [18].

As mentioned before, in this paper, a minimization of a cost function is adopted to derive the predictive controller, as it was depicted in Fig. 2(b). It is noted that, unlike the existing predictive direct power control [19–22], the cost function is based on the change of active and reactive powers as follows

$$F_i = \min \left[\left(\Delta P^*(k) - \Delta P_i(k) \right)^2 + \left(\Delta Q^*(k) - \Delta Q_i(k) \right)^2 \right] \quad (5)$$

$i = 0, \dots, 7$

where $i = [0, \dots, 7]$ to consider all possible voltage vectors for a three-phase two-level VSI. The change in active and reactive power commands, $P_{ref}(k)$ and $Q_{ref}(k)$ are determined as follows

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{ref}(k) \\ \Delta Q_{ref}(k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{ref}(k+1) - P(k) \\ Q_{ref}(k+1) - Q(k) \end{bmatrix} \quad (6)$$

where the references of the active and reactive powers at $k+1$ instant are given as follows

$$\begin{bmatrix} P_{ref}(k+1) \\ Q_{ref}(k+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2P_{ref}(k) - P_{ref}(k-1) \\ Q_{ref}(k) \end{bmatrix} \quad (7)$$

The actual active and reactive powers, $P(k)$ and $Q(k)$, are estimated as a function of the measured voltage and the current of the electrical grid using (1)–(3).

The predictive DPC requires a mathematical model to predict the actual change in active and reactive powers, $\Delta P_i(k)$ and $\Delta Q_i(k)$ at $k+1$ instant, so as minimize the cost function F . This can be obtained by following the same procedures, as in [16], developed for a three-phase PWM rectifier.

That is,

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i(k) \\ \Delta Q_i(k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P(k+1) - P(k) \\ Q(k+1) - Q(k) \end{bmatrix}_{v_{i\alpha}, v_{i\beta}} = -\frac{T_s}{L} \begin{bmatrix} e_\alpha(k) & e_\beta(k) \\ e_\beta(k) & -e_\alpha(k) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} e_\alpha(k) - v_{i\alpha}(k) \\ e_\beta(k) - v_{i\beta}(k) \end{bmatrix} \quad (8)$$

The above equality is based on the assumption that the grid voltage is constant over the sampling period. It is noted that $v_{i\alpha}$ and $v_{i\beta}$ are determined by

$$v_{i\alpha} + jv_{i\beta} = \begin{cases} \sqrt{\frac{2}{3}} v_{dc} e^{j(i-1)\frac{\pi}{3}}, & i = 1, \dots, 6 \\ 0, & i = 0, 7 \end{cases} \quad (9)$$

3. Modelling of the quadratic boost converter

Although, many converter topologies can be used to connect the PV source to the input of the three-phase VSI and for performing the MPPT [23, 24], in applications where the PV voltage source is much lower than the intermediate DC link voltage, a quadratic boost constitutes a low cost and efficient solution for achieving a high voltage gain. Fig. 3 shows the circuit diagram of a quadratic boost converter. The model is obtained from differential equations following [25].

$$\begin{cases} \frac{di_{L1}}{dt} = \frac{V_{pv}}{L_1} - \frac{V_{C1}}{L_1}(1-u) \\ \frac{di_{L2}}{dt} = \frac{V_{C1}}{L_2} - \frac{V_{Co}}{L_2}(1-u) \\ \frac{dv_{C1}}{dt} = \frac{i_{L2}}{C_1} + \frac{i_{L1}}{C_1}(1-u) \end{cases} \quad (10)$$

$$\frac{dv_{Co}}{dt} = -\frac{V_{C2}}{RC_2} + \frac{i_{L2}}{C_2}(1-u) - \frac{i_o}{C_2} \quad (11)$$

where *u* is the command signal applied to the main switch of the converter. All the remaining variables and parameters that appear in (10)–(11) can be identified in Fig. 3. In steady state regime, the control variable *u* can be represented by the duty cycle *D*, which represents its average value. Such a manipulation yields the relation

$$\frac{v_{C1}}{v_{pv}} = \frac{v_{Cdc}}{v_{C1}} = \frac{1}{1-D} \quad (12)$$

Which leads to the ideal static transfer function of the converter *M* (*D*) [23]

$$M(D) = \left(\frac{v_{C1}}{v_{pv}} \right) \left(\frac{v_{Cdc}}{v_{C1}} \right) = \frac{1}{(1-D)^2} \quad (13)$$

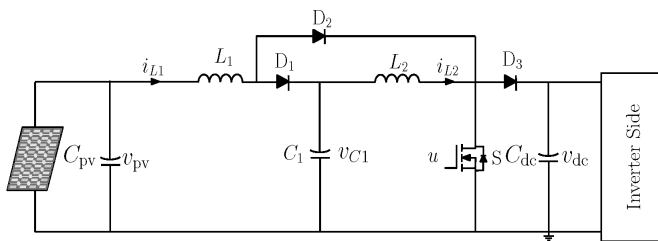


Fig 3. Schematic block diagram of a quadratic boost converter.

4. Fuzzy logic MPPT controller

MPPT control plays a critical role in PV systems. The idea behind MPPT is to adjust the PV output power to its maximum value, which is mainly related to the changes in atmospheric conditions. A look at the literature reveals that there are different types of MPPT algorithms that can be used [26].

For instance, the perturb and observer (P&O) algorithm is the most commonly used MPPT controller because of the

design simplicity. However, it is well-known that such a method suffers from the low convergence speed and the oscillation around the MPP, which raises concern about the choice of the step-size. To overcome these drawbacks, methods based on artificial intelligence such as fuzzy logic control [26] and artificial neural networks (ANN) techniques [27] have been recently proposed. Compared with other algorithms, the fuzzy logic control has better tracking performances [13, 14].

Namely, they have the advantage to be robust and relatively simple to design. The basic structure of a fuzzy controller is shown in Fig. 4.

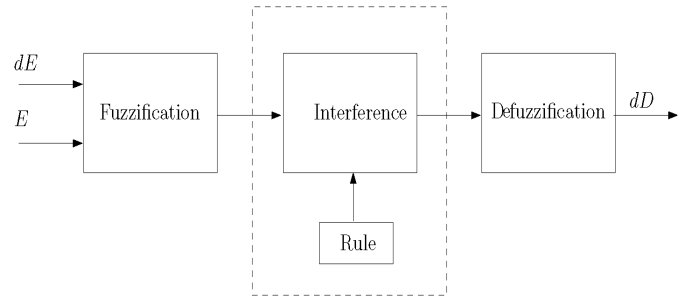


Fig. 4. Basic structure of a fuzzy logic controller.

First, the two input variables, namely, the sampled values of the error *E* and change of error *dE* are calculated as follows:

$$E(k) = \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{v_{pv}(k) - v_{pv}(k-1)} \quad (14)$$

$$dE(k) = E(k) - E(k-1) \quad (15)$$

where *P_{pv}*(*k*) and *v_{pv}*(*k*) are, respectively, the power and the voltage of PV panel at sampling instants (*kT_s*). The input variable *E*(*k*) is used for determining if the estimated power at the instant *kT_s* is located on the left (*E*(*k*) > 0) or on the right (*E*(*k*) < 0) of the MPP of the PV characteristic [28], while the input variable *dE*(*k*) is used for determining the sign of the fuzzy logic perturbation [28]. Five linguistic variables are adopted for each of the input/output variables.

These are: NB (Negative Big), and NS (Negative Small), Z (Zero), PS (Positive Small) and PB (Positive Big). The five basic fuzzy subsets for the input and the output variables are presented in Fig. 5. Table. 1 presents the rule table of the fuzzy logic controller. In this paper, we use Mamdani fuzzy inference method for computing a fuzzy output value. The defuzzification transforms this fuzzy output into a numeric value. The most used defuzzification method is the centre of gravity method [29].

Table 1. Table of fuzzy rules.

dE \ E	NB	NS	Z	PS	PB
NB	Z	Z	PB	PB	PB
NS	Z	Z	PS	PS	PS
Z	PS	Z	Z	Z	NS
PS	NS	NS	NS	Z	Z
PB	NB	NB	NB	Z	Z

Accordingly, the change of the duty cycle is determined by following equation

$$dD = \frac{\sum_{j=1}^n \mu(D_j) - D_j}{\sum_{j=1}^n \mu(D_j)} \quad (15)$$

Finally, the duty cycle is determined by:

$$D(k) = D(k-1) + dD(k) \quad (16)$$

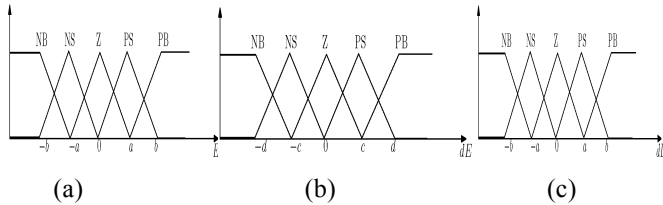


Fig. 5. Definitions and membership functions of (a) the first input variable (E), (b) the second input variable (dE) and (c) the output variable (dD).

5. Simulation results

Matlab Simulink with Simpower toolbox has been used for simulating the grid-connected PV system under the PDPC and supplied by a PV panel through a quadratic boost converter performing a fuzzy logic MPPT control described previously. The parameter values of the complete developed system are summarized in Table 2, 3, 4.

Table 2. Parameter of PV panel stp80

Rated Maximum Power P_{max} (W)	80
Maximum Power Voltage V_{mp} (V)	17.6
Maximum Power Current I_{mp} (A)	4.55
Open Circuit Voltage V_{oc} (V)	22.1
Short Circuit Current I_{sc} (A)	4.8

Table 3. Quadratic boost converter

Input Voltage (V)	17.6
Output Voltage (V)	400
Inductor L_1 (mH)	33
Inductor L_2 (mH)	33
Capacitor C_1 (μ F)	100

Table 4. Parameters of electrical grid

Switching Period T_s (μ s)	65
Resistance of Reactor r (Ω)	0.56
Inductance of Reactors L (mH)	19.5
DC-bus capacitor C_{dc} (μ F)	1100
Source Voltage Frequency f (Hz)	50
DC-bus Voltage V_{dc} (μ F)	400
Line to Line AC Voltage (V)	220

2.1. Static Performances

Fig. 6 shows the simulation results of the system under constant and nominal atmospheric conditions (temperature 25 C and irradiance 1000 W/m²).

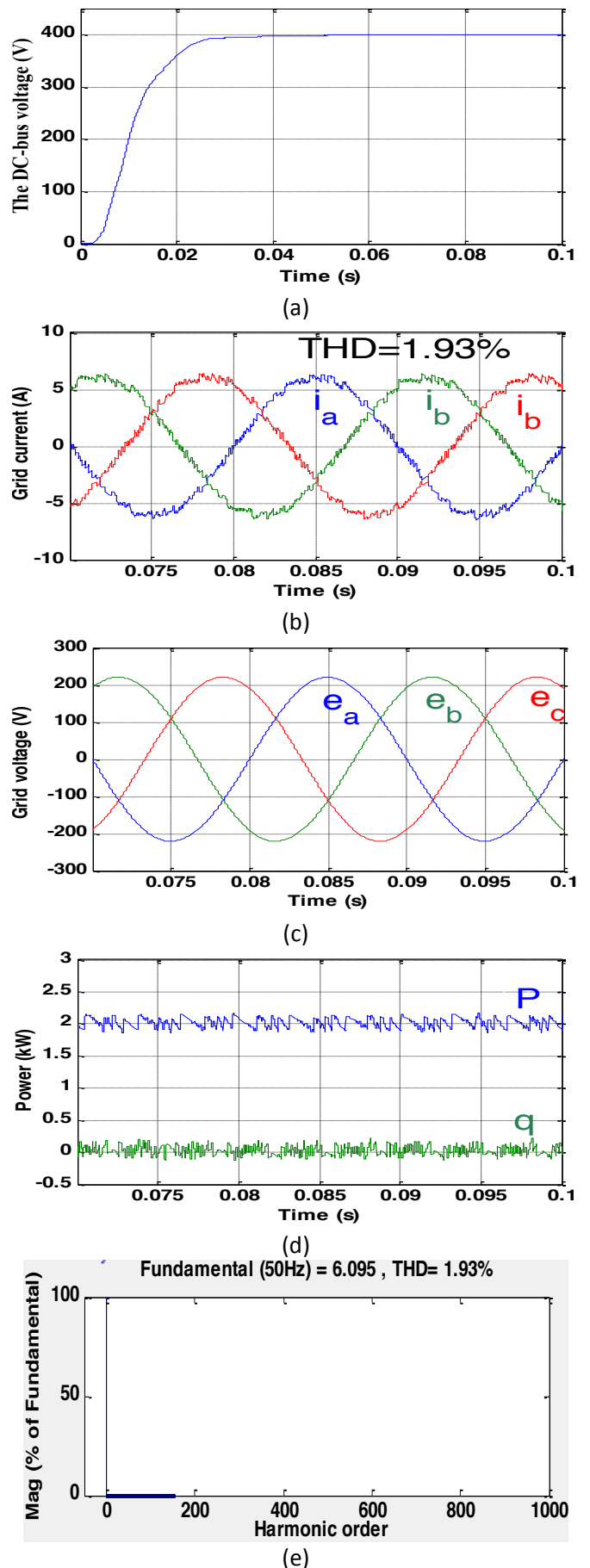
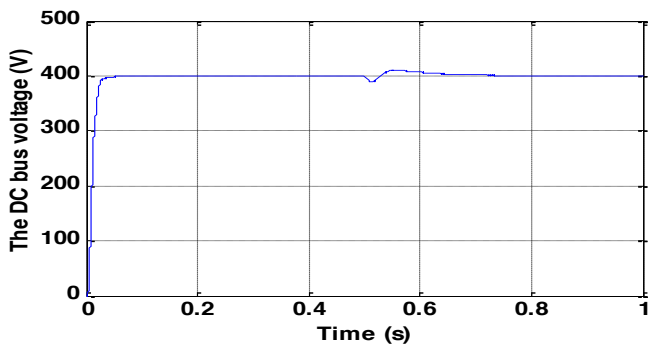


Fig. 6. Simulation results with constant of irradiance.

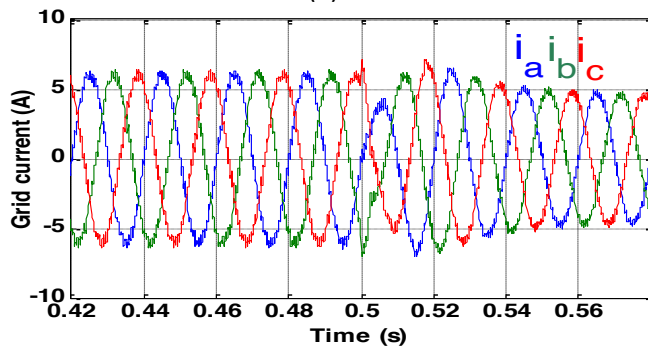
The DC bus voltage steady state value is reached in a relatively short time with negligible ripple oscillation in steady state, as is depicted in Fig. 6(a). The grid current and voltage are shown in Fig. 6.b and 6.c respectively, where it can be observed that both variables are synchronized and the power factor is close to unity. The grid phase current, waveforms are sinusoidal with a total harmonic distortion (THD) around 1.93%. The active and reactive powers of the grid are decoupled and are perfectly tracking their desired references. Note that the reactive power tends toward zero.

2.2. Dynamic Performances

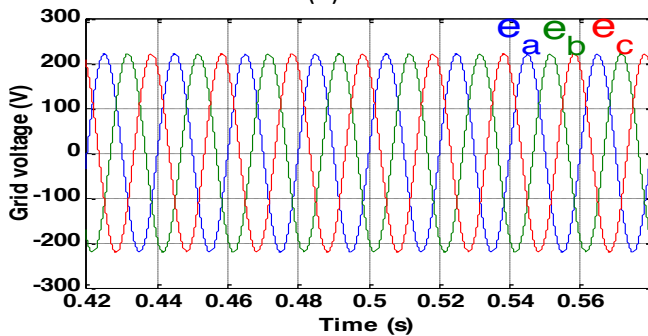
In order to test the performance of this system under atmospheric condition changes, the system is simulated and the response of the system to step changes in the solar irradiation is obtained. It can be observed that the DC bus voltage tracks its reference with good accuracy as depicted in Fig. 7.a. Figs. 7.b and 7.c shows that the grid currents present very good tracking performances with a short transient time small harmonic distortion and that are in phase with the grid voltages.



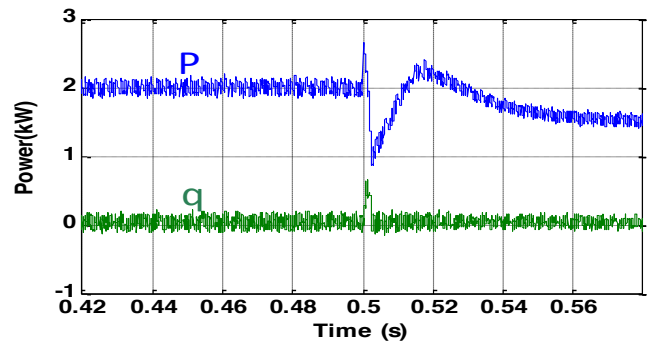
(a)



(b)



(c)



(d)

Fig.7. Simulation results with changes of irradiance. The change of irradiance at 0.5 s from 1000 W/m² to 800 W/m² with temperature at 25 C).

Finally, it can be observed in Fig 7.d that the active power properly follows their new references after a short transient, which confirms the robustness of the proposed solution. In addition, one can clearly see that the active and the reactive powers controls are decoupled of each other which is one of the advantages of the used P-DPC.

6. Conclusion

In this study, we presented a predictive direct power control method for a two-stage grid-connected photovoltaic system. A quadratic boost converter is used as an interface performing an MPPT control and providing a high voltage gain which is suitable for PV applications. An artificial intelligence fuzzy logic based MPPT control was used giving a fast response in front of climatic changes and loading conditions. The good performances obtained by numerical simulations show the efficacy of predictive direct power control in PV systems.

References

- [1] M. Orabi, M. Ahmed, and O. Abdel-Rahim, "A single-stage high boosting ratio converter for grid-connected photovoltaic systems," *Electric Power Components and Systems*, vol. 41, no. 9, pp. 896–911, 2013.
- [2] M. Yue and X. Wang, "Assessing cloud transient impacts of solar and battery energy systems on grid inertial responses," *Electric Power Components and Systems*, vol. 43, no. 2, pp. 200–211, 2015.
- [3] O. Abdel-Rahim and H. Funato, "A novel model predictive control for high gain switched inductor power conditioning system for photovoltaic applications," in *Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*, 2014 IEEE. IEEE, 2014, pp. 170–174.
- [4] A. Gandomkar and J.-K. Seok, "Inductive-boost switched-capacitor dc/dc converter for maximum power point tracking photovoltaic systems," in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2014 IEEE. IEEE, 2014, pp. 5296–5303.
- [5] K.-C. Tseng, C.-C. Huang, and W.-Y. Shih, "A high step-up converter with a voltage multiplier module for a

- photovoltaic system,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 28, no. 6, pp. 3047–3057, 2013.
- [6] A. Alisson Alencar Freitas, F. Lessa Tofoli, E. Mineiro Sat’ Jut’nior, S. Daher, and F. L. M. Antunes, “High-voltage gain DC–DC boost converter with coupled inductors for photovoltaic systems,” *Power Electronics, IET*, vol. 8, no. 10, pp. 1885–1892, 2015.
- [7] W. Li and X. He, “Review of nonisolated high-step-up dc/dc converters in photovoltaic grid-connected applications,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, no. 4, pp. 1239–1250, 2011.
- [8] R. Haroun, A. El Aroudi, A. Cid-Pastor, G. Garica, C. Olalla, and L. Martinez-Salamero, “Impedance matching in photovoltaic systems using cascaded boost converters and sliding-mode control,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 30, no. 6, pp. 3185–3199, 2015.
- [9] R. Haroun, A. Cid-Pastor, A. El Aroudi, and L. Martinez-Salamero, “Synthesis of canonical elements for power processing in DC distribution systems using cascaded converters and sliding-mode control,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 29, no. 3, pp. 1366–1381, 2014.
- [10] J. Morales-Saldana, R. Galarza-Quirino, J. Leyva-Ramos, E. Carbajal- Gutierrez, and M. Ortiz-Lopez, “Multi loop controller design for a quadratic boost converter,” *IET Electric Power Applications*, vol. 1, no. 3, pp. 362–367, 2007.
- [11] J. Leyva-Ramos, M. Ortiz-Lopez, L. Diaz-Saldierna, and J. Morales- Saldana, “Switching regulator using a quadratic boost converter for wide DC conversion ratios,” *IET Power Electronics*, vol. 2, no. 5, pp. 605–613, 2009.
- [12] O. López-Santos, L. Martínez-Salamero, G. Garcia, H. Valderrama- Blavi, and D. Mercuri, “Efficiency analysis of a sliding-mode controlled quadratic boost converter,” *Power Electronics, IET*, vol. 6, no. 2, pp. 364–373, 2013.
- [13] T. Radjai, L. Rahmani, S. Mekhilef, and J. P. Gaubert, “Implementation of a modified incremental conductance MPPT algorithm with direct control based on a fuzzy duty cycle change estimator using dspace,” *Solar Energy*, vol. 110, pp. 325–337, 2014.
- [14] T. ESRAM, P. L. Chapman et al., “Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques,” *IEEE Transactions on Energy Conversion EC*, vol. 22, no. 2, pp. 439, 2007.
- [15] M. Malinowski, M. P. Kazmierkowski, S. Hansen, F. Blaabjerg, and G. Marques, “Virtual-flux-based direct power control of three-phase PWM rectifiers,” *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 37, no. 4, pp. 1019–1027, 2001.
- [16] A. Bouafia, F. Krim, and J.-P. Gaubert, “Design and implementation of high performance direct power control of three-phase PWM rectifier, via fuzzy and PI controller for output voltage regulation,” *Energy Conversion and Management*, vol. 50, no. 1, pp. 6–13, 2009.
- [17] M. Malinowski, M. P. Kazmierkowski, and A. M. Trzynadlowski, “A comparative study of control techniques for PWM rectifiers in AC adjustable speed drives,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 18, no. 6, pp. 1390–1396, 2003.
- [18] A. Bouafia, J.-P. Gaubert, and F. Krim, “Predictive direct power control of three-phase pulse width modulation (PWM) rectifier using space-vector modulation (SVM),” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 25, no. 1, pp. 228–236, 2010.
- [19] D.-K. Choi and K.-B. Lee, “Dynamic performance improvement of AC/DC converter using model predictive direct power control with finite control set,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 62, no. 2, pp. 757–767, 2015.
- [20] P. Cortes, J. Rodriguez, P. Antoniewicz, and M. Kazmierkowski, “Direct power control of an afe using predictive control,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 23, no. 5, pp. 2516–2523, 2008.
- [21] J. Scoltock, T. Geyer, and U. K. Madawala, “Model predictive direct power control for a grid-connected converter with an LCL-filter,” in *Industrial Technology (ICIT), 2013 IEEE International Conference on. IEEE*, 2013, pp. 588–593.
- [22] J. Hu, J. Zhu, and D. G. Dorrell, “Model predictive control of grid connected inverters for PV systems with flexible power regulation and switching frequency reduction,” *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 51, no. 1, pp. 587–594, 2015.
- [23] N. Chettibi and A. Mellit, “Fpga-based real time simulation and control of grid-connected photovoltaic systems,” *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 43, pp. 34–53, 2014.
- [24] N. Patcharaprakiti, S. Premrudeepreechacharn, and Y. Sriuthaisiriwong, “Maximum power point tracking using adaptive fuzzy logic control for grid-connected photovoltaic system,” *Renewable Energy*, vol. 30, no. 11, pp. 1771–1788, 2005.
- [25] O. Lopez-Santos, L. Martinez-Salamero, G. Garcia, H. Valderrama- Blavi, and T. Sierra-Polanco, “Robust sliding-mode control design for a voltage regulated quadratic boost converter,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 30, no. 4, pp. 2313–2327, 2015.
- [26] A. Gupta, S. Chanana, and T. Thakur, “Power quality assessment of a solar photovoltaic two-stage grid connected system: Using fuzzy and proportional integral controlled dynamic voltage restorer approach,” *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 013113, 2015.
- [27] Y.-H. Liu, C.-L. Liu, J.-W. Huang, and J.-H. Chen, “Neural-network based maximum power point tracking methods for photovoltaic systems operating under fast

- changing environments,” *Solar Energy*, vol. 89, pp. 42–53, 2013.
- [28] O. Guenounou, B. Dahhou, and F. Chabour, “Adaptive fuzzy controller based MPPT for photovoltaic systems,” *Energy Conversion and Management*, vol. 78, pp. 843–850, 2014.
- [29] B. Bendib, F. Krim, H. Belmili, M. Almi, and S. Boulouma, “Advanced fuzzy MPPT controller for a stand-alone pv system,” *Energy Procedia*, vol. 50, pp. 383–392, 2014.

Implementation of a maximum power point tracking (MPPT) Algorithm for photovoltaic (PV) system

Mohamed Nader Amrani and Abderrahmane Dib

*Department of Science and Technology, Faculty of Sciences and Applied Sciences
University Larbi Ben M'hidi (e-mail: {amranimednader, dibabderrahmane}@yahoo.fr).*

Received date: December 10, 2014; revised date: June 12, 2015; accepted date: June 15, 2015

Abstract:

Solar energy is a clean and promising source of energy that can be adapted perfectly with multiple systems. The electrical characteristic of the Photovoltaic generator contains an optimal operating point generally called the maximum power point. For this, the implementation of a tracker of the maximum power point is necessary. They play a critical role in photovoltaic (PV) power system for maximize the power of the GPV under different irradiance conditions. This paper deals a strategy for optimizing the performance of a photovoltaic system under real climatic conditions. The maximum power point tracking "MPPT" used in this paper is the perturbation and observation (P&O) algorithm. A controlled Boost DC-DC converter was implemented and connected to a SunTech STP085B PV panel to verify the accuracy of the proposed method. Matlab/Simulink was used for the simulation studies. A digital signal processor (dSPACE ACE1104) based controller was constructed to implement the proposed MPPT control, and the experimental results are presented.

Keywords: Solar energy; Maximum Power Point Tracking; perturbation and observation algorithm; dSPACE controller; Boost converter

1. Introduction

The renewable energy plays a very important role in the production of electricity, mainly in developed countries. The sun is a clean, renewable and not polluting source to generate electricity. The electricity production in systems based on solar cells, where the solar photons are absorbed by a semiconductor is directly converted into electrical energy [1].

The characteristic of the photovoltaic generator (PVG) depends on the temperature, and the irradiation solar. The electrical characteristic voltage/power of the photovoltaic generator (PVG) represents the variation of the power according to the voltage across the photovoltaic generator. In this characteristic, the photovoltaic generator contains an optimal operating point generally called the maximum power point, located in a non-linear zone. To improve the efficiency of the photovoltaic system, the implementation of a tracker of the maximum power point (MPP) is necessary.

There are several methods to obtain the maximum power of the photovoltaic generator [2- 4] can be divided into two groups; offline methods and online methods [5]. These methods differ in terms of complexity, speed of response, amount of investment, the number and types of sensors required and the hardware implementation [5]. Offline methods commonly used the short circuit current and open circuit voltage of the GVP. Generally there are two well-known methods are; the open circuit method [6], and

the short circuit current method [7], the authors [8] have been proposed the new offline method based in Artificial Neural Networks (ANN).

In online methods, the current and voltage of the solar panel are measured instantaneous; the most famous in this group are: Perturbation and Observation (P & O) [9], incremental conductance [2], the Ripple Correlation Control (RCC) [10], hill climbing, the three point's comparison and the feedback methods of power [11].

There are author used the methods based on «artificial intelligence» such as the authors [12 - 14] have proposed the maximum power point tracking (MPPT) algorithm based on artificial neural networks. The author [13] proposed genetic algorithms, and the author [15 - 17] have used fuzzy logic to obtain the optimum power point

In this paper, optimizing the performance of a photovoltaic system with Perturbation and Observation (P & O) algorithm, In Section 2 The solar panel model and a Boost converter model are presented. Section 3 the photovoltaic system for tracking maximum power is introduced. Section 4 our method for tracking the maximum power is presented "the P and O algorithm" section 5 the experimental setup and results are presented to demonstrate the efficiency of the proposed system. Finally the conclusion are presented

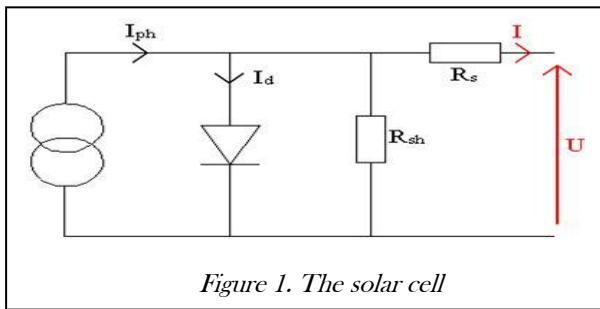
2. Photovoltaic generator

There are several models mathematics used for simulate the photovoltaic generator. These models differ in the method of calculation and the number of parameters involved in the current - voltage characteristic.

In our case, we chose a simple model that requires the parameters given by the manufacturer.

We have implemented the five parameter model. The equation for the model of the photovoltaic cell involves the relationship between the output voltage and the current. To increase the output power of the system, solar cells are generally connected in series and/ or in parallel to form PV modules.

This model can be summarized as follows: [18 -20]



The output current of the solar cell is given by

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh}$$

By considering the electrical characteristics of a junction, this current can be given by

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{q(U+IR_s)}{AKT}} - 1 \right) - \frac{U+IR_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

When one replaces the term $VT = KT/q$, one finds

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{U+IR_s}{AVT}} - 1 \right) \quad (2)$$

The third term in equ (1) is neglected because R_{sh} is bigger than R_s

The output voltage of the cell becomes

$$U = -IR_s + \frac{AKT}{q} \ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) \quad (3)$$

Where:

R_s : series resistance

R_{sh} : shunt resistance

I_{ph} : short circuit current

I_d : current of the diode

I_{sh} : current of the parallel resistor R_p

I : output current and of the solar cell

U : output voltage of the solar cell

I_0 : reverse saturation current of the diode

q : charge of the electron

A : diode ideality factor

K : Boltzmann constant

T : temperature in °K

For the rest of our work, we have chosen a STP085B PV module. It consists of 54 polycrystalline silicon solar cells connected in series and provides a nominal power 85W. The electrical parameters are given in Table 1.

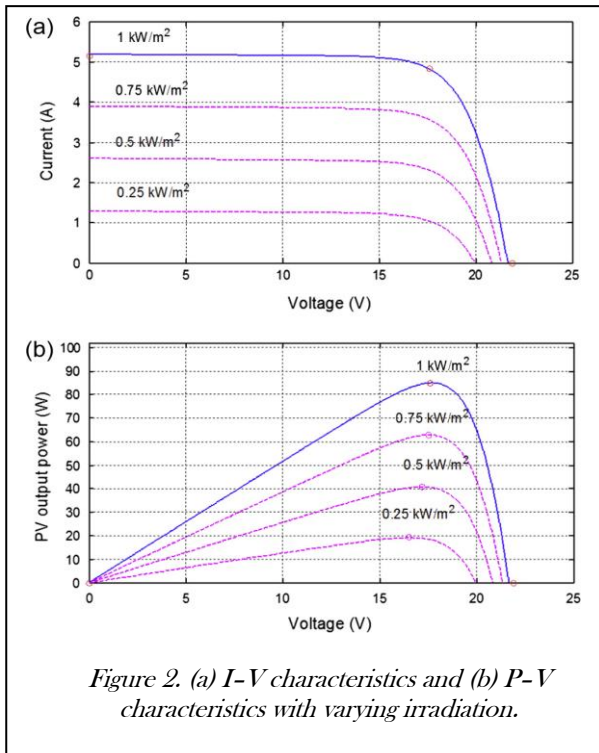
Table 1. Module STP085B

I_{short} - Circuit	V_{Open} - Circuit	$V_{Maximum}$	$I_{Maximum}$	$P_{Maximum}$
5.15 A	21.9V	17.8V	4.83 A	85W

The photovoltaic generator (PVG) is composed by cells solar connected serially and/or parallel. Voltage and current of PVG is proportional to the number of series and parallel cells respectively.

From the last equation, the characteristics of the solar module $I = f(V)$, with a variable illumination, will have the following form (for a junction temperature of 25 ° C and a spectral distribution of said radiation of AM 1.5).

Note that the voltage V_{oc} varies very little according to the illumination, unlike the current I_{sc} increases strongly with the illumination.



3. DC-DC Converter

The boost converter is a type DC-DC converter composed principally by Electronics components. It is used in several domains. In this case, the boost converter coupled with PVG. Maximum power point tracking "MPPT" controller generated the duty cycle will be controlled the MOSFET of Boost converter to maintain the power of PVG it near from the maximum power point, whatever of the variations of the

illumination. The following figure shows circuit the boost converter: [20]

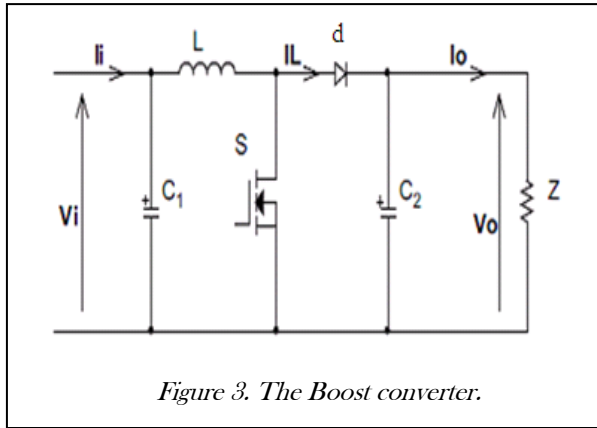


Figure 3. The Boost converter.

The mathematical model of the DC-DC converter expressed by the following equations: [20, 21]

$$\frac{V_0}{V_i} = \frac{1}{1-D} \tag{4}$$

$$\frac{I_i}{I_0} = \frac{1}{1-D} \tag{5}$$

$$I_L = I_i - C_1 \frac{dV_i}{dt} \tag{6}$$

$$I_0 = (1 - D)I_L - C_2 \frac{dV_0}{dt} \tag{7}$$

$$V_i = (1 - D)V_0 + R_L I_L L \frac{dI_L}{dt} \tag{8}$$

Where:

- I: input current
- Io: output current
- Vi : input voltage
- Vo: output voltage
- d: diode
- D:duty cycle
- L: inductance
- S: switch
- C1, C2: capacitances
- Z: output impedance

The critical values of the inductance and capacitance can be calculated using the following equations:

$$L = \frac{(1-D)^2 \cdot D \cdot R}{2 \cdot f} \tag{9}$$

$$C = \frac{D}{2 \cdot f \cdot R} \tag{10}$$

4. Maximum power point tracking

Maximum power point tracking “MPPT” controller play a critical role in photovoltaic (PV) power system for maximizes the power of the PVG. The role of maximum power point tracking “MPPT” controller is to search the maximum power point of the PV system. The control principle is based on the automatic variation of the duty cycle D to the appropriate value so as to maximize the power output of the PV panel.

There are different type’s algorithms of the MPPT controller [22].

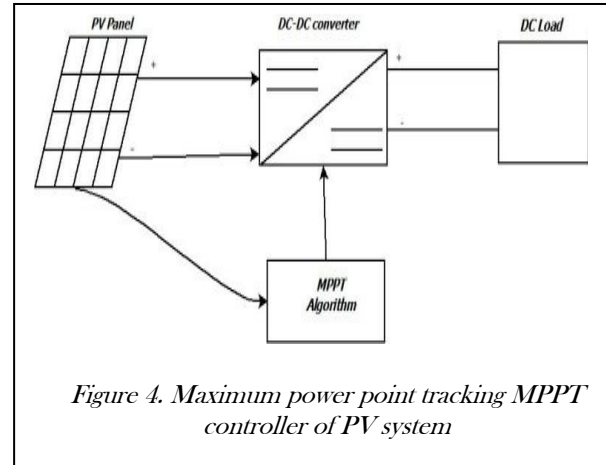


Figure 4. Maximum power point tracking MPPT controller of PV system

5. The P & O algorithm

The P & O algorithm is the most commonly exploited to search the point of maximum power, due to its simplicity and requires only voltage and current measurements of the PVG.

Operating principle based on perturbation of voltage and observing the impact of this change on the output power of the PV panel. At each cycle, and I_p , V_p are measured to calculate $P_p(k)$. The value $P_p(k)$ is compared with the value $P_p(k-1)$ calculated in the previous cycle.

If the output power has increased, V_p is adjusted in the same direction as in the previous cycle. If the power output has decreased, V_p is adjusted in the opposite direction as the previous cycle direction. It uses an iterative method. The table 2 bellow summarized the operation of the P&O-MPPT algorithm

Table 2

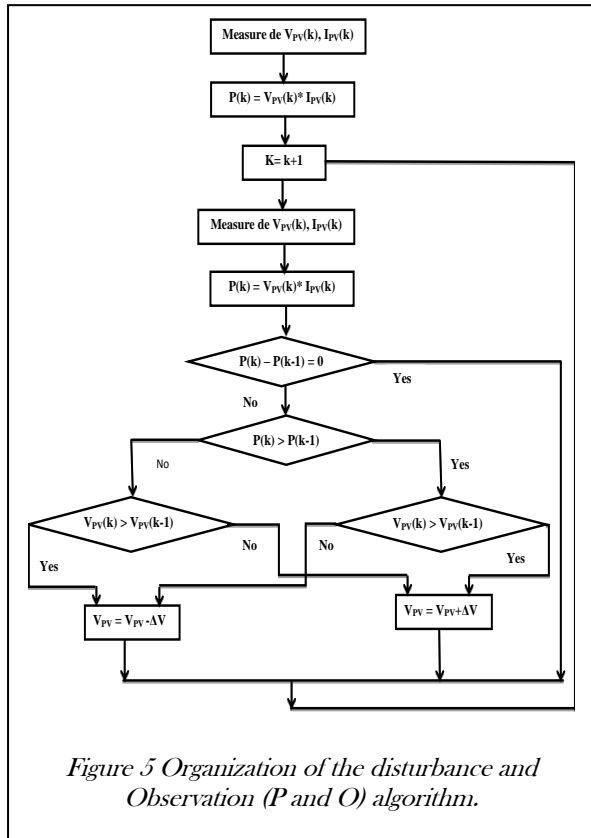
The principle operation of the P&O-MPPT algorithm

Case	ΔP	ΔV	Action
4	$P(k) > P(k-1)$	$V(k) > V(k-1)$	V++
3	$P(k) > P(k-1)$	$V(k) < V(k-1)$	V--
2	$P(k) < P(k-1)$	$V(k) > V(k-1)$	V--
1	$P(k) < P(k-1)$	$V(k) < V(k-1)$	V++

A scheme of the algorithm is shown in Figure 5.

If the step size is very small losses in states stable or slowly changing conditions will reduced, but the system has a slow response to rapid changes in temperature or exposure.

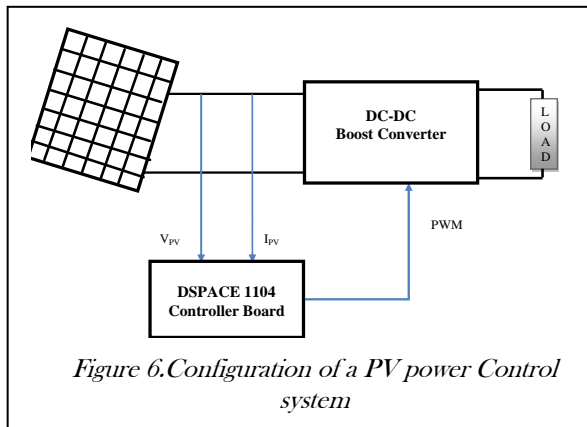
The ideal value for the width of the system cannot be determined experimentally or by simulation, thus meet a compromise between rapid response and loss power in stable state.



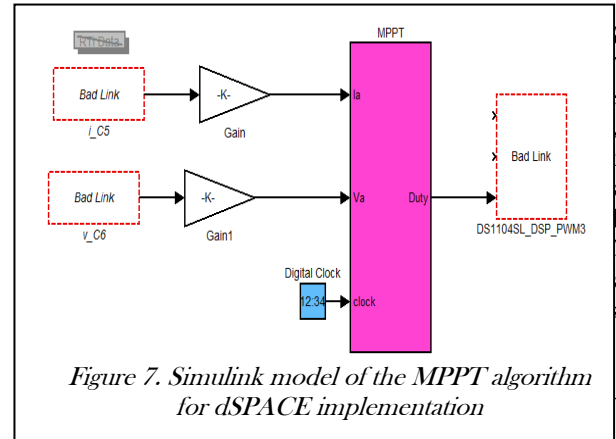
6. Experimental Setup

The proposed MPPT algorithm is implemented using a digital controller based on a dSPACE DSP unit. The DS1104 R&D Controller Board upgrades your PC to a development system for rapid control prototyping (RCP). The real-time hardware - based on the PowerPC 603e microprocessor - and its I/O interfaces make the board ideally suited for developing controllers in various fields - in both industry and university.

The dSPACE is a powerful tool to modify the MPPT controller parameters real time and to monitor real processes while an experiment is operated. The system components are:



The bench test was based on the following equipment: four real Suntech85 W panels (used in the LAS laboratory in Sétif, Algeria), a Semikron DC-DC Boost converter operating with a switching frequency of 10 kHz and a variable resistor as a load. A Hall Effect CT LEM (PR30) and a HAMEG HZ64 isolation amplifier were used to detect the PV output current and PV output voltage.



7. Experimental Results

To test and verify the performance of the MPPT controller with perturbed and observe algorithm were performed on experimental prototypes designed and built in LAS laboratory in Setif "Algeria". A system of four PV solar panels was used as the resistance from 33 Ohm.

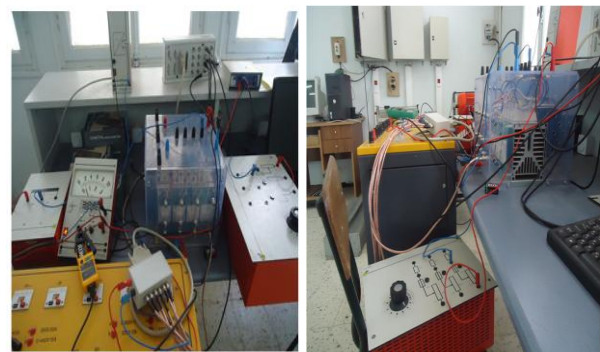


Figure 8. The bench test

The experimental results of the proposed system were implemented using DSPACE DS1104 is presented in figure 9, 10, 11 and 12.

The experimental duty cycle is shown in Fig. 9. The experimental PV output voltage and current are shown in Fig. 11 and 10, respectively. The electrical

characteristic of the photovoltaic generator (PVG), $I = f(V)$ and $P = f(V)$ are represents in Fig. 12.a and 12.b, respectively.

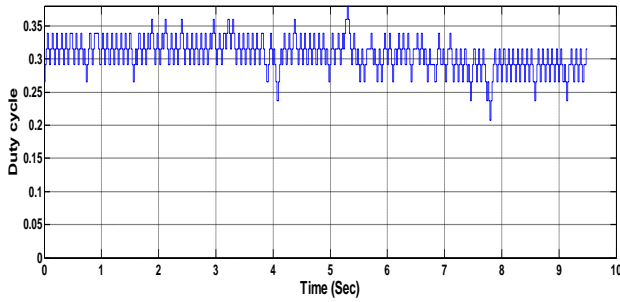


Figure 9. Duty cycle

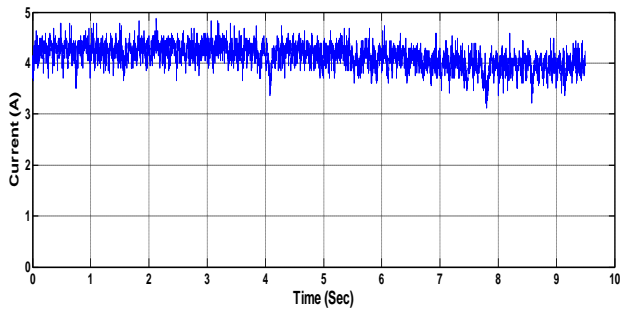


Figure 10. Experimental maximum PV current

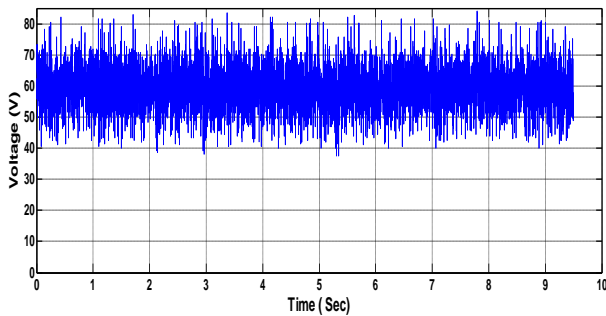


Figure 11. Experimental maximum PV voltage

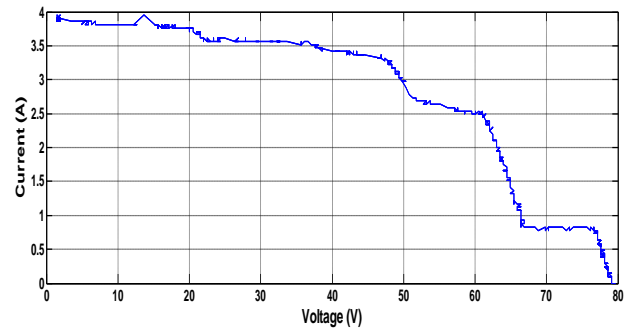


Figure 12 (a) Experimental I-V curve of a photovoltaic panel

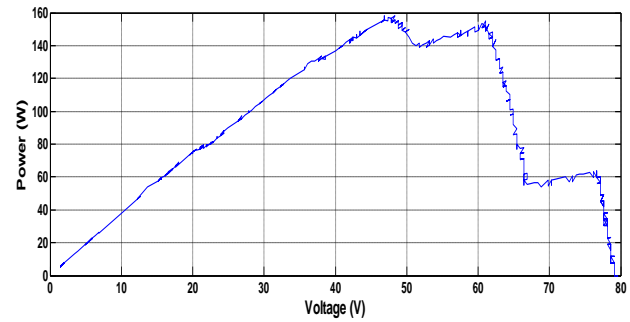


Figure 12 (b) Experimental P-V curve of a photovoltaic panel

8. Conclusion

The principal objective of this study is to improve the performances of a photovoltaic system under real climatic conditions. For this, we have used the MPPT control based on perturb and observe algorithm connected in boost converter. The system demonstrates acceptable response under real climatic conditions. A dSPACE ACE1104 based controller was used to implement the proposed MPPT and control algorithm. The experimental results are presented to verify the performance.

Reference

- [1] A. H. Bellia, Y. Ramdani, F. Moulay, K. Medles, "Irradiance and Temperature Impact on Photovoltaic Power by Design of Experiments", *Rev. Roum. Sci. Techn. - Électrotechn. Et Énerg.*, 58, 3, (2013) 284-294,
- [2] A. J. Mahdi, W.H. Tang and Q.H. Wu, "Improvement of a MPPT Algorithm for PV Systems and Its Experimental Validation", *International conference on Renewable Energies and Power Quality*, Spain 2010
- [3] T. Esum, J.W. Kimball, P. T. Krein, P. L. Chapman, P. Midya, "Dynamic maximum power point tracking of photovoltaic arrays using ripple

- correlation control”, *IEEE Trans Power Electron*, 21, (2006)1282-1291
- [4] R. Ramaprabha, M. Balaji, B.L. Mathur., “Maximum power point tracking of partially shaded solar PV system using modified Fibonacci search method with fuzzy controller”, *Electrical Power and Energy Systems*, (2012) 754-765
- [5] Mohammad H. Moradi, Ali Reza Reisi « A hybrid maximum power point tracking method for photovoltaic systems » *Solar Energy* 85 (2011) 2965-2976
- [6] C. Dorofte, U. Borup, F. Blaabjerg, “A combined two- method MPPT control scheme for grid-connected photovoltaic systems”, In: *ProcEurConf Power Electron Appl*, (2005)1-10
- [7] T. Noguchi, S. Togashi, R. Nakamoto, “Short-current pulse-based maximum power- point tracking method for multiple photovoltaic and converter module system”, *IEEE Trans Ind Electron*, 49, (2002)217-223,
- [8] T. Hiyama, S. Kouzuma, T. Imakubo, “Identification of optimal operating point of PV modules using neural network for real-time maximum power tracking control”. *IEEE Trans. Energy Convers.* 10 (2), (1995)360-367.
- [9] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, M. Vitelli, “Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method”, *IEEE Trans Power Electron*, 20, (2005)963-973,
- [10] P. Huynh, B.H. Cho, “Design and analysis of a microprocessorcontrolled peak-power-tracking system”. *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.* 32 (1), (1996)
- [11] S. Laloumi. D. Rekioua, T. Rekiou and E. Matagne, “Fuzzy logic control of stand-alone photovoltaic system with battery storage”, *Journal of Power Sources*, 193, (2009)899-907
- [12] M. Veerachary, T. Senjyu, K. Uezato, “Voltage-based maximum power point tracking control of PV systems”, *IEEE Trans Aerosp Electron Syst*, 38, (2002)262-270
- [13] B. K. Bose, Neural Network Applications in Power Electronics and Motor Drives-An Introduction and Perspective, *IEEE Trans. On Industrial Electronics*, 54, (2007)14-33
- [14] Ahmet AfçinKulaksiz, RamazanAkkaya, A genetic algorithm optimized ANN-based MPPT algorithm for a stand-alone PV system with induction motor drive, *Solar Energy*, 86, (2012)2366-2375,
- [15] H. Chih-Lyang, C. Li-Jui, Y. Yuan-Sheng, Network-based fuzzy decentralized sliding-mode control for car-like mobile robots, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 54, (2007)574-585,
- [16] M. S. A. Cheikh, C. Larbes, G. F. T. Kebir, A. Zerguerras, Maximum power point tracking using a fuzzy logic control scheme, *Revue des Energies Renouvelables*, 10, (2007)387-395,
- [17] M.N.Amrani, A. Dib « Study of Maximum Power Point Tracking (MPPT) Method Based on Fuzzy Controller” *International Conference on Electrical Engineering and Automatic Control*, 2013.
- [18] M. G. L. Francisco, “Model of Photovoltaic Module in Matlab™, *2do congresoiberoamericano de estudiantes de ingeniería eléctrica, electrónica y computación*” (II CIBELEC 2005), (2005)1-5.
- [19] S. Titouche. “Optimisation d’un système photovoltaïque”, Master thesis in Automatic Control, University of Djelfa, Algeria, (2012).
- [20] Azzouzi. M. (2013). Optimization of Photovoltaic Generator by Using P&O Algorithm under Different weather Conditions, *control engineering and applied informatics*, pp. 12-19.
- [21] Z. Ayache, A. Bendaoud, H. Slimani, B. Benazza, H. Miloudi, and A. Bentaallah, « Commande MPPT et Contrôle d’un Système Photovoltaïque par la Logique Floue », *International Conference on Electrical Networks (ICEN’2010)*, Sidi Bel-Abbès, (2010).
- [22] Salim Bouchakour, Ahmed Tahour, Houari Sayah, Kamel Abdeladim, Aissaoui Abdelghani “direct power control of grid connected photovoltaic system with linear reoriented coordinate method as maximum power point tracking algorithm » *Rev. Roum. Sci. Techn. - Électrotechn. et Énerg.*, 59, 1, p. 57-66, Bucarest, 2014

Résumé

L'énergie solaire est l'une des sources les plus prometteuses d'énergies renouvelables qui peuvent être utilisées comme alternative à l'énergie fossile. Parmi ses applications, la production d'électricité à l'aide de panneaux photovoltaïques (PV) a été largement considérée au cours des dernières années en raison de plusieurs avantages.

Dans notre travail, nous nous sommes intéressés au contrôle et simulation d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique. La configuration de ce système comporte un générateur photovoltaïque, connecté à un convertisseur DC-DC, un convertisseur DC-AC pour l'injection l'énergie électrique produite par le GPV au réseau de distribution.

Pour un fonctionnement optimal du système, le contrôleur MPPT est appliqué pour la poursuite du point de puissance maximale du système GPV dans des conditions variables d'éclairement. L'électricité produite par GPV est de nature continue. Pour injecter ce courant dans le réseau électrique on doit le transformer en un courant sinusoïdal de 50 Hz, cette transformation s'effectuera par le biais d'un convertisseur appelé Onduleur. Ce dernier doit être doté d'une commande adéquate et judicieusement choisie afin d'avoir une tension compatible avec le réseau et avec le minimum d'harmonique. Les résultats de simulations obtenues sous l'environnement MATLAB- Simulink.

Mots clé : Energie Photovoltaïque, Suiveur de Point de Puissance Maximale, Convertisseur DC-DC, Réseau Electrique.

Abstract

Solar energy is one of the most promising sources of renewable energies that can be used as an alternative to fossil energy. Among its applications, electricity generation using photovoltaic (PV) panels has been widely considered during the last years due to several advantages

In our work, we were interested in the control and the simulation of a photovoltaic system connected to the electrical grid.

The configuration of this system contains a photovoltaic generator, connected to a converter DC-DC, a converted DC-AC for the injection the electrical energy produced by the PVG in the distribution network.

For an optimal functioning of the system, the controller MPPT is applied for to tracking the maximum power point of PV systems in varying conditions of illumination. The electricity produced is a continuous process. Where we want to inject this current into the distribution network, it must be transformed into a sinusoidal current of 50 Hz. This transformation will take place through a converter called UPS (inverter). The latter must have an adequate command and judiciously chosen to have a voltage compatible with the network with minimum harmonic distortion.

Keywords: photovoltaic Energy, Maximum Pour Point Tracking, Converter DC-DC, Electrical grid.